

REGIONE SARDEGNA
PROVINCE DI ORISTANO E NUORO
Suni(OR) - Sindia (NU) - Macomer (NU)

LOCALITA' "S'ena e Cheos ", "Tiruddone", "Ferralzos"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 7 AEROGENERATORI

Sezione 9:

RELAZIONI SPECIALISTICHE

Titolo elaborato:

Stima di producibilità dell'impianto

N. Elaborato: 9.3

Scala: -

Proponente

ORTA ENERGY 9 Srl

Largo Guido Donegani, 2
CAP 20121 Milano (MI)
P.Iva 11898400962

Amministratore

Francesco DOLZANI

Progettazione



sede legale e operativa

San Martino Sannita (BN) Loc. Chianarile snc Area Industriale

sede operativa

Lucera (FG) via A. La Cava 114

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista

Dott. Ing. Massimo Lepore



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE	
00	LUGLIO 2023	GDS sigla	GT sigla	ML sigla	Emissione progetto definitivo	
Nome File sorgente		ES.SUN01.PD.9.3.R00.doc	Nome file stampa		ES.SUN01.PD.9.3.R00.pdf	Formato di stampa A4

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 2 di 30
---	---	--	--

INDICE

<u>INTRODUZIONE</u>	4
1.1 PREMESSA	4
1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE	5
1.1.2 INDAGINE DI SITO	6
2 <u>METODOLOGIA DI ANALISI</u>	12
3 <u>DATI DI INPUT</u>	14
3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO	14
3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ	14
3.3 DENSITÀ DELL'ARIA	15
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
4 <u>CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE</u>	21
4.1 VREF – VERIFICA PRELIMINARE DEI PARAMETRI DI SITO	21
4.2 INTENSITÀ DI TURBOLENZA AMBIENTALE	22
4.3 SITE COMPLIANCE	22
5 <u>STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</u>	24
5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE	27
5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE	28
5.3 CONCLUSIONI	30

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 4 di 30
---	---	--	--

INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto eolico costituito da 7 aerogeneratori della potenza di 6 MW ciascuno, per una potenza di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW, per una potenza complessiva in immissione di 62 MW da installare nel comune di Suni (OR) e Sindia (NU) alle località "S'ena e Cheos", "Tiruddone" e "Ferralzos", con opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale ricadenti nel comune Macomer (NU) alla località "Mura de Putzu". Proponente dell'iniziativa è la società Orta Energy 9 srl.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato tra i centri abitati di Suni e Sindia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 4,5 km e 2,5 km.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto in media tensione interrato denominato "cavidotto interno" che sarà posato quasi totalmente al di sotto di viabilità esistente e che giunge fino alla cabina di raccolta, prevista nel comune di Sindia alla località "Piena Porcalzos" nei pressi della strada comunale Miali Spina.

Dalla cabina di raccolta parte il tracciato del cavidotto interrato in media tensione "esterno", che corre su strada esistente e che, dopo circa 19 km, raggiunge la stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV di progetto (in breve SE di utenza).

La SE di utenza, infine, è collegata in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV "Ittiri - Selargius".

All'interno della stazione di utenza è prevista l'installazione di un sistema di accumulo di energia denominato BESS - Battery Energy Storage System, basato su tecnologia elettrochimica a ioni di litio, comprendente gli elementi di accumulo, il sistema di conversione DC/AC e il sistema di elevazione con trasformatore e quadro di interfaccia. Il sistema di accumulo è dimensionato per 20 MW con soluzione containerizzata, composto sostanzialmente da:

- 16 Container metallici Batterie HC ISO con relativi sistemi di comando e controllo;
- 8 Container metallici PCS HC ISO per le unità inverter completi di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT.

Completano il quadro delle opere da realizzare una serie di adeguamenti temporanei alle strade esistenti necessari a consentire il passaggio dei mezzi eccezionali di trasporto delle strutture costituenti gli aerogeneratori.

In fase di realizzazione dell'impianto sarà necessario predisporre un'area logistica di cantiere con le funzioni di stoccaggio materiali e strutture, ricovero mezzi, disposizione dei baraccamenti necessari alle maestranze (fornitore degli aerogeneratori, costruttore delle opere civili ed elettriche) e alle figure deputate al controllo della realizzazione (Committenza dei lavori, Direzione Lavori, Coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, Collaudatore).

