

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44/52
30174 Mestre (VE)



PROGETTAZIONE



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



Ingegneria Progetti Srl - via della Libertà 97
90143 - Palermo (PA)
t +39 091 640 5229
priolo@ingegneriaprogetti.com
pupella@ingegneriaprogetti.com

Consulenti
per TENPROJECT

N° COMMESSA

1455

PARCO EOLICO "COSTIERE "
PROVINCE DI PALERMO E AGRIGENTO
COMUNI DI CONTESSA ENTELLINA - S. MARGHERITA DI BELICE - SAMBUCA DI SICILIA

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

CODICE ELABORATO

int.MITE.01.16

NOME FILE

1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00

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

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 2 di 29
---	---	--	---

INDICE

<u>INTRODUZIONE</u>	4
1.1 PREMESSA	4
1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE	4
1.1.2 INDAGINE DI SITO	5
<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	15
3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA	15
3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO	18
3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE	19
<u>4 CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE</u>	20
4.1 VREF – VERIFICA PRELIMINARE DEI PARAMETRI DI SITO	21
4.2 INTENSITÀ DI TURBOLENZA AMBIENTALE	21
<u>5 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</u>	23
5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE	26
5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE	27
5.3 CONCLUSIONI	29

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 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 previsto in agro del territorio di Contessa Entellina (PA) in località “Costiere” 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 9 km in direzione Sud Ovest dal centro del Comune di Contessa Entellina (PA), su un crinale che declina da Nord verso Sud con quote altimetriche comprese tra i 250 m e i 540 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 Sicilia e precisamente in agro del Comune di Contessa Entellina, in provincia di Palermo, in località "Costiere".

Complessivamente, il sito si inserisce in ambito agricolo con prevalenza di seminativi nella parte occidentale e seminativi e uliveti nella parte più orientale. Il layout d'impianto si sviluppa lungo una linea di crinale che si sviluppa in direzione Sud/Ovest - Nord/Est e con quote che degradano gradualmente in direzione Sud/Ovest comprese tra i 250 m e i 540 m s.l.m.

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

L'area di sviluppo risulta essere interessata da un'altra iniziativa eolica della società RWE Renewables Italia S.r.l. che sarà opportunamente considerata nel modello di simulazione. Tale iniziativa, si sovrappone in parte all'impianto di progetto; per tale motivo, al fine di poter valutare nella stima di produzione energetica tutte le potenziali interferenze o deficit produttivi legate alla presenza di altri aerogeneratori saranno considerati solo gli aerogeneratori che potranno coesistere con l'impianto in oggetto.

L'impianto eolico esistente più vicino, si colloca invece sul territorio del comune di Sambuca di Sicilia ad una distanza oltre gli 8 km dall'aerogeneratore di progetto T07; per tale motivo non saranno considerati impianti esistenti che possano arrecare 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 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 OpenTopoMap con a seguire il modello orografico 2D e 3D estratto da Google Earth.

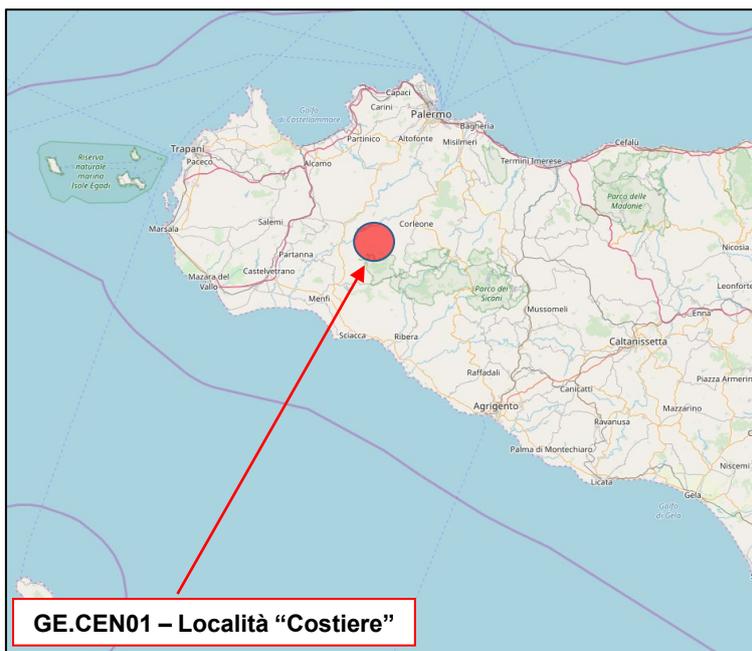


Figura 1: Inquadramento geografico del sito in località "Costiere" in agro del comune di Contessa Entellina (PA).

