

PROPONENTE

**Repower Renewable Spa**

Via Lavaredo, 44  
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott.Giuseppe Caricato



PROGETTAZIONE



**TENPROJECT**

Tenproject Srl -via De Gasperi 61  
82018 S.Giorgio del Sannio (BN)  
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315  
tenproject.it - info@tenproject.it

Progettista :  
Ing. Massimo Lepore

N° COMMESSA

**1459**

**NUOVO PARCO EOLICO "VEGLIE "**  
**PROVINCIE DI LECCE - TARANTO - BRINDISI**  
**COMUNI DI SALICE SALENTINO - NARDO' - PORTO CESAREO - AVETRANA - ERCHIE**

**PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE**



CODICE ELABORATO

**STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO**

**9.3**

NOME FILE  
1459-PD\_A\_9.3\_REL\_r00

00	05/2021	PRIMA EMISSIONE	PI	ML	ML
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE

 <b>TENPROJECT</b>	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 2 di 29
---	---	--	--

# INDICE

<b><u>INTRODUZIONE</u></b> .....	<b>4</b>
<b>1.1 PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1.2 INDAGINE DI SITO</b> .....	<b>5</b>
<b><u>2 METODOLOGIA DI ANALISI</u></b> .....	<b>11</b>
<b><u>3 DATI DI INPUT</u></b> .....	<b>13</b>
<b>3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO</b> .....	<b>13</b>
<b>3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ</b> .....	<b>13</b>
<b>3.3 DENSITÀ DELL'ARIA</b> .....	<b>14</b>
<b>3.4 RISORSA EOLICA</b> .....	<b>15</b>
<b>3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA</b> .....	<b>15</b>
<b>3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO</b> .....	<b>18</b>
<b>3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE</b> .....	<b>19</b>
<b><u>4 CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE</u></b> .....	<b>20</b>
<b>4.1 VREF – VERIFICA PRELIMINARE DEI PARAMETRI DI SITO</b> .....	<b>21</b>
<b>4.2 INTENSITÀ DI TURBOLENZA AMBIENTALE</b> .....	<b>21</b>
<b><u>5 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</u></b> .....	<b>23</b>
<b>5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE</b> .....	<b>26</b>
<b>5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE</b> .....	<b>27</b>
<b>5.3 CONCLUSIONI</b> .....	<b>29</b>

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 4 di 29
---	---	--	--

## INTRODUZIONE

### 1.1 PREMESSA

La società Repower Renewable Spa, di seguito indicata come “Committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una valutazione sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico di potenza 42,0 MW, comprensivo di un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di potenza pari a 15,20 MW, previsto in agro dei territori comunali di Avetrana (TA), Salice Salentino (LE), Nardò (LE) e Porto Cesareo (LE) in località “Il Canalone” e costituito nel suo complesso da 7 aerogeneratori modello Vestas V150 di potenza nominale unitaria pari a 6,0 MW, con altezza al mozzo 125 m s.l.t. e diametro rotore pari a 150 m.

L'impianto in oggetto è individuabile a circa 10 km in direzione Nord Ovest dal centro del comune di Sambuca di Sicilia (AG) e a circa 12,6 Km in linea d'aria in direzione Nord Ovest dal comune di Porto Cesareo (LE), a circa in area a carattere pianeggiante, con quote altimetriche comprese tra i 50 m e i 90 m s.l.m..

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 terrestri (ed eventualmente 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.

## 1.1.2 INDAGINE DI SITO

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, in regione Puglia, a circa 6,4 km in direzione Est dal centro del comune di Avetrana (TA), a circa 12,6 Km in linea d'aria in direzione Nord Ovest dal comune di Porto Cesareo (LE).

Complessivamente, il sito si inserisce in ambito agricolo.

L'area oggetto di indagine è caratterizzata da altre iniziative di impianti eolici il cui iter è in fase di autorizzazione e da altre installazioni di mini eolico facenti parte di iniziative private; per tale motivo questi impianti sono stati considerati nel modello di calcolo al fine di valutare possibili interferenze o deficit produttivi.

Nel suo insieme l'area di progetto risulta essere ben esposta ai venti dominanti soprattutto per le componenti energeticamente più importanti che provengono sostanzialmente dal settore Nord.