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 5 di 30
---	---	--	--

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 (ed eventualmente terrestri) 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 layout d'impianto si sviluppa in un'area triangolare delimitata a Sud dalla Strada Statale n. 129 bis che collega Suni e Sindia, a Ovest dalla Strada Statale n. 292 che collega Suni con Pozzomaggiore e ad Est dal corso d'acqua Riu Mannu. In particolare, gli aerogeneratori denominati T02, T03, T04, T05 e T07 ricadono nel territorio comunale di Suni alle località "S'ena e Cheos", "e "Ferralzos". I rimanenti aerogeneratori denominati T01 e T06 ricadono nel territorio comunale di Sindia alla località "Tiruddone" e "Sa Ghea e Matteu".

L'area di interesse si presenta come un altopiano, caratterizzato, quindi, da un'orografia dolce con quote 350 m e i 420 m s.l.m. Nella zona sono diffuse le aree a pascolo, anche arborato, che si alternano a fondi coltivati a seminativo e a uliveti piuttosto che a macchie e boschi. Le opere previsti in progetto sono ubicate in terreni coltivati a seminativo e in aree a pascolo.

L'area di impianto è servita da un sistema di strade locali, le cui direttrici principali si raccordano alla viabilità principale, ovvero a Nord-Ovest con la Strada Statale n. 292 e a Sud con la Statale n. 219bis. In avvicinamento alle turbine, sono presente strade locali, spesso di solo accesso ai fondi, che consentono di raggiungere le singole posizioni.

L'impianto eolico esistente più vicino è posto ad una distanza di circa 750 m dall'aerogeneratore di progetto T01; per tale motivo sarà considerato insieme ad altre installazioni esistenti, in un raggio di 5 km da ciascuna turbina di progetto, in modo da introdurre nel modello eventuali fonti di interferenza o deficit produttivo.

L'iniziativa in iter autorizzativo ministeriale di cui si è acquisita la posizione prevede aerogeneratori distanti fino a 750 m dalla turbina di progetto più prossima e, pertanto, in linea con quanto appena detto per gli impianti esistenti sarà aggiunta al modello di stima previsionale di producibilità insieme ad altri impianti in fase autorizzativa nel raggio di 5 km da ciascuna turbina di progetto.

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 orientali (ONO, SSE).

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 agro del comune di Suni (OR) e Sindia (NU).