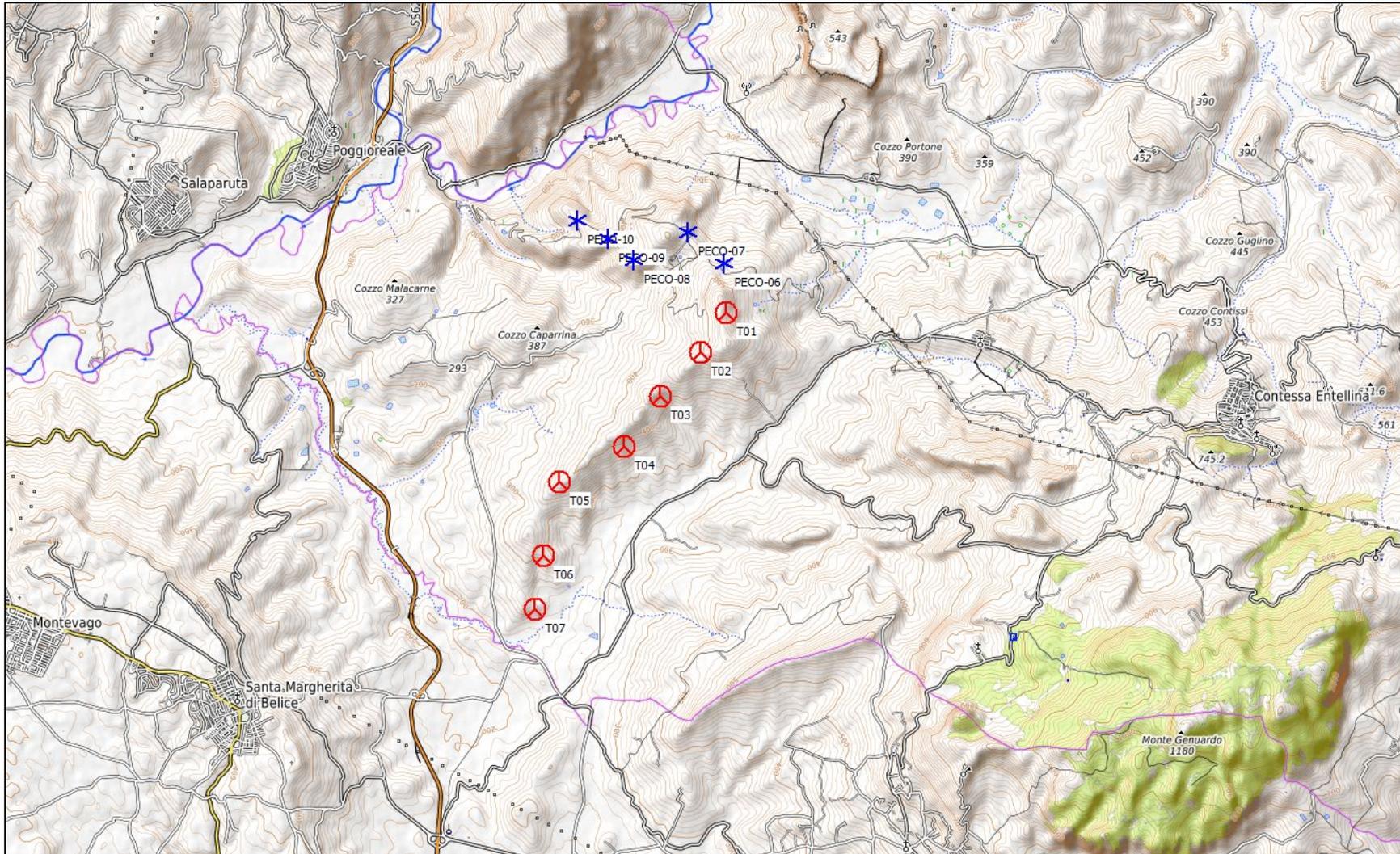


Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su stralcio cartografico OpenTopoMap con evidenza dell'impianto di progetto e delle posizioni compatibili dell'impianto RWE.

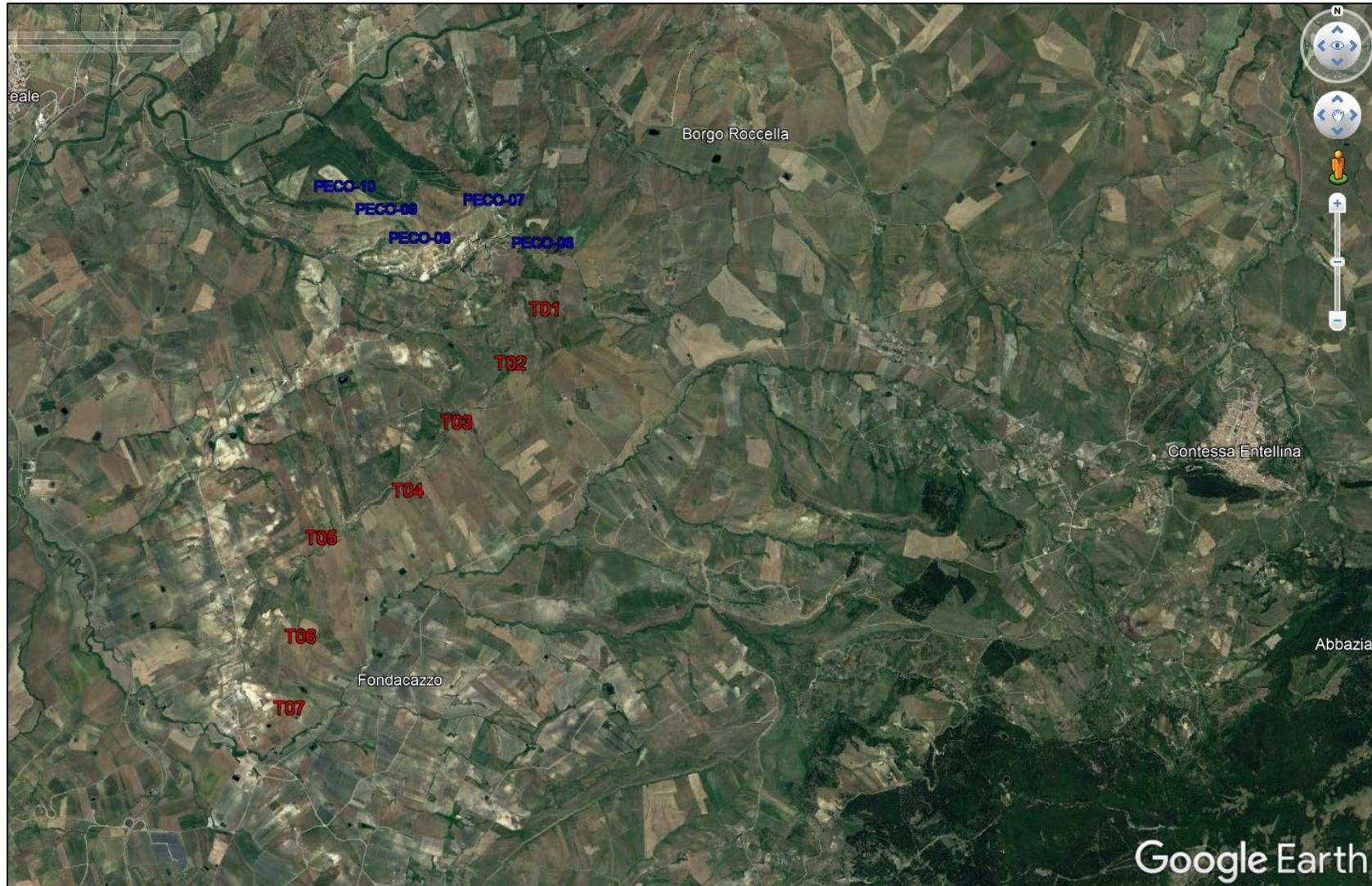


Figura 3: Individuazione dell'area di installazione della Windfarm su immagine ortofotografica.