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

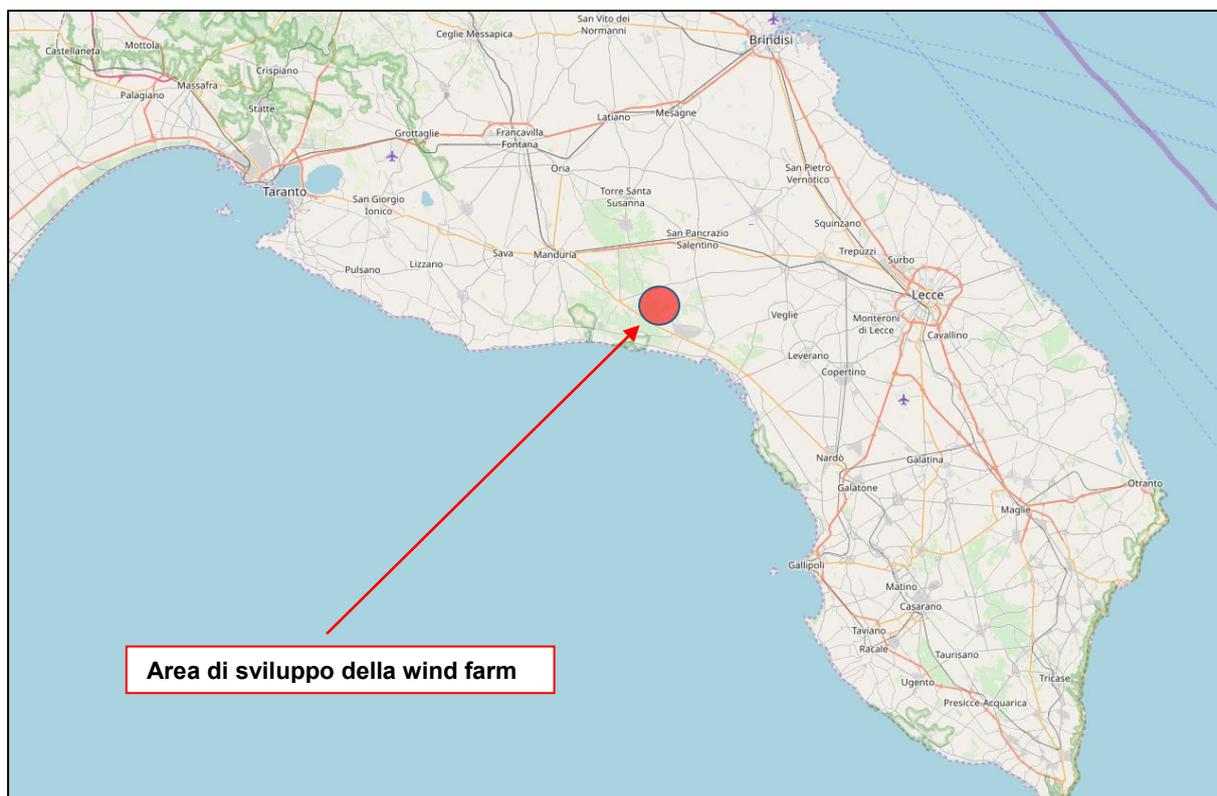
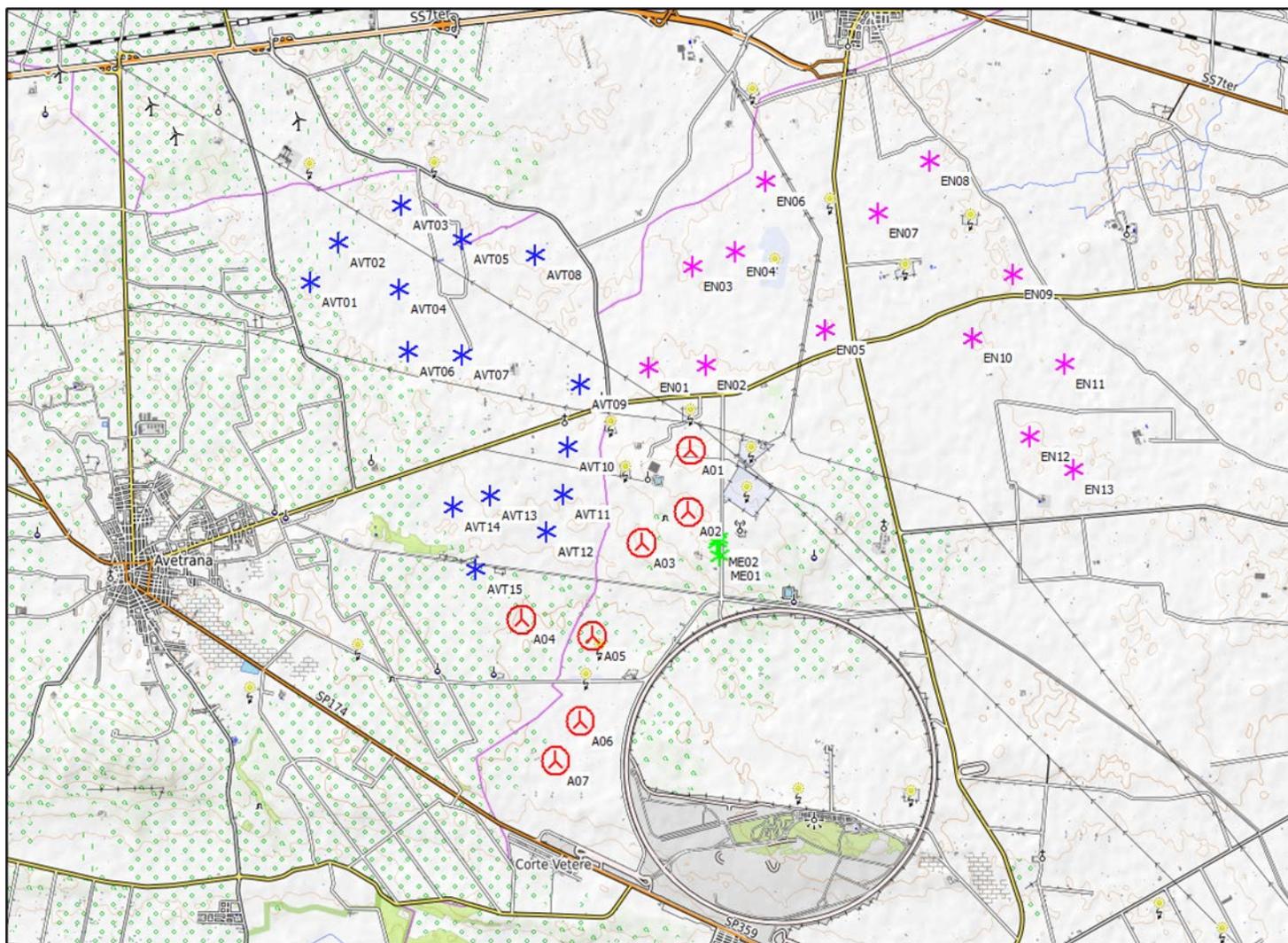
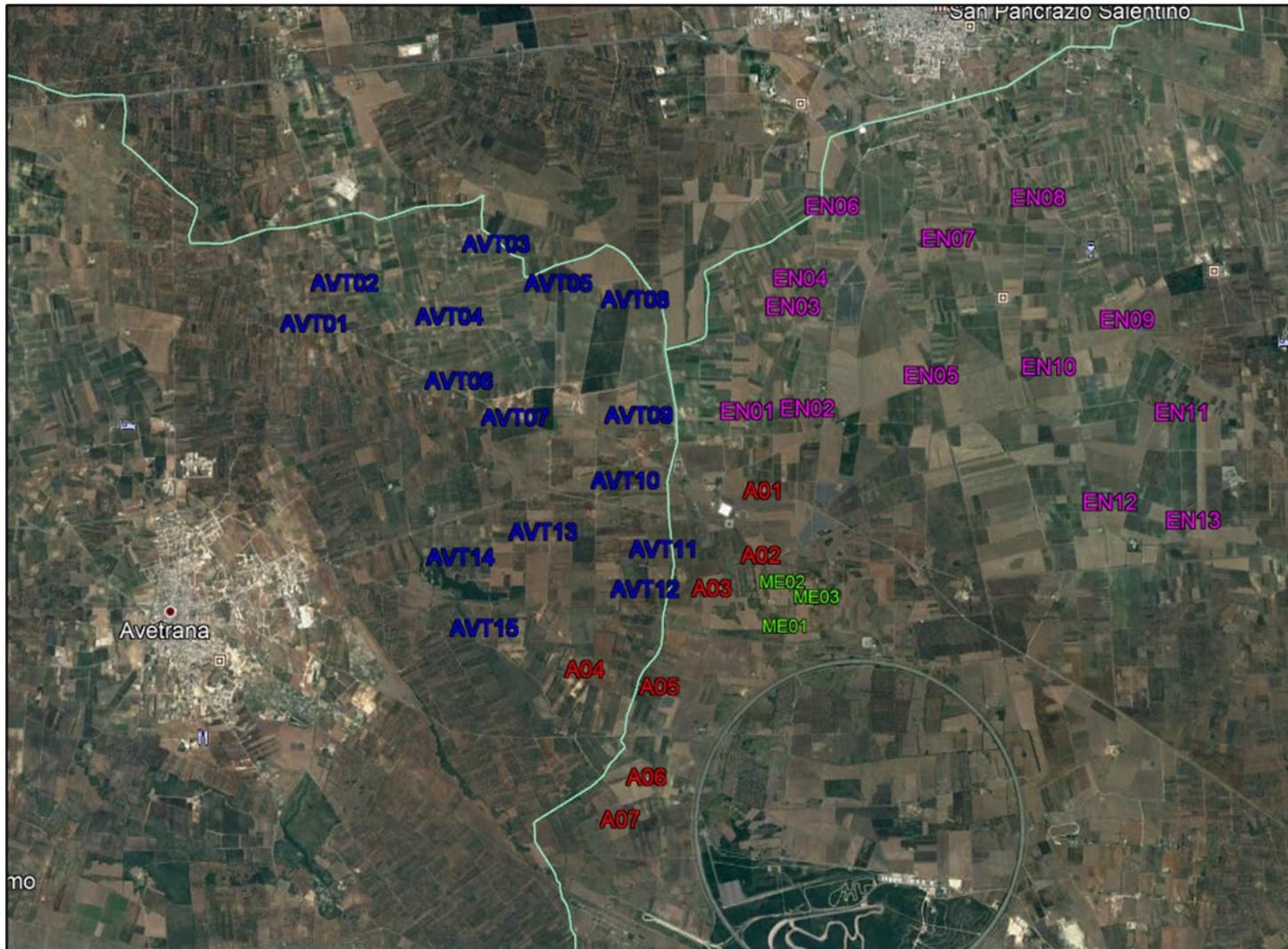