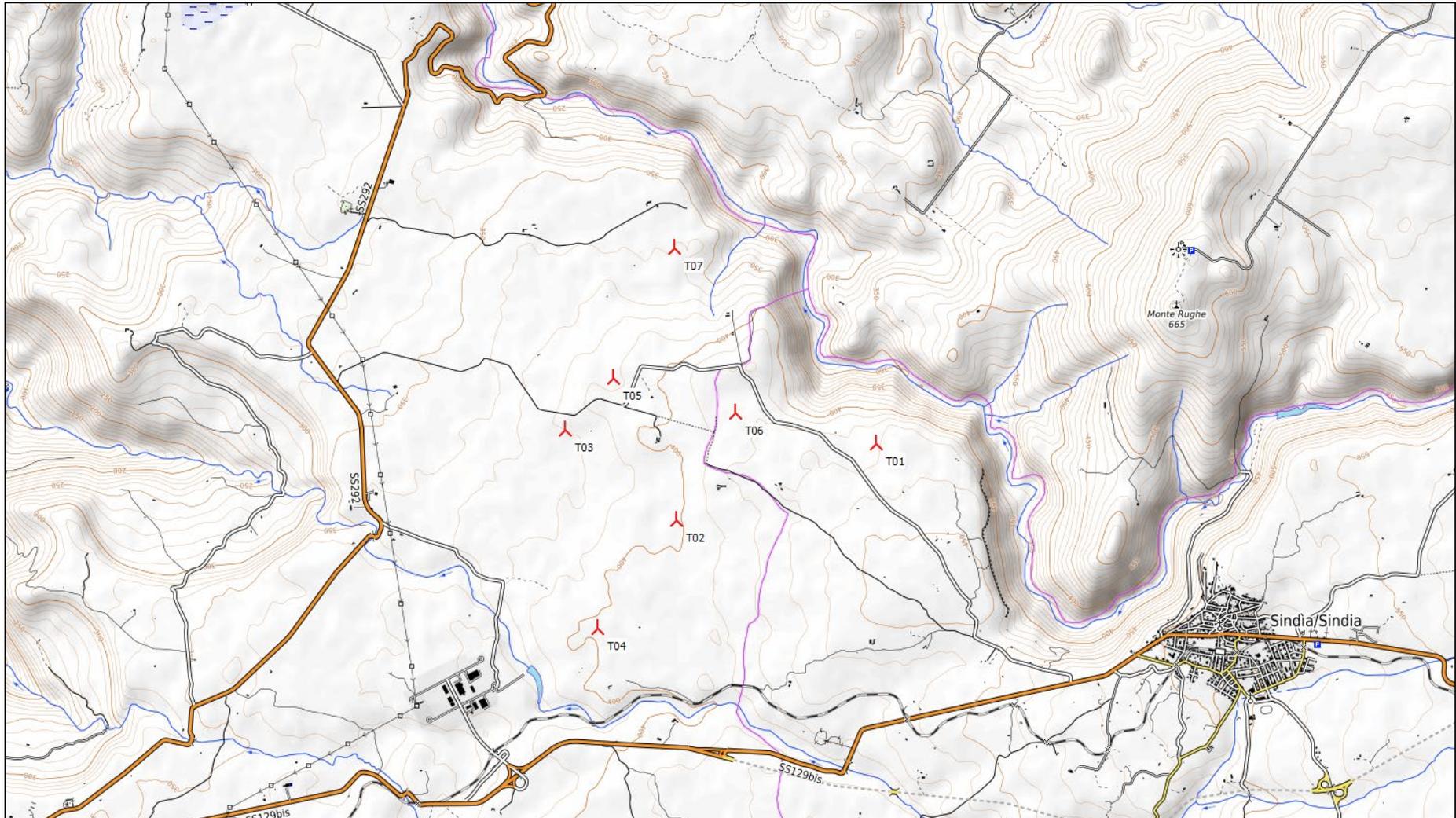



Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su stralcio cartografico OpenTopoMap con evidenza dell'impianto di progetto (T).