Figura 4: Individuazione dell'area di installazione delle WTG su immagine ortofotografica nel prospetto 3D con evidenza dell'impianto di progetto e delle posizioni compatibili dell'impianto RWE.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	15/04/2021
		Data revisione	18/02/2022
		Pagina	9 di 29

La tabella seguente mostra le coordinate di inquadramento geografico della turbina in oggetto e delle turbine RWE 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 s.l.m. [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Potenza nominale [kW]
T01	332700	4178982	532	Vestas V150	125	6000
T02	332325	4178430	484	Vestas V150	125	6000
T03	331741	4177827	440	Vestas V150	125	6000
T04	331209	4177128	386	Vestas V150	125	6000
T05	330283	4176652	380	Vestas V150	125	6000
T06	330034	4175623	310	Vestas V150	125	6000
T07	329894	4174869	250	Vestas V150	125	6000

Tabella 2: Coordinate e tipologia delle turbine RWE considerate

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Potenza nominale [KW]
PECO-06	332689	4179678	450	SIEMENS GAMESA SG170	115	6000
PECO-07	332186	4180134	462	SIEMENS GAMESA SG170	115	6000
PECO-08	331394	4179757	434	SIEMENS GAMESA SG170	115	6000
PECO-09	331043	4180066	400	SIEMENS GAMESA SG170	115	6000
PECO-10	330605	4180318	360	SIEMENS GAMESA SG170	115	6000

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:

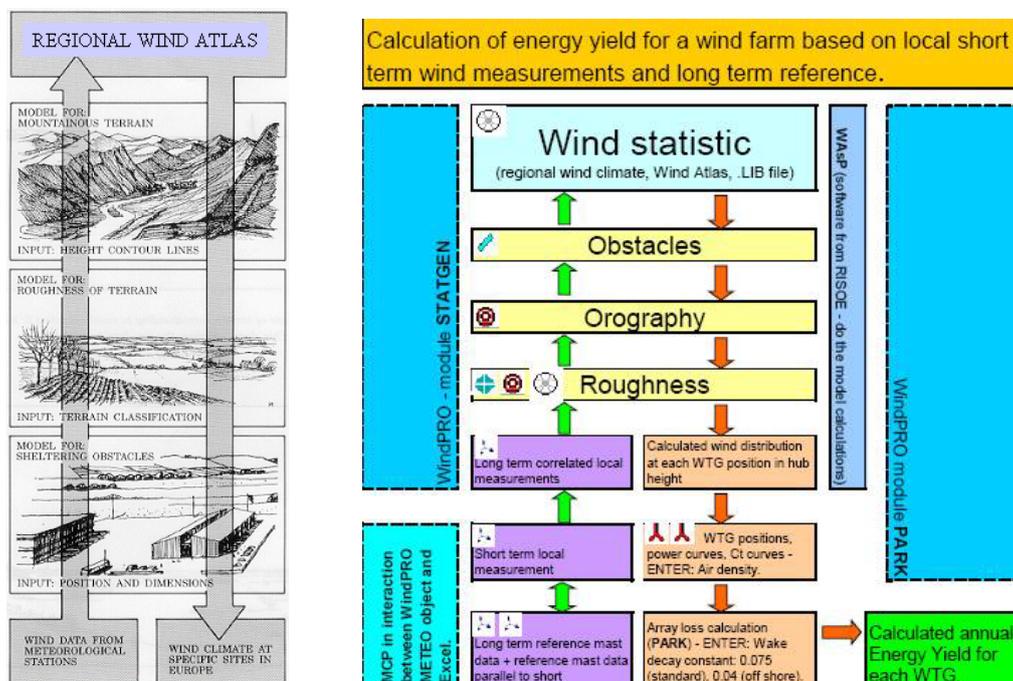


Figura 5: Diagramma di flusso del programma WAsP/Wpro

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 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.

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.

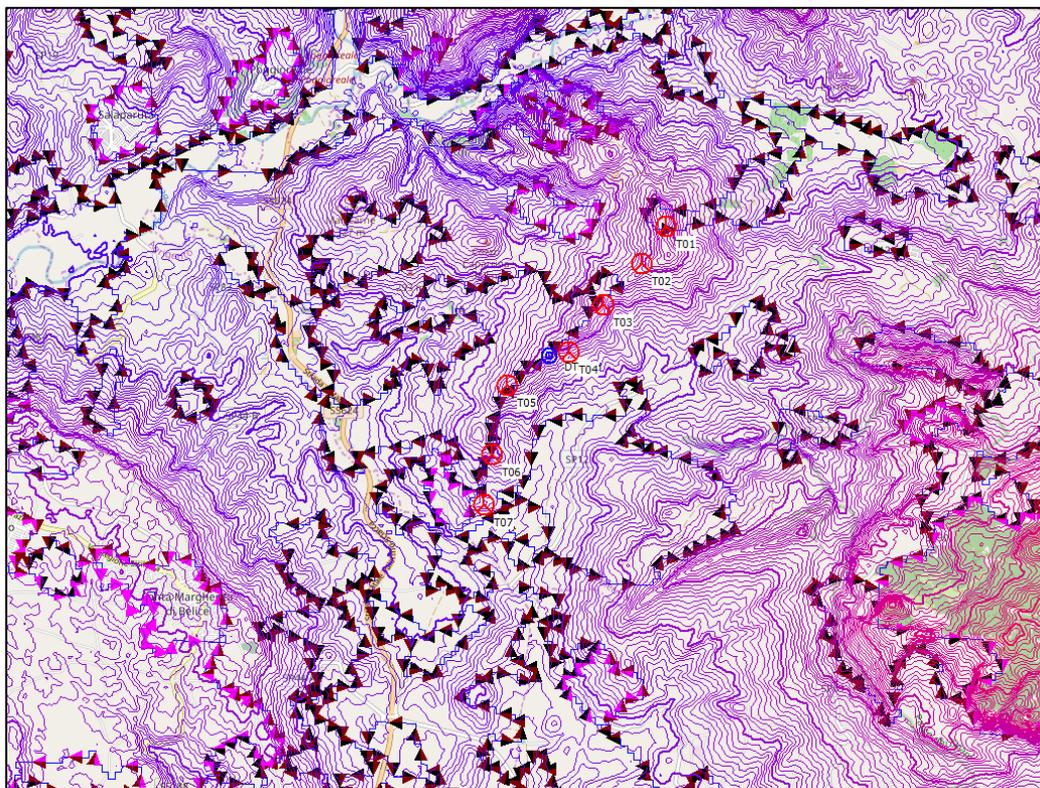


Figura 6: Mappa digitale di rugosità superficiale utilizzata come dato di input nel modello