Figura 1: Inquadramento geografico del sito in località "Il Canalone".



**Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su stralcio cartografico OpenStreetMap con evidenza dell'impianto di progetto (icone rosse) e degli impianti in iter (icone blu e magenta) e delle installazioni di mini eolico già presenti (icone verdi).**



**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 con evidenza dell'impianto di progetto (icone rosse) e degli impianti in iter (icone blu e magenta) e delle installazioni di mini eolico già presenti (icone verdi)..**

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	9 di 29

La tabella seguente mostra le coordinate di inquadramento geografico della turbina in oggetto nel sistema di riferimento UTM WGS 84 fuso 33.

**Tabella 1: Coordinate e tipologia degli aerogeneratori di progetto**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
A01	738824	4471951	82	Vestas V150	125	6000
A02	738819	4471163	90	Vestas V150	125	6000
A03	738227	4470743	72	Vestas V150	125	6000
A04	736698	4469713	50	Vestas V150	125	6000
A05	737620	4469531	50	Vestas V150	125	6000
A06	737500	4468436	50	Vestas V150	125	6000
A07	737197	4467918	50	Vestas V150	125	6000

Come anticipato, la zona circostante risulta inoltre interessata da ulteriori progetti eolici di grande taglia il cui iter risulta essere attualmente in fase di valutazione e di altre installazioni di mini eolico. Tali impianti sono stati considerati nel modello di calcolo per poter valutare gli effetti indotti, in termini di deficit di produzione per possibili perdite di scia, sull'impianto di progetto.

Le macchine considerate nel calcolo sono le seguenti:

- Le turbine di grande taglia in iter Vestas V150 di potenza unitaria nominale 4,2 MW, altezza al mozzo 119 m e diametro del rotore 150 m. Proponente dell'iniziativa la società Avetrana Energia S.r.l.;
- le turbine di grande taglia in iter di cui si conoscono solo le caratteristiche dimensionali e la potenza nominale. In tale circostanza sono state considerate turbine Siemens Gamesa con hub 135 m e potenza unitaria nominale 6,0 MW. Proponente dell'iniziativa la società Enel Green Power;
- le turbine esistenti di piccola taglia modello Tozzi Nord 60 24 di potenza nominale 60 kW e altezza al mozzo 30 m e modello Jonica Impianti Jimp 30 di potenza elettrica nominale 30 kW e altezza al mozzo 24 m.

A seguire, le tabelle di inquadramento geografico dei citati impianti

**Tabella 2: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali delle turbine in iter autorizzativo considerate delle società Avetrana Energia S.r.l. ed Enel Green Power.**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
AVT01	733827	4473941	70	Vestas V150	119	4200
AVT02	734179	4474457	65	Vestas V150	119	4200
AVT03	734979	4474967	60	Vestas V150	119	4200
AVT04	734975	4473896	65	Vestas V150	119	4200
AVT05	735770	4474562	60	Vestas V150	119	4200
AVT06	735128	4473104	70	Vestas V150	119	4200
AVT07	735826	4473071	68	Vestas V150	119	4200
AVT08	736735	4474391	60	Vestas V150	119	4200
AVT09	737370	4472751	68	Vestas V150	119	4200
AVT10	737235	4471945	79	Vestas V150	119	4200
AVT11	737194	4471332	70	Vestas V150	119	4200
AVT12	736981	4470839	67	Vestas V150	119	4200
AVT13	736243	4471287	70	Vestas V150	119	4200
AVT14	735764	4471130	62	Vestas V150	119	4200
AVT15	736084	4470337	59	Vestas V150	119	4200
EN01	738253	4472996	70	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN02	738992	4473053	70	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN03	738773	4474305	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN04	739319	4474507	65	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN05	740516	4473539	70	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN06	739689	4475417	64	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN07	741152	4475057	70	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN08	741801	4475758	61	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN09	742938	4474335	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN10	742437	4473506	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN11	743642	4473212	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN12	743222	4472263	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000
EN13	743800	4471859	60	Siemens Gamesa SG170	135	6000

**Tabella 3: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali delle turbine esistenti di piccola taglia.**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
ME01	739249	4470612	90	TOZZI NORD 60-24	30	60
ME02	739206	4470787	90	JONICA IMPIANTI JIMP 30	24	30
ME03	739227	4470832	90	TOZZI NORD 60-24	30	60