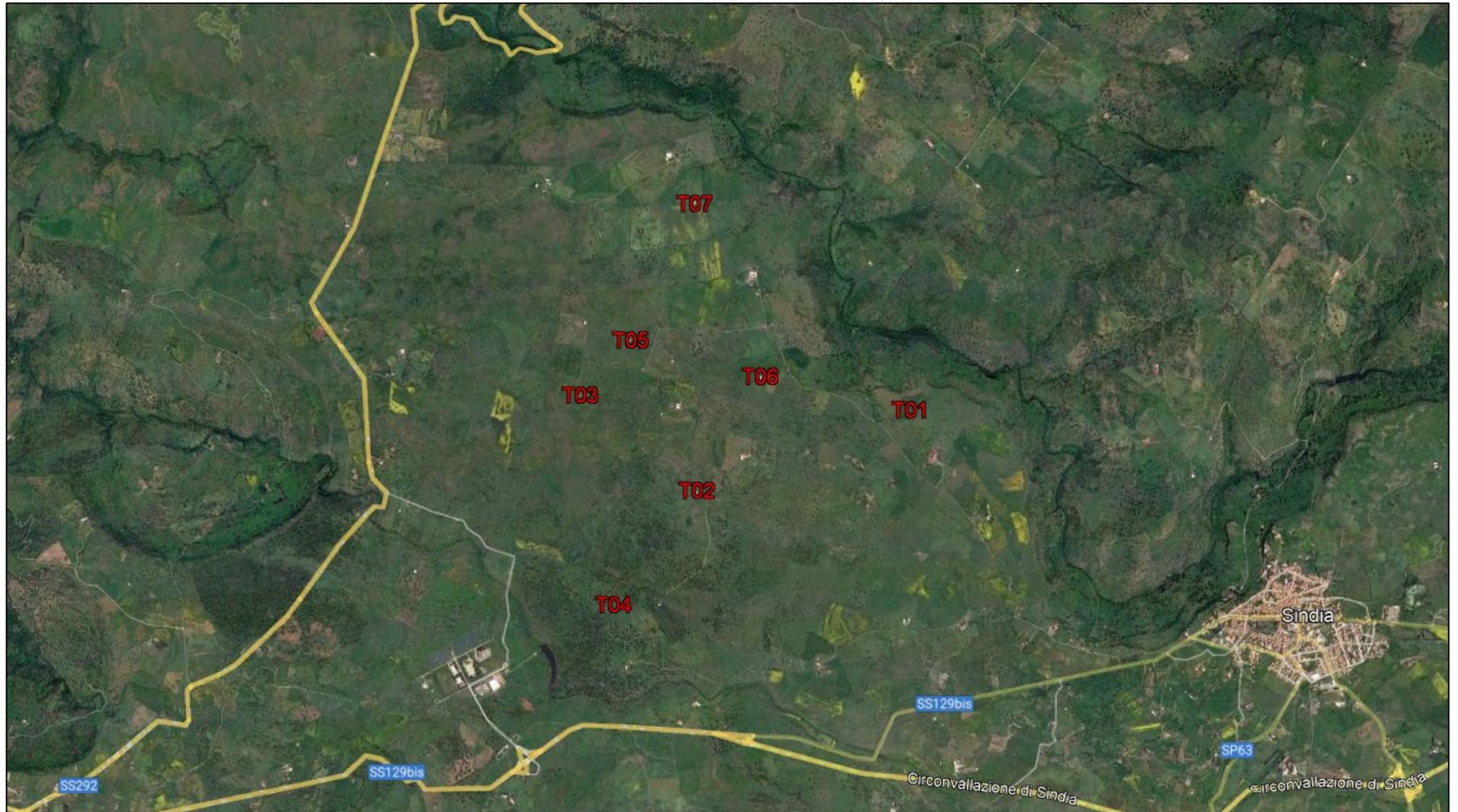


Figura 3: Individuazione dell'area di installazione della Windfarm su immagine ortofotografica.