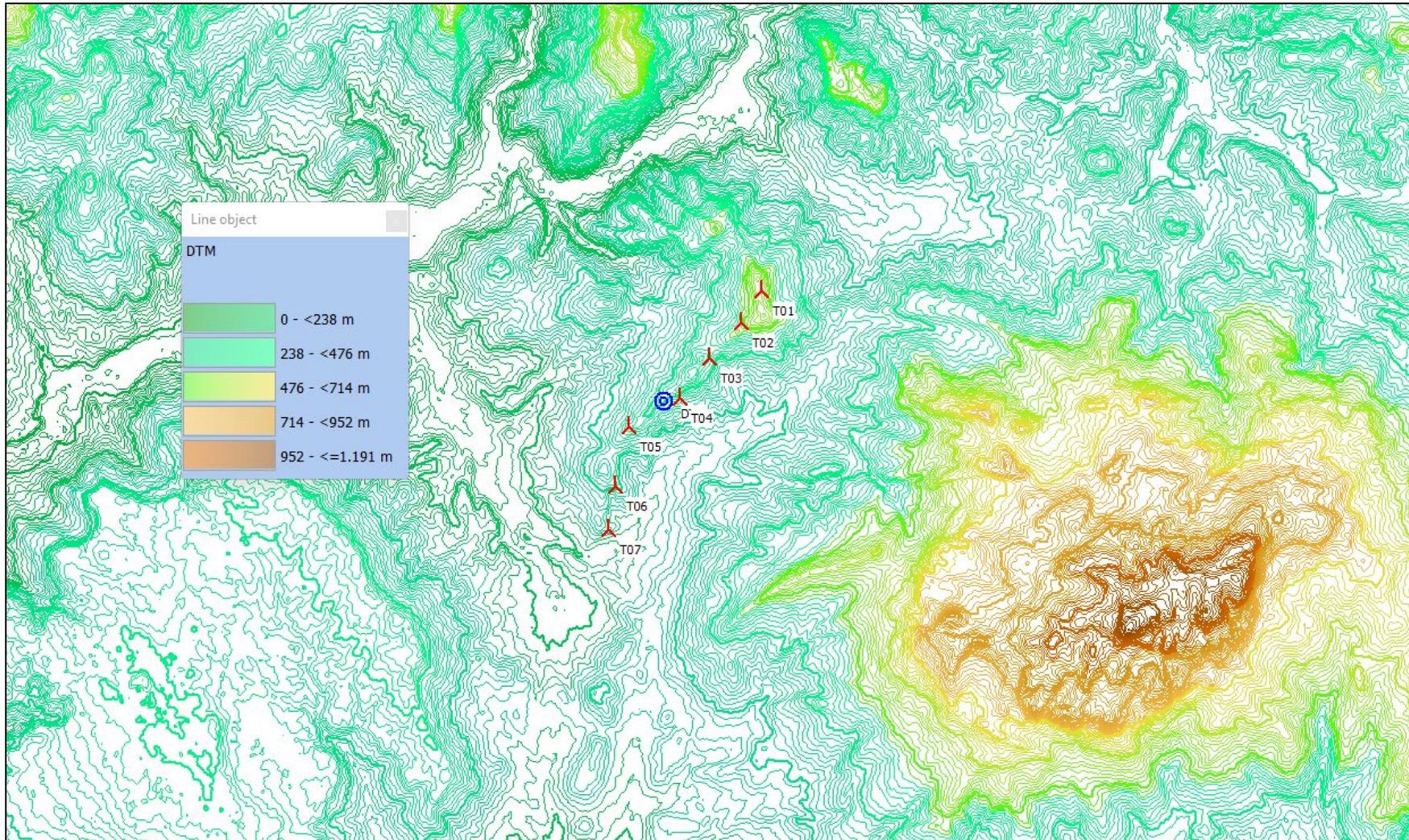


Figura 7: Mappe digitali di orografia utilizzata come dato di input nel modello.

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 1.149 kg/m³.

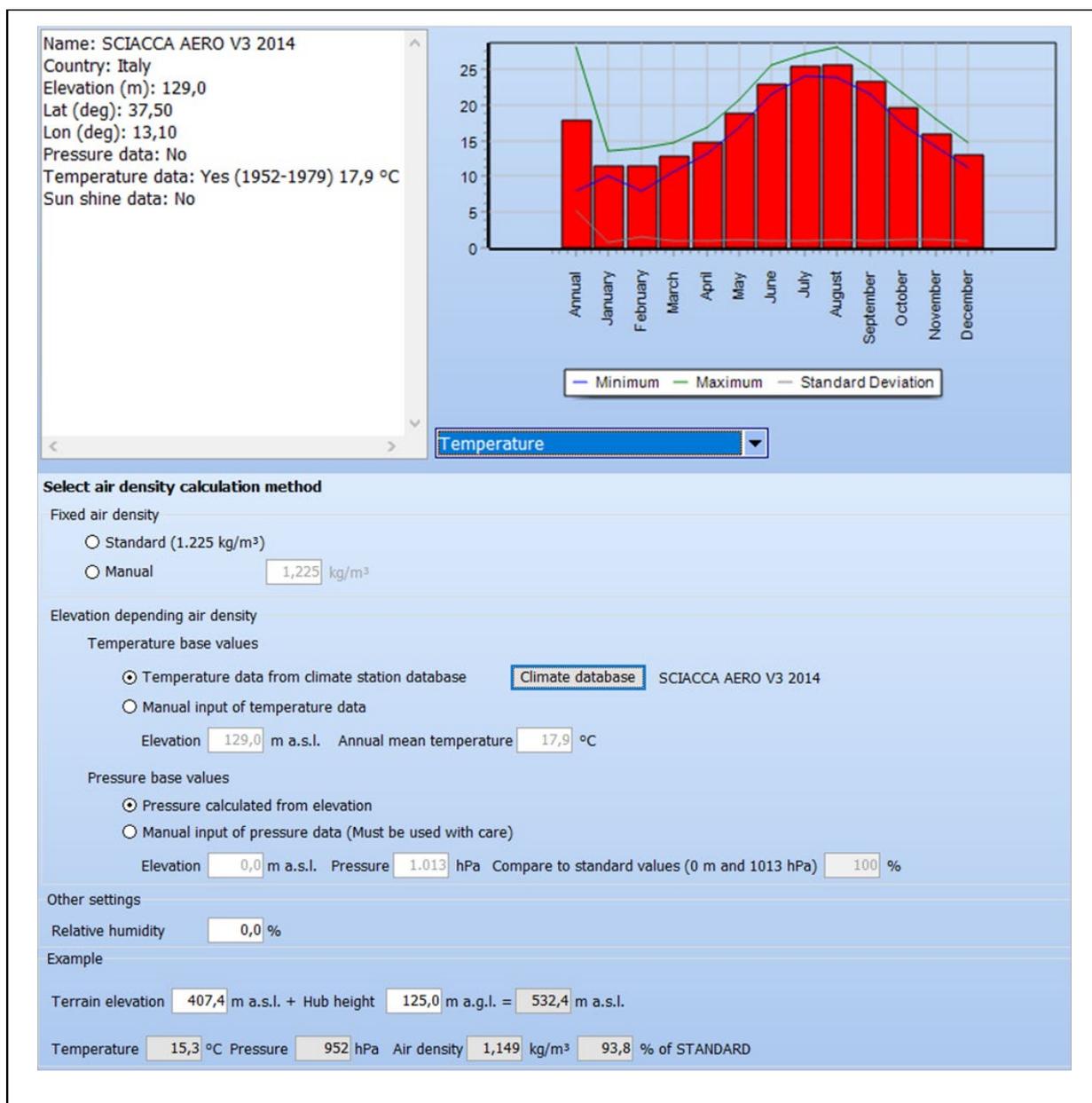


Figura 8: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria

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.