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	11 di 29

## 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'algorithmo è rappresentabile attraverso un diagramma di flusso:

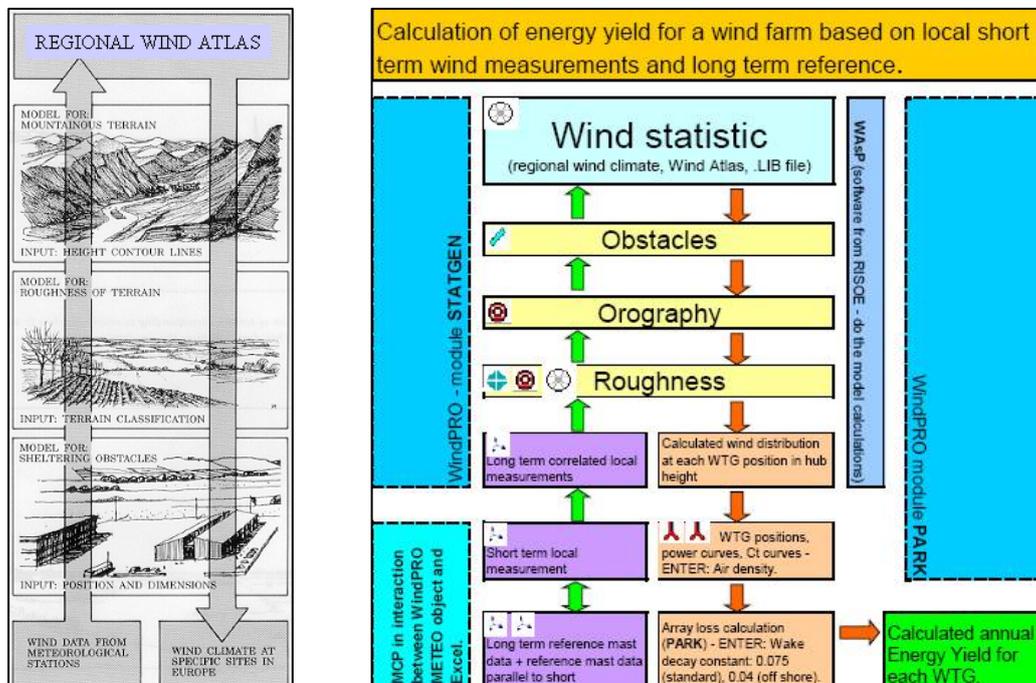


Figura 5: Diagramma di flusso del programma WAsP/Wpro

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 12 di 29
---	---	--	---

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.

Con i dati elementari di velocità del vento a disposizione è stata costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento è superato. Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(U) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{U}{A}\right)^k\right\}$$

dove U è il valore della velocità media relativo allo step-time stabilito per il rilevamento e F(U) è la probabilità del tempo complessivo in cui tale velocità non viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica A e il fattore di forma k, mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

La legenda riportata accanto al grafico della distribuzione che approssima l'istogramma indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A = parametro di scala, k = parametro di forma). U è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione. Il valore di P indica la potenza per unità di superficie contenuta nella vena fluida della massa d'aria; tale grandezza dipende dal cubo della velocità del vento e dà la vera misura del contenuto energetico della risorsa ventosa.

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

### 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.

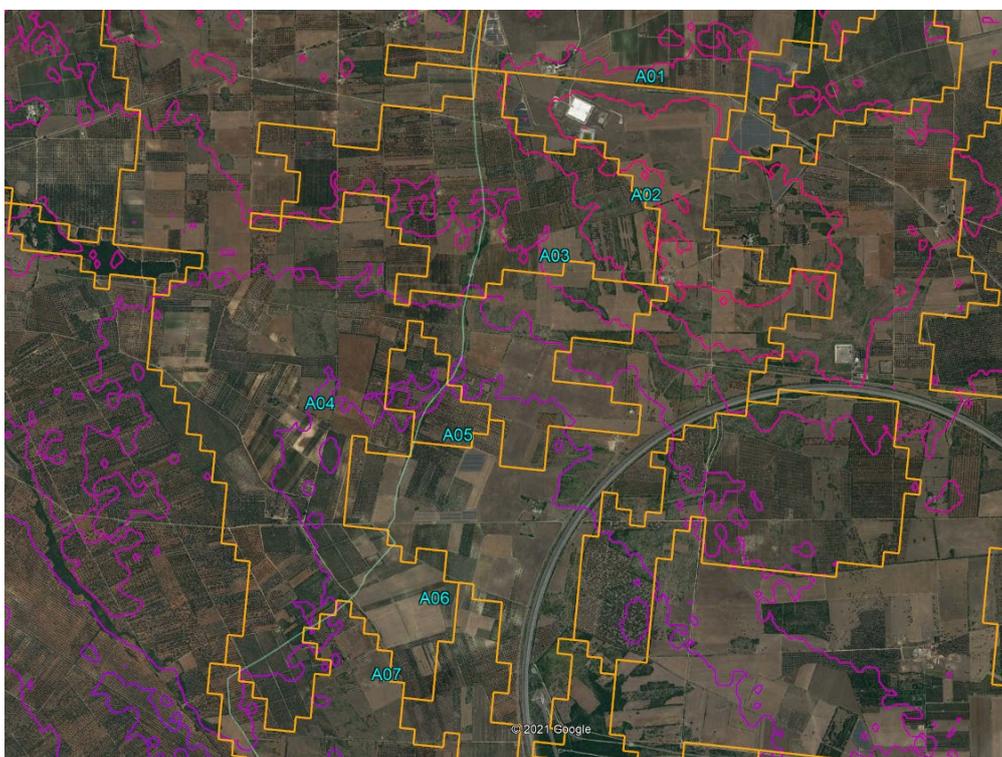
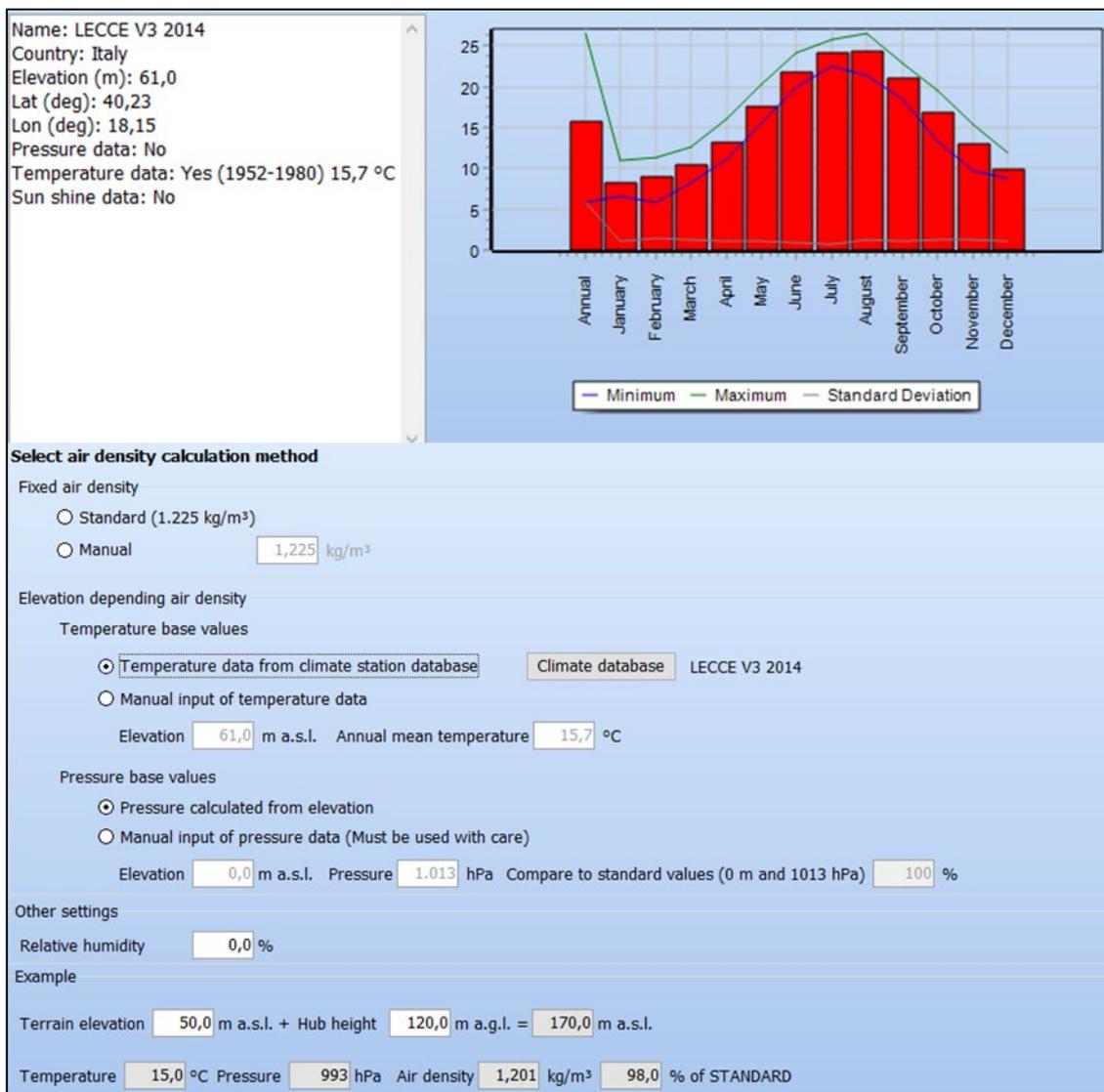