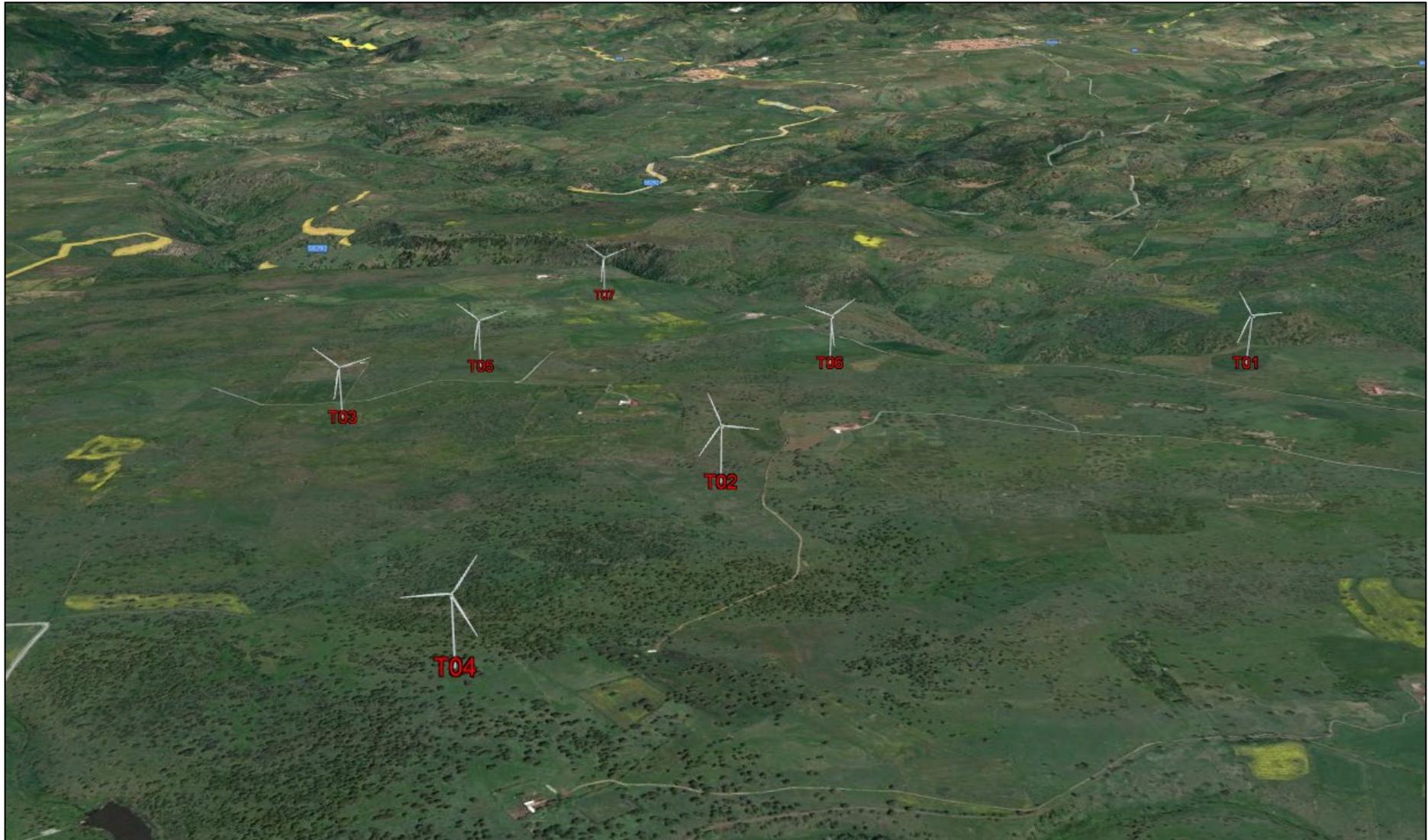


Figura 4: Individuazione dell'area di installazione delle WTG su immagine ortofotografica nel prospetto 3D con evidenza dell'impianto di progetto.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	ES.SUN01.PD.9.3
		Revisione	00
		Data di creazione	31/07/2023
		Data revisione	31/07/2023
		Pagina	11 di 30

La tabella seguente mostra le coordinate di inquadramento geografico delle turbine di progetto, esistenti ed in iter autorizzativo ministeriale nel sistema di riferimento Gauss Boaga ROMA40.

Tabella 1: Coordinate e tipologia degli aerogeneratori di progetto

ID WTG	Gauss Boaga west ROMA40 EST [m]	Gauss Boaga west ROMA40 NORD [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Potenza [KW]
T01	1468260	4462098	427	VESTAS V162	125	6,0
T02	1466772	4461546	400	VESTAS V162	125	6,0
T03	1465955	4462208	380	VESTAS V162	125	6,0
T04	1466186	4460759	400	VESTAS V162	125	6,0
T05	1466311	4462587	389	VESTAS V162	125	6,0
T06	1467217	4462333	417	VESTAS V162	125	6,0
T07	1466765	4463535	360	VESTAS V162	125	6,0
Media Totale			396			42.000

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:

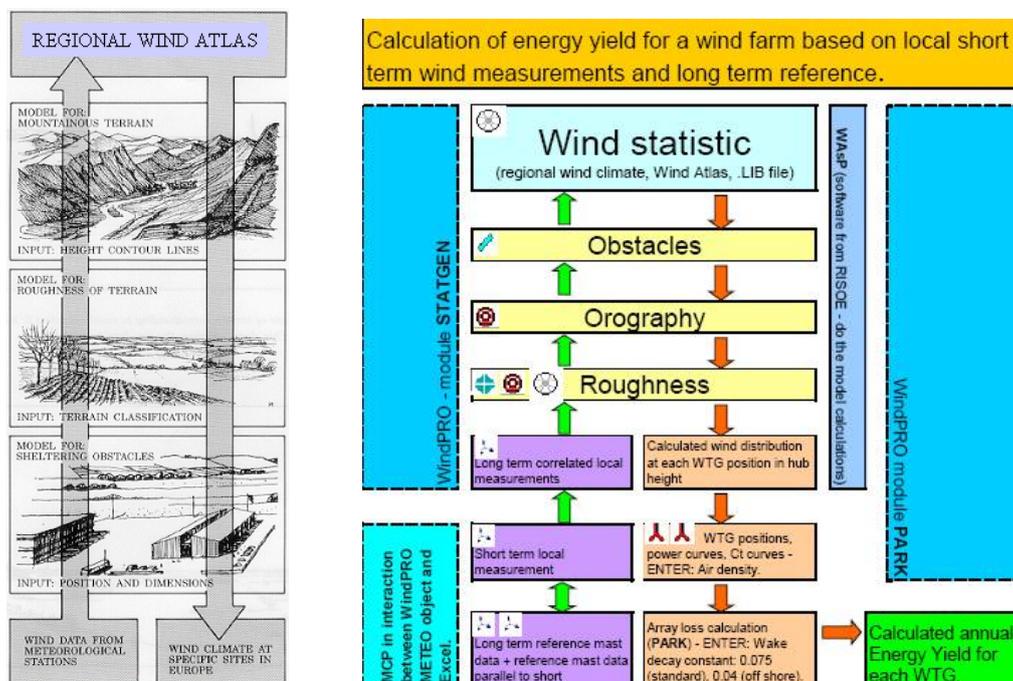


Figura 5: Diagramma di flusso del programma WAsP/Wpro

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, entrambi utilizzati come dati di input per il modello di simulazione.