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 3: caratteristiche delle stazioni di misura, database ed affidabilità dati

ID STAZIONE	Inizio Misura	Fine Misura	Ampiezza Database [anni]	Percentuale validità dati [%]
EMD-WRF Europe NO	01/2020	01/2021	1	100,0
ERA5	01/1991	04/2021	30,3	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 NO, di altezza 100 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 8,0 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.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	15/04/2021
		Data revisione	18/02/2022
		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 4: Sintesi delle grandezze statistiche della stazioni satellitari utilizzate nel calcolo.

EMD-WRF Europe NO	Unit	Count	Of period	Meano	Std dev	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
Wind speed, all										
100,00m -	m/s	8784	100,00%	6,14		0,12	28,88	6,19	6,87	1,5279
Wind direction, all										
100,00m -	Degrees	8784	100,00%	341,2		0	359,9			
Temperature, all										
100,00m -	Deg C	8784	100,00%	16,3	6,5	3,3	33,7			
Turbulence intensity, all										
100,00m -		8784	100,00%	0,1342	0,1399	0,0195	4,75			
Turbulence intensity, enabled										
100,00m -		5856	66,70%	0,0846	0,048	0,0195	0,3412			

ERA5										
Wind speed, all										
100,00m -	m/s	265152	100,00%	4,72	0	21,16	4,74	5,34	1,8726	
Wind direction, all										
100,00m -	Degrees	265152	100,00%	320,8	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 5: 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	331867	4178017	438
ERA5	323802	4179961	150

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

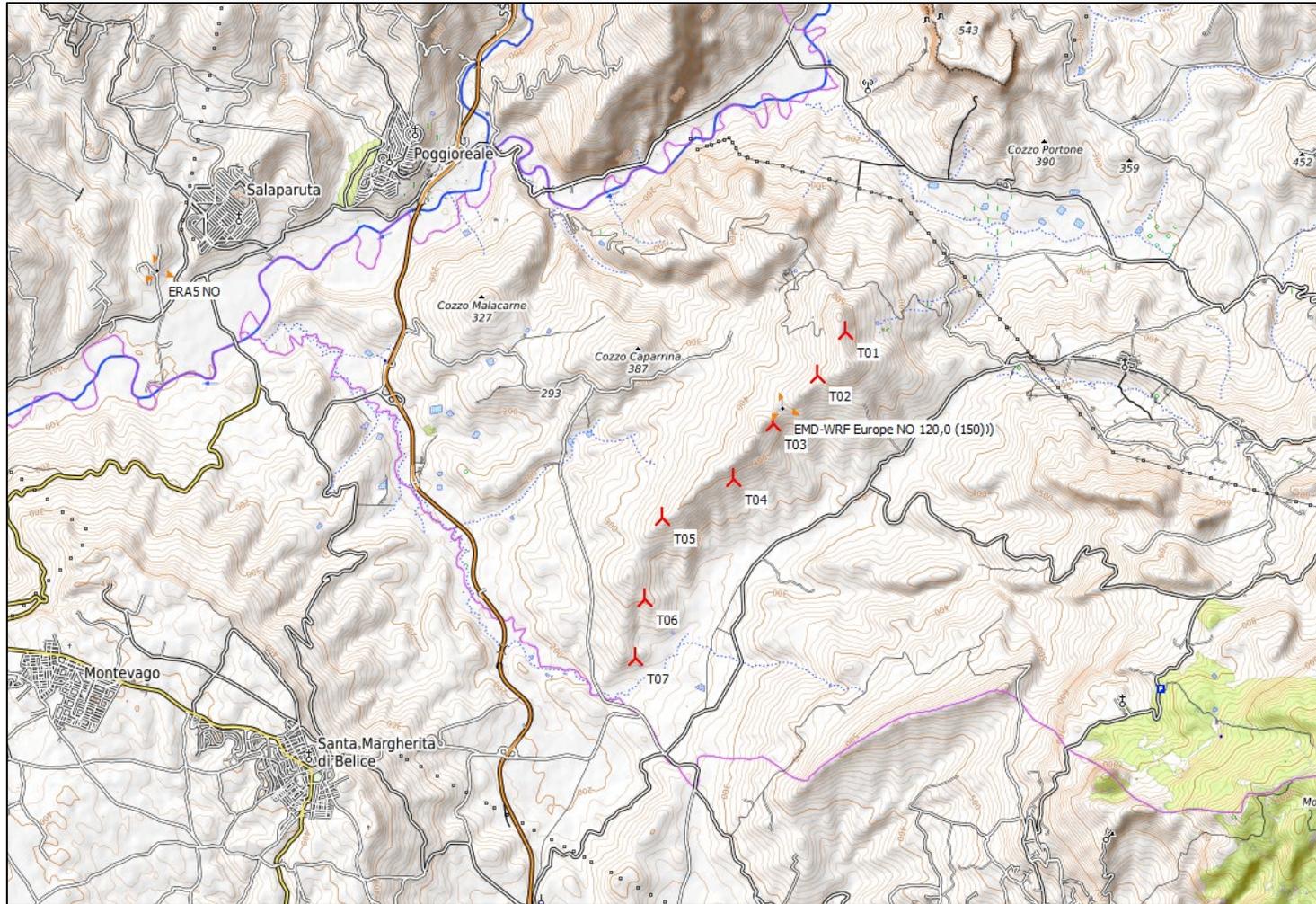
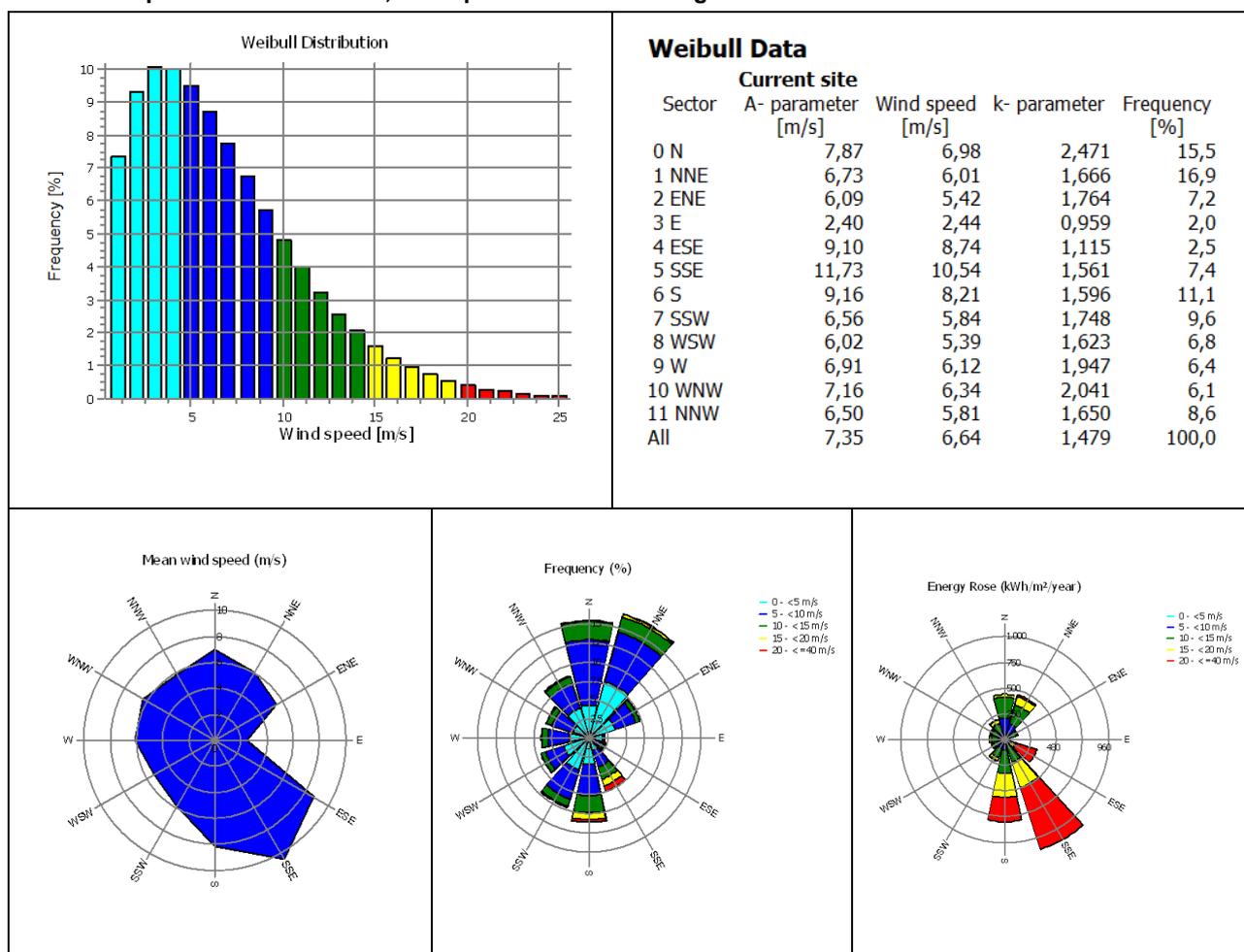