Figura 6: Mappe digitali di orografia e di rugosità superficiale utilizzate come dati di input nel modello e sovrapposte su orto foto.

### 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 1.201 kg/m<sup>3</sup>.



**Figura 7: 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.

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 15 di 29
---	---	--	---

### 3.4 RISORSA EOLICA

La risorsa eolica specifica di sito è stata valutata utilizzando un set di dati ad altezza 125 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 4: caratteristiche delle stazioni di misura, database ed affidabilità dati**

ID STAZIONE	Inizio Misura	Fine Misura	Ampiezza Database [anni]	Percentuale validità dati [%]
EMD-WRF Europe	01/2020	01/2021	1	100,0
ERA5	01/1991	03/2021	30,2	100,0

### 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-WRF Europe, di altezza 125 m presenta un database di 1 anno con una percentuale di validità del 100%.

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

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 ERA5 distante circa 14,0 km in linea d'aria dalla zona centrale.

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.

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	16 di 29

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 5: Sintesi delle grandezze statistiche della stazioni satellitari utilizzate nel calcolo.**

EMD-WRF Europe	Unit	Count	Of period	Mean	Std dev	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
Wind speed, all										
125,00m -	m/s	8784	100,00%	6,22		0,17	20,86	6,2	6,99	2,0122
Wind direction, all										
125,00m -	Degrees	8784	100,00%	336,9		0	359,9			
Temperature, all										
125,00m -	Deg C	8784	100,00%	17	6,5	0,4	35,2			
Turbulence intensity, all										
125,00m -		8784	100,00%	0,109	0,108	0,037	3,7706			
Turbulence intensity, enabled										
125,00m -		8784	100,00%	336,9		0	359,9			

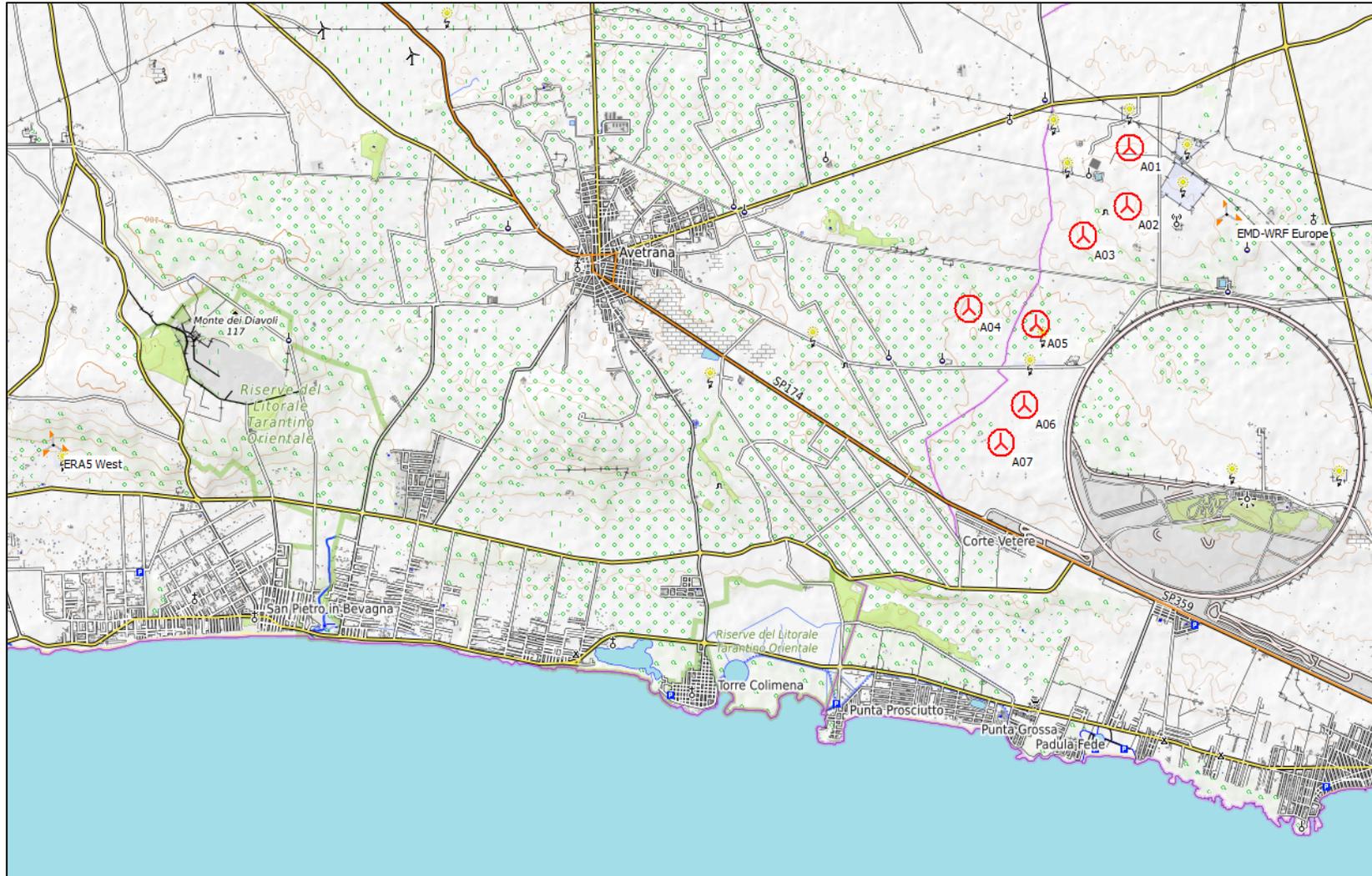
ERA5										
Wind speed, all										
100,00m -	m/s	264408	100,00%	5,43	0,01	23,36	5,42	6,1	1,8405	
Wind direction, all										
100,00m -	Degrees	264408	100,00%	311,2	0	359,9				

Le tabelle e le immagini a seguire mostrano la posizione delle stazioni con evidenza della distanza intercorrente rispetto alla disposizione del layout di progetto.