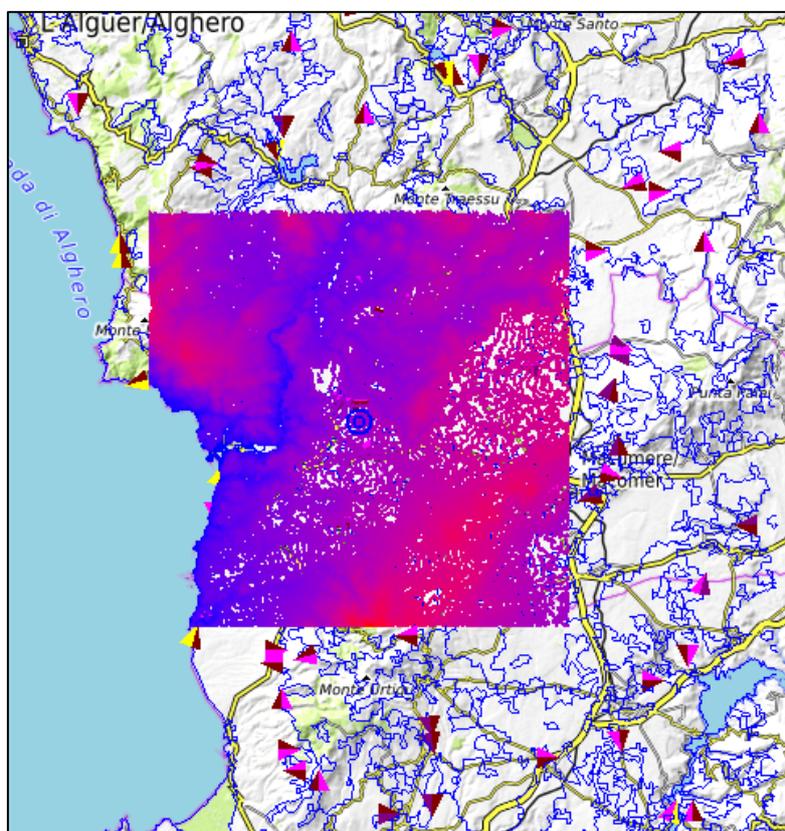
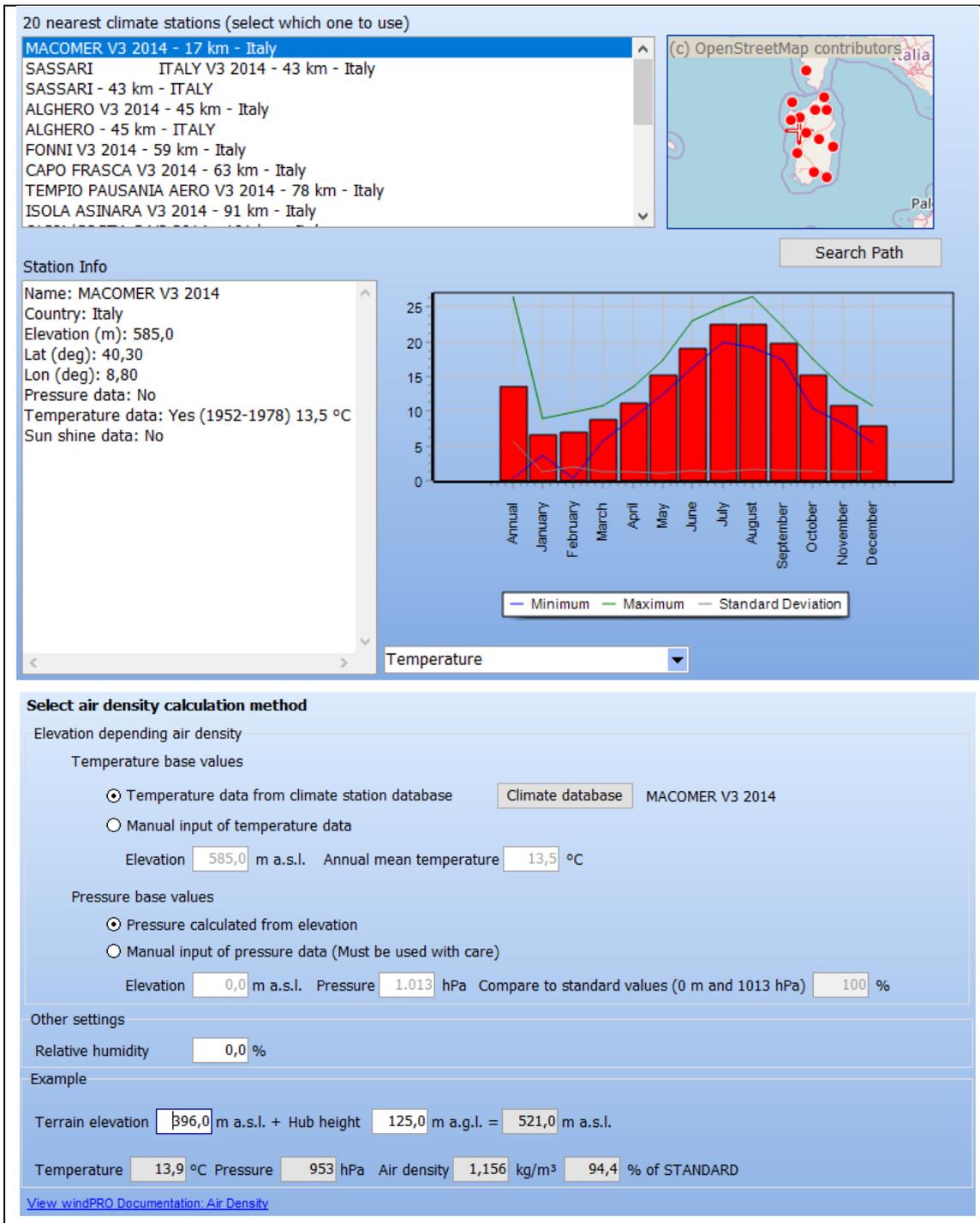