Figura 9: Inquadramento geografico della dislocazione della stazione EMD-WRF e del nodo satellitare di lungo termine ERA5 rispetto al layout di progetto proposto su cartografia Open Topo Map.

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 degli aerogeneratori al centro dell'area di installazione del layout di progetto.

Tabella 6: Wind Statistic dei dati estrapolati e storicizzati con evidenza dei parametri Weibull ed analisi delle direzioni del vento nel punto centrale del sito 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 6,6 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.

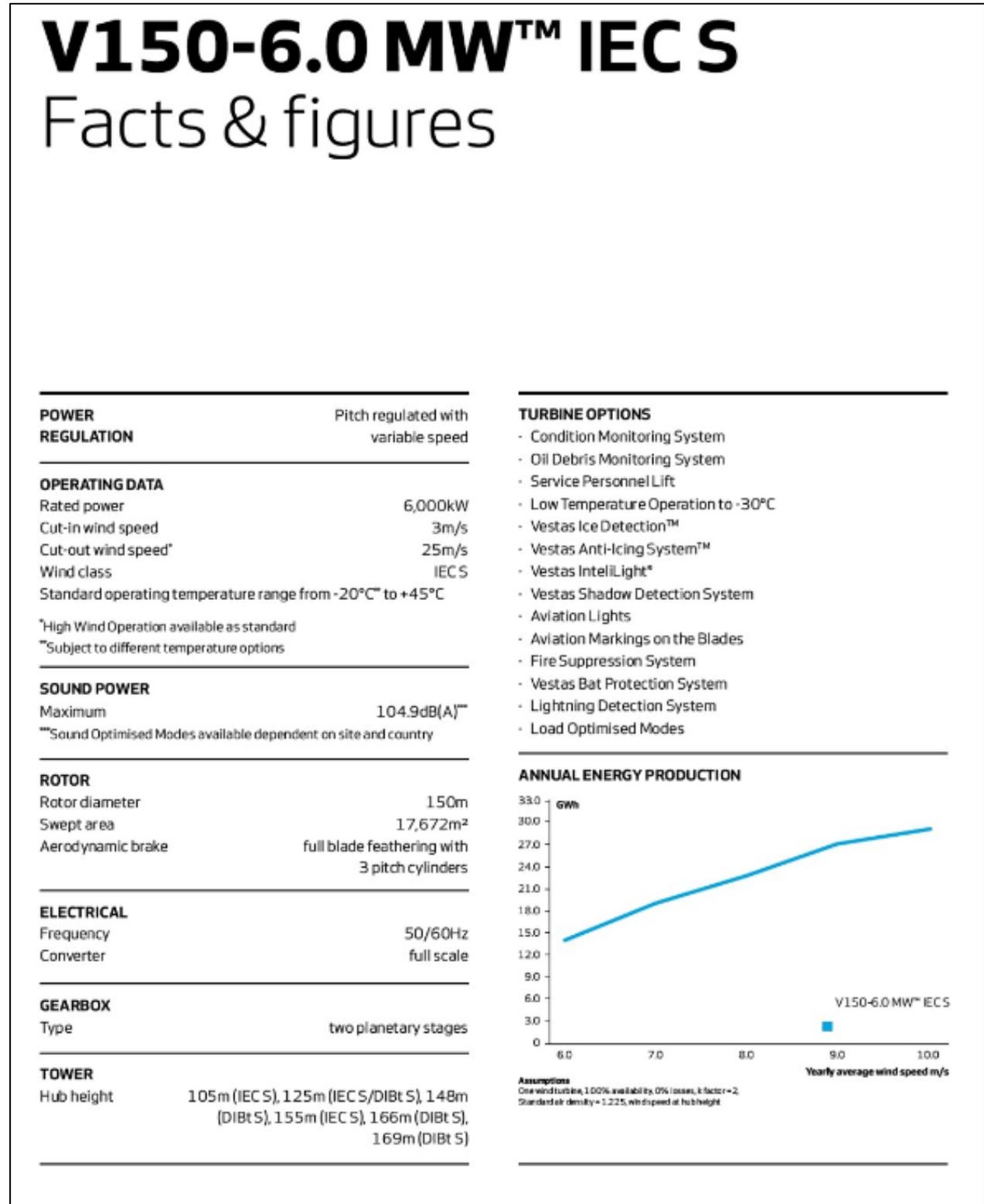


Figura 10: Caratteristiche tecniche delle turbine di progetto considerate nelle simulazioni Mod. Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW).

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 7: 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.

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 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

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.

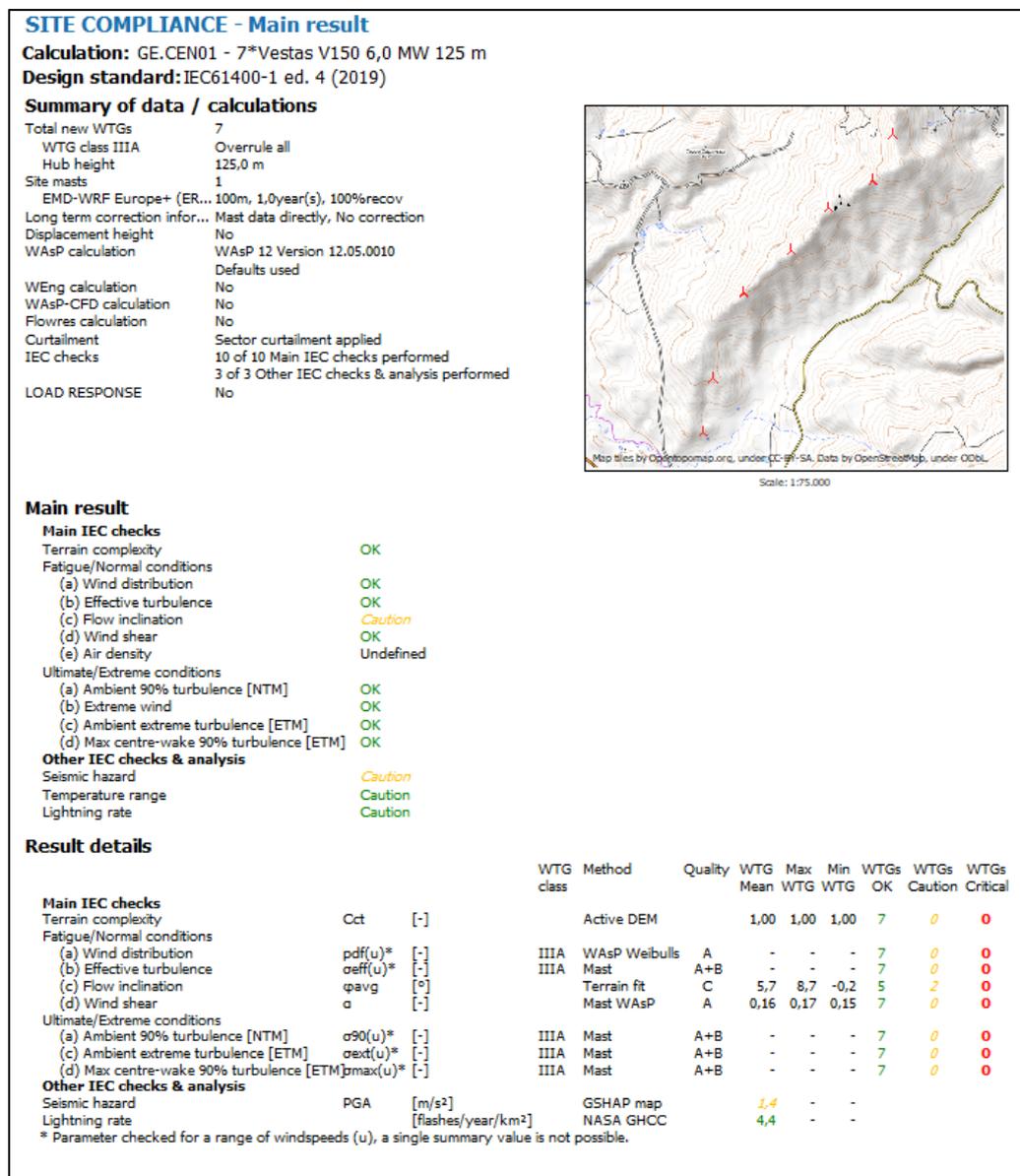


Figura 11: Stralcio del Report "Main Result" con evidenza della sintesi dei risultati ottenuti per la verifica della Site Compliance e rispondenza della turbina di progetto con le caratteristiche specifiche di sito.

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.