**Tabella 6: Coordinate di inquadramento geografico delle nodo satellitare EMD-WRF e della stazione satellitare di Lungo termine ERA5**

ID Sat Met Station	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]
EMD-WRF Europe NO	740179	4471091	87
ERA5	724281	4467492	46

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

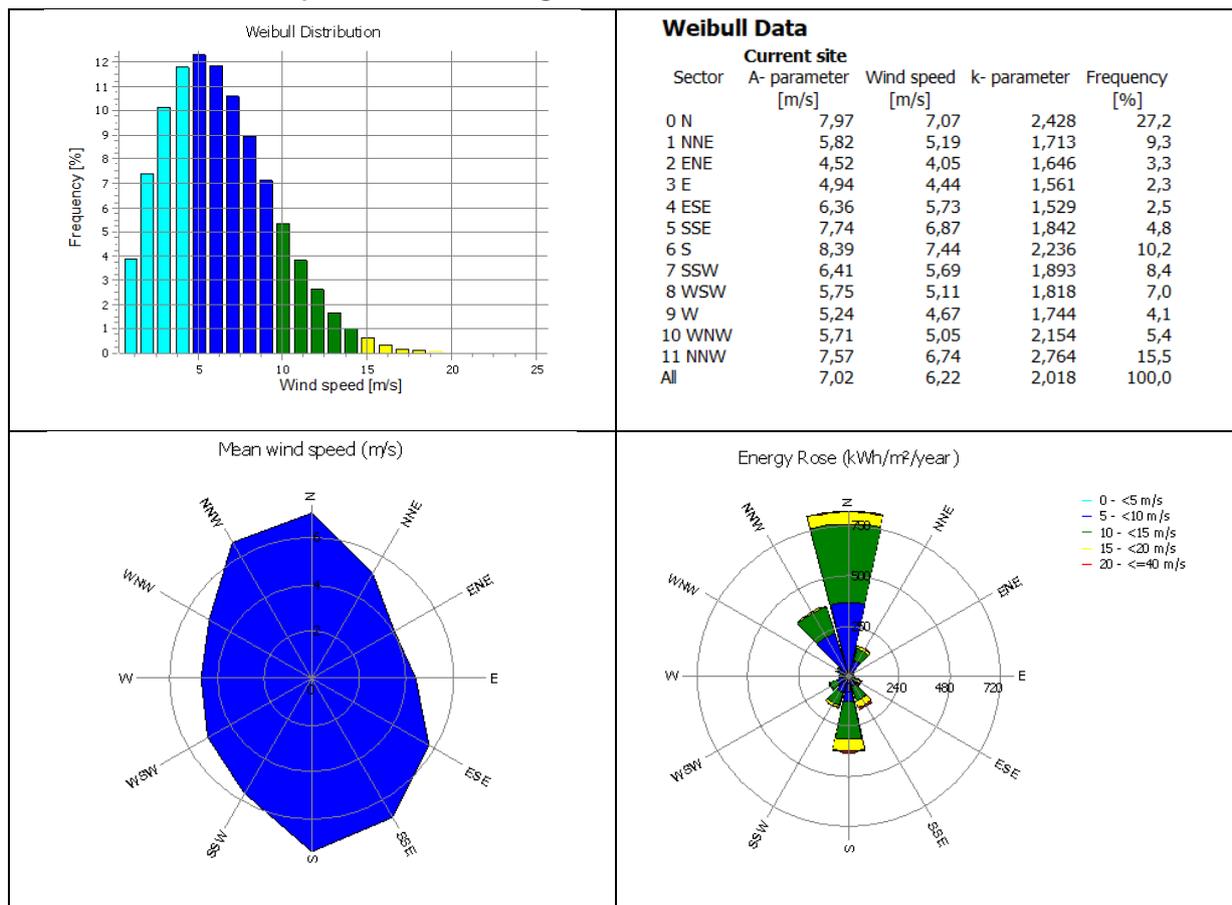


**Figura 8: Inquadramento geografico della dislocazione della stazione EMD-WRF e del nodo satellitare di lungo termine ERA5 rispetto al layout di progetto proposto su cartografia Open Topo Map.**

### 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 dell'aerogeneratore A02.

**Tabella 7: Wind Statistic dei dati estrapolati e storicizzati con evidenza dei parametri Weibull ed analisi delle direzioni del vento al mozzo dell'aerogeneratore A02. 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 6,1 m/s.

### 3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire viene riportata l'immagine con la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW, richiamate dal data sheet ufficiale.

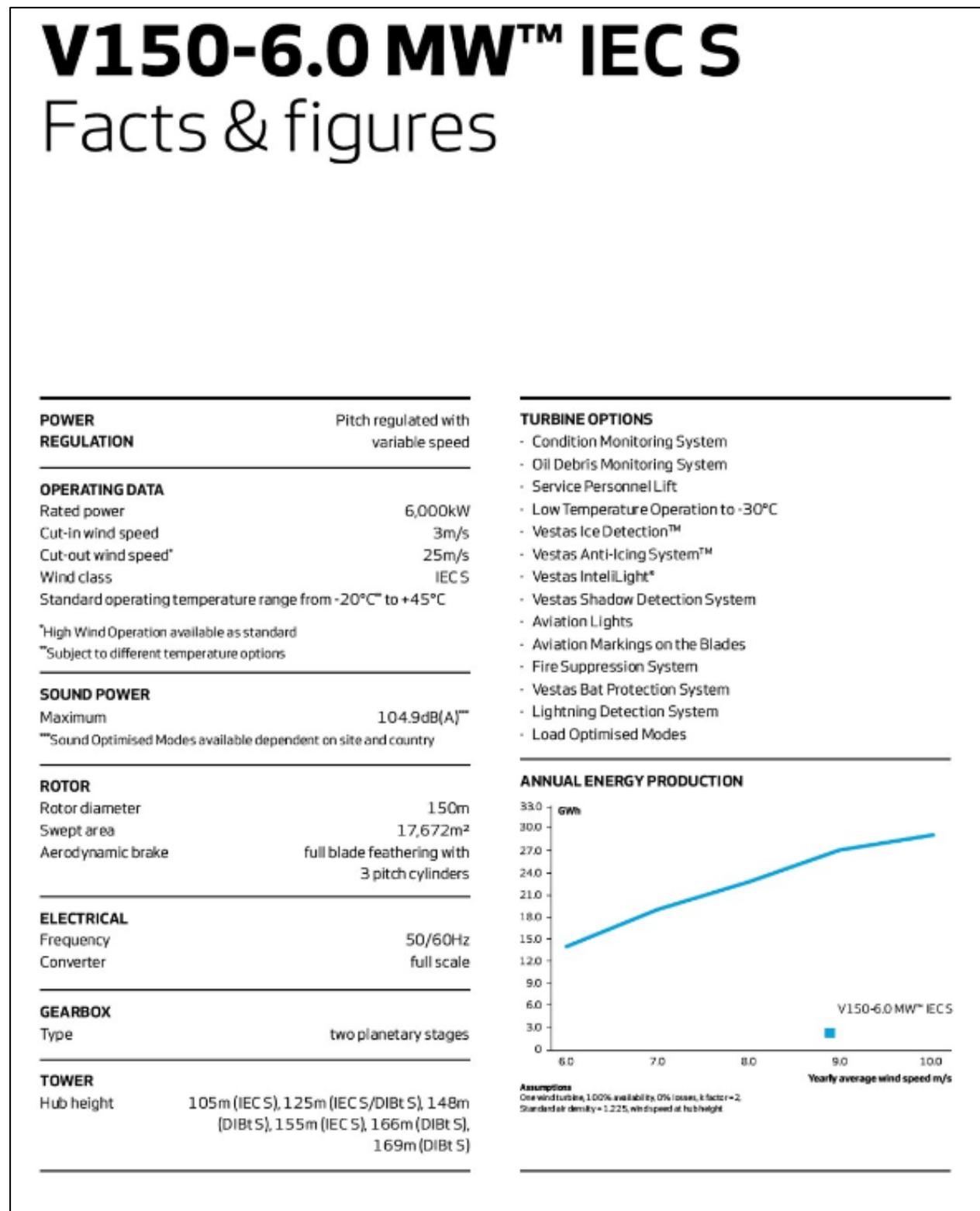


Figura 9: Caratteristiche tecniche delle turbine di progetto considerate nelle simulazioni Mod. Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW).

#### 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:

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		

**Tabella 8: Parametri di base per la classe della turbina (tutti i parametri sono riferiti all'altezza mozzo).**

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.

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 21 di 29
---	---	--	---

## 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 III.

## 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

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	22 di 29

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, nessun parametro esaminato eccede i limiti relativi la CLASSE IIIA sebbene la turbina di progetto risulti essere certificata in Classe S e pertanto con parametri modulabili in relazione alle specificità del caso.

<b>Main result</b>												
<b>Main IEC checks</b>												
Terrain complexity		OK										
Fatigue/Normal conditions												
(a) Wind distribution		OK										
(b) Effective turbulence		OK										
(c) Flow inclination		OK										
(d) Wind shear		OK										
(e) Air density		Undefined										
Ultimate/Extreme conditions												
(a) Ambient 90% turbulence [NTM]												
(b) Extreme wind		OK										
(c) Ambient extreme turbulence [ETM]		OK										
(d) Max centre-wake 90% turbulence [ETM]		OK										
<b>Other IEC checks &amp; analysis</b>												
Seismic hazard		OK										
Temperature range		OK										
Lightning rate		OK										
<b>Result details</b>												
			WTG class	Method	Quality	WTG Mean	Max WTG	Min WTG	WTGs OK	WTGs Caution	WTGs Critical	
<b>Main IEC checks</b>												
Terrain complexity		Cct	[-]	Active DEM		1,00	1,00	1,00	7	0	0	
Fatigue/Normal conditions												
(a) Wind distribution		pdf(u)*	[-]	IIIA	WAsP Weibulls	A	-	-	-	7	0	0
(c) Flow inclination		φavg	[°]		Terrain fit	C	0,1	0,4	-0,4	7	0	0
(d) Wind shear		σ	[-]		Mast WAsP	A	0,22	0,24	0,21	7	0	0
Ultimate/Extreme conditions												
(b) Extreme wind		u50y	[m/s]	IIIA	POT-N	B+B	24,5	25,3	24,0	7	0	0
<b>Other IEC checks &amp; analysis</b>												
Seismic hazard		PGA	[m/s <sup>2</sup> ]		GSHAP map		0,7	-	-			
Lightning rate			[flashes/year/km <sup>2</sup> ]		NASA GHCC		6,0	-	-			
* Parameter checked for a range of windspeeds (u), a single summary value is not possible.												
windPRO 3.4.415 by EMD International A/S, Tel. +45 96 35 44 44, www.emd.dk, windpro@emd.dk						04/06/2021 15:38 / 1		windPRO 				

**Figura 10: 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.**

## 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 ed 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. 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.