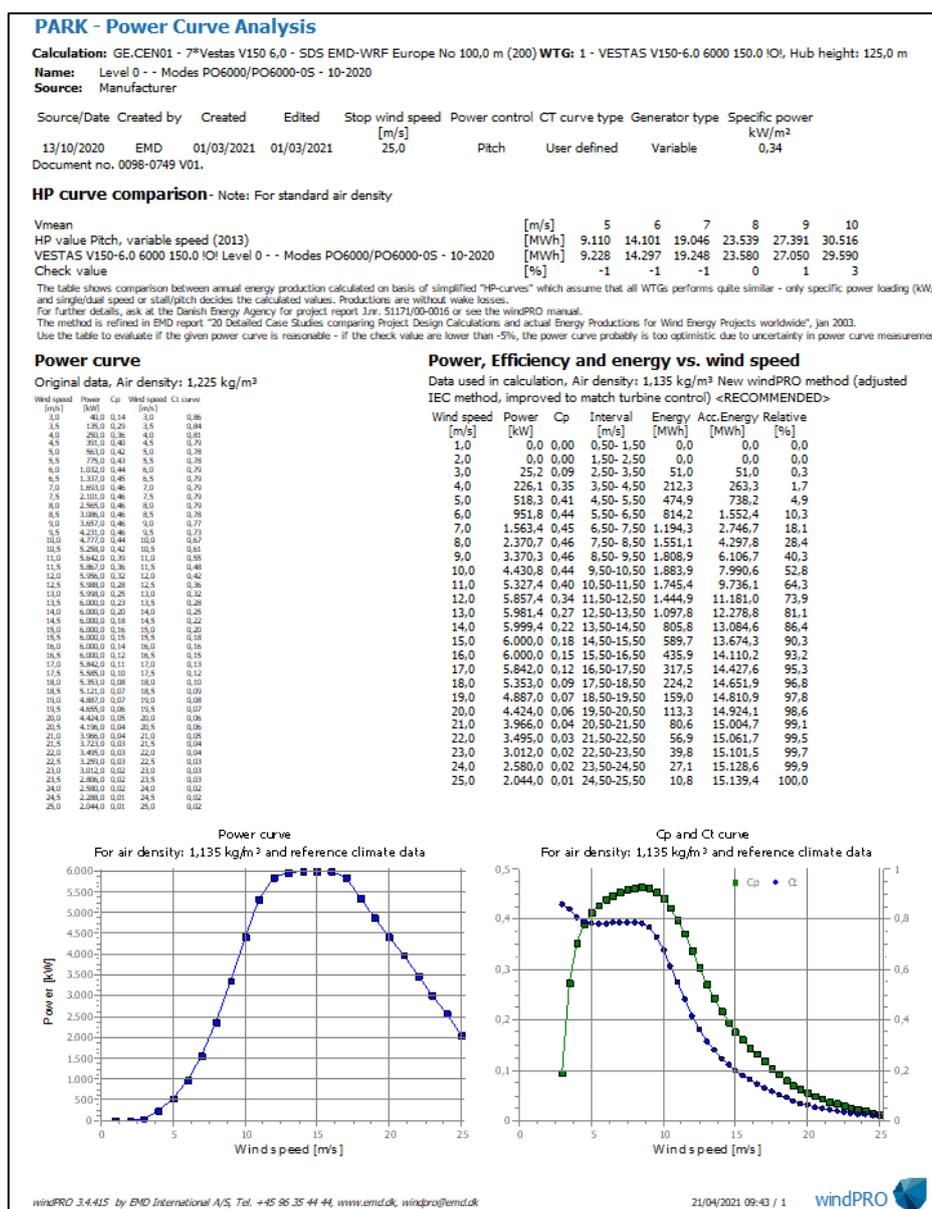


Figura 12: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V150 6,0 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	15/04/2021
		Data revisione	18/02/2022
		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). I risultati tengono conto anche della possibile presenza delle WTG dell'impianto RWE la cui posizione è compatibile con quella dell'impianto di progetto.

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

TENPROJECT		MED Misure Elaborazione Dati										
ID WTG	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]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
T01	332700	4178982	532	VESTAS V150	6.000	125,0	6,64	15.500	10,35	14.046	12.852	2142
T02	332325	4178430	484	VESTAS V150	6.000	125,0	6,63	15.498	11,03	13.958	12.772	2129
T03	331741	4177827	440	VESTAS V150	6.000	125,0	6,60	15.463	9,74	14.091	12.893	2149
T04	331209	4177128	386	VESTAS V150	6.000	125,0	6,58	15.477	8,97	14.204	12.996	2166
T05	330283	4176652	380	VESTAS V150	6.000	125,0	6,54	15.321	6,15	14.433	13.207	2201
T06	330034	4175623	310	VESTAS V150	6.000	125,0	6,55	15.426	7,80	14.310	13.094	2182
T07	329894	4174869	250	VESTAS V150	6.000	125,0	6,54	15.502	6,94	14.496	13.264	2211
MEAN VALUES			397				6,58			8,71		
TOTAL					42.000			108.188			99.540	91.079

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

Base Period		P50	P75	P90
1 YEAR	[MWh]	91079	82354	74500
	FLEOH [MWh/MW]	2169	1961	1774
10 YEARS	[MWh]	91079	84169	77951
	FLEOH [MWh/MW]	2169	2004	1856

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 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 10: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate

Perdite Tecniche			
Specifica	Input	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]
Produzione lorda [GWh]	Calcolato		108188,0
Perdite di scia / Wake loss [%]	Calcolato	8,71	8648,0
Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]	Calcolato		99540,0
Disponibilità			
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0	2986
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5	498
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,6	597
Disponibilità/Altro	Assunzione	0,5	498
Perdite prestazionali			
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,3	299
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,3	299
Perdite prestazionali/altro (Icing/degradazione eliche)	Assunzione	0,2	199
Perdite Elettriche			
Perdite elettriche per dispersioni		2,7	2688
Degradazione impianto		0,1	100
Perdite per cause Ambientali			
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0	0
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/altro	Assunzione	0,1	100
Temperature estreme	Assunzione	0,1	100
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,1	100
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0	0
Perdite per Limitazioni/Decurtazioni			
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
Totale perdite tecniche	Calcolato	8,5	99540
Produzione al netto perdite tecniche [MWh]	Ore Equivalenti [MWh/MW]	91079	2169

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 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.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	15/04/2021
		Data revisione	18/02/2022
		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 11: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze			
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])		1,4	
Incertezza Parametri Anemologici	Inc.V.vento [%]	Inc.Energia [%]	Inc.Energia [MWh]
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	3,5	4,97	4947,1
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	2,5	3,55	3533,7
Variabilità annuale Vm	6,6	9,37	9328,9
Variabilità decennale Vm	2,5	3,55	3533,7
Variabilità Futura Trend Ventosità	2,4	3,41	3392,3
Parametri Anemologici/Altro	2,6	3,69	3675,0
Incertezza Modello di flusso e di simulazione			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,9	2,70	2685,6
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,9	2,70	2685,6
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,7	2,41	2402,9
Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione			
Curva di Potenza Aerogeneratore	3,5	5	4977,0
Sistemi di misura	1,4	1,99	1978,9
Produzione energetica/Altro	1,0	1,42	1413,5
Totale incertezza base 1 anno	10,00	14,20	12936,34
Totale incertezza base 10 anni	7,92	11,25	10244,08

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1455-PD_A_int.MITE.01.16_REL_r00 00 15/04/2021 18/02/2022 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 l'impianto di progetto previsto in agro del comune di Contessa Entellina in località "Costiere", che prevede una produzione netta pari a **91,08 GWh** annui corrispondenti a circa **2169** 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.