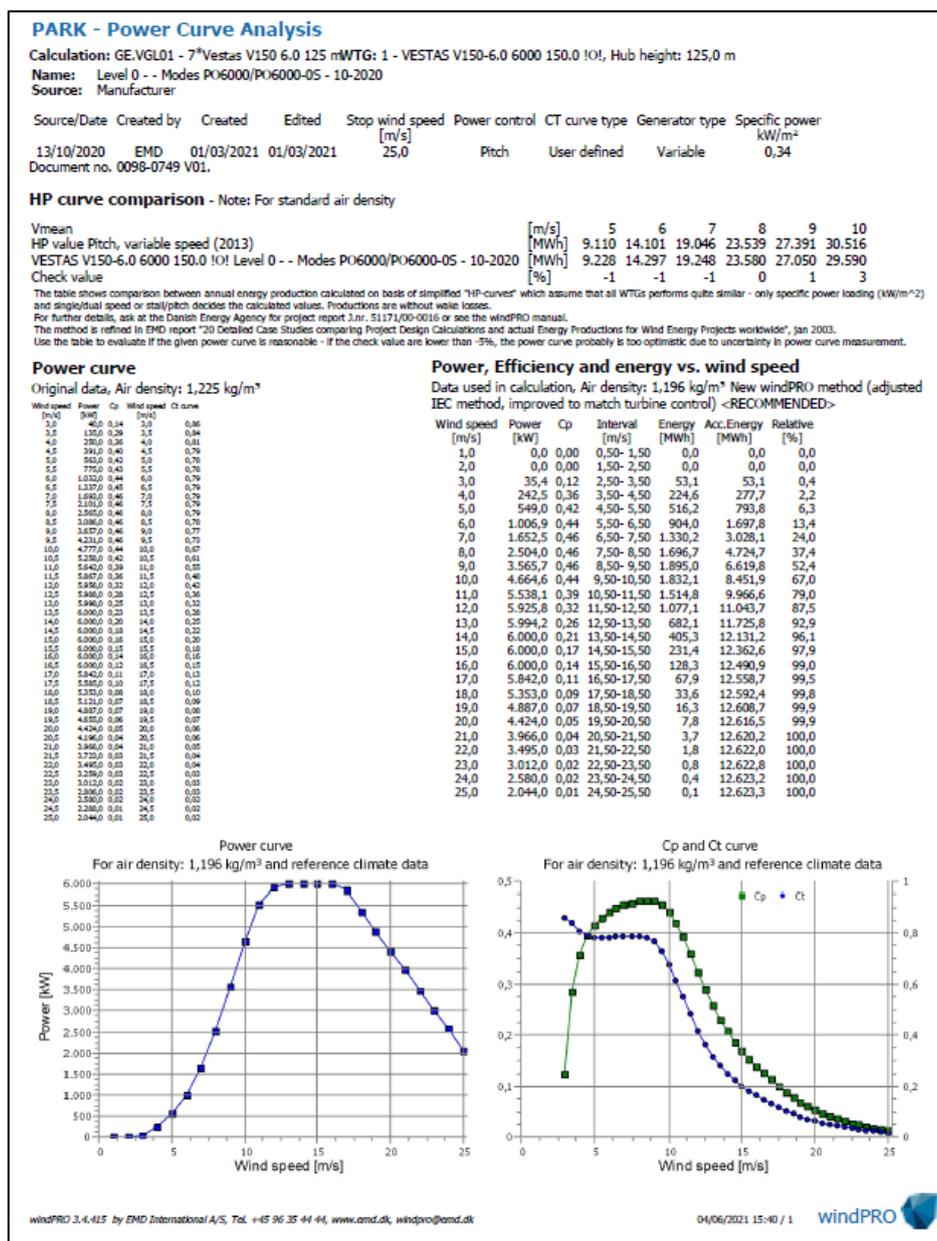


Figura 11: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V150 6,0 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	24 di 29

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

		<b>MED</b> Misure Elaborazione Dati										
		UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore WTG Type	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda Gross [AEP] [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,5%) [MWh]
A01	738824	4471951	82	VESTAS V150	6.000	125,0	6,12	14.414	14,18	12.623	11.550	1925
A02	738819	4471163	90	VESTAS V150	6.000	125,0	6,22	14.892	13,62	13.106	11.992	1999
A03	738227	4470743	72	VESTAS V150	6.000	125,0	6,13	14.628	8,86	13.437	12.295	2049
A04	736698	4469713	50	VESTAS V150	6.000	125,0	6,02	13.985	10,85	12.616	11.544	1924
A05	737620	4469531	50	VESTAS V150	6.000	125,0	6,02	14.038	10,10	12.750	11.667	1944
A06	737500	4468436	50	VESTAS V150	6.000	125,0	6,18	14.792	11,27	13.294	12.164	2027
A07	737197	4467918	50	VESTAS V150	6.000	125,0	6,24	15.174	7,57	14.106	12.907	2151
<b>MEAN VALUES</b>			<b>63</b>						<b>10,92</b>			<b>2003</b>
<b>TOTAL</b>					<b>42.000</b>			<b>101.922</b>		<b>91.933</b>	<b>84.119</b>	

**Tabella 10: Probabilità di superamento caratteristiche - percentili della produzione su base annua e decennale**

Periodo		P50	P75	P90
<b>1 YEAR</b>	[MWh]	84119	72376	61806
	FLEOH [MWh/MW]	2003	1723	1472
<b>10 YEARS</b>	[MWh]	84119	74789	66392
	FLEOH [MWh/MW]	2003	1781	1581

 <b>TENPROJECT</b>	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 25 di 29
---	---	--	---

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 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 11: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate**

Perdite Tecniche			
Specifica	Input	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]
Produzione lorda [GWh]	Calcolato		101922,0
Perdite di scia / Wake loss [%]	Calcolato	10,92	9989,0
Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]	Calcolato		91933,0
<b>Disponibilità</b>			
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3	2758
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5	460
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,6	552
Disponibilità/Altro	Assunzione	0,1	92
<b>Perdite prestazionali</b>			
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,3	276
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,6	552
Perdite prestazionali/altro (Icing/degradazione eliche)	Assunzione	0,2	184
<b>Perdite Elettriche</b>			
Perdite elettriche per dispersioni		2,7	2482
Degradazione impianto		0,2	184
<b>Perdite per cause Ambientali</b>			
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0	0
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/altro	Assunzione	0,1	92
Temperature estreme	Assunzione	0,1	92
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,1	92
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0	0
<b>Perdite per Limitazioni/Decurtazioni</b>			
Wind sector management	Assunzione	0	0
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Assunzione	0	0
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0	0
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0	0
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0	0
Limitazioni in potenza per avifauna/chiritterofauna	Assunzione	0	0
Limitazioni/altro	Assunzione	0	0
<b>Totale perdite tecniche</b>	<b>Calcolato</b>	<b>8,5</b>	<b>91933</b>
<b>Produzione al netto perdite tecniche [MWh]</b>	<b>Ore Equivalenti [MWh/MW]</b>	<b>84119</b>	<b>2003</b>

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 27 di 29
---	---	--	---

## 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.

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice	1459-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	03/06/2021
		Data revisione	07/06/2021
		Pagina	28 di 29

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**

<b>Valutazione delle incertezze</b>			
<b>Valore di Sensitività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])</b>	<b>2,1</b>		
<b>Incertezza Parametri Anemologici</b>	<b>Inc.V.vento [%]</b>	<b>Inc.Energia [%]</b>	<b>Inc.Energia [MWh]</b>
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	3,8	8,02	7371,2
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	2,6	5,49	5043,4
Variabilità annuale Vm	6,5	13,72	12608,6
Variabilità decennale Vm	2,6	5,49	5043,4
Variabilità Futura Trend Ventosità	2,5	5,28	4849,5
Parametri Anemologici/Altro	2,8	5,91	5431,4
<b>Incertezza Modello di flusso e di simulazione</b>			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,9	4,01	3685,6
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,9	4,01	3685,6
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,7	3,59	3297,6
<b>Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione</b>			
Curva di Potenza Aerogeneratore	3,5	5	4596,7
Sistemi di misura	1,4	2,95	2715,7
Produzione energetica/Altro	1,0	2,11	1939,8
<b>Totale incertezza base 1 anno</b>	<b>10,14</b>	<b>20,70</b>	<b>1902,82</b>
<b>Totale incertezza base 10 anni</b>	<b>8,21</b>	<b>16,44</b>	<b>1511,73</b>

	<b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b>	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1459-PD_A_9.3_REL_r00 00 03/06/2021 07/06/2021 29 di 29
---	---	--	---

### 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 V150 di potenza nominale 6,0 MW e con altezza del mozzo posta a 125 m s.l.t., è attesa una resa energetica dell'impianto di progetto previsto in agro dei comuni di Avetrana (TA), Salice Salentino (LE), Nardò (LE) e Porto Cesareo (LE) in località "Il Canalone, che prevede una produzione netta pari a **84,12 GWh** annui corrispondenti a circa **2003** ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche stimate essere pari al 8,5 %.

In base alle valutazioni preliminari eseguite, il modello di turbina scelto per l'impianto risulta compatibile con le caratteristiche anemologiche del sito.