Figura 6: Mappa digitale di rugosità superficiale utilizzata come dato di input nel modello

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 1.156 kg/m^3 .



20 nearest climate stations (select which one to use)

- MACOMER V3 2014 - 17 km - Italy
- SASSARI ITALY V3 2014 - 43 km - Italy
- SASSARI - 43 km - ITALY
- ALGHERO V3 2014 - 45 km - Italy
- ALGHERO - 45 km - ITALY
- FONNI V3 2014 - 59 km - Italy
- CAPO FRASCA V3 2014 - 63 km - Italy
- TEMPIO PAUSANIA AERO V3 2014 - 78 km - Italy
- ISOLA ASINARA V3 2014 - 91 km - Italy

Station Info

Name: MACOMER V3 2014
Country: Italy
Elevation (m): 585,0
Lat (deg): 40,30
Lon (deg): 8,80
Pressure data: No
Temperature data: Yes (1952-1978) 13,5 °C
Sun shine data: No

Temperature

Select air density calculation method

Elevation depending air density

Temperature base values

- Temperature data from climate station database **Climate database** MACOMER 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

[View windPRO Documentation: Air Density](#)

Figura 7: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	ES.SUN01.PD.9.3
		Revisione	00
		Data di creazione	31/07/2023
		Data revisione	31/07/2023
		Pagina	16 di 30

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, nel dettaglio si è utilizzato un set di dati di 10 anni del dataset NEWA (New european Wind Atlas), calibrato con un sun 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.

La tabella a seguire elenca il set di dati utilizzato per la valutazione della risorsa eolica per il progetto in questione.

Tabella 2: Coordinate di inquadramento geografico del nodo satellitare NEWA

	Gauss Boaga west ROMA40 NORD [m]	Gauss Boaga west ROMA40 EST [m]	Altitudine s.l.m. [m]	First data	Last data	Months
NEWA _N40,3181_E008,6069 100m	1466625	4463147	369	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 **NEWA N40,3181_E008,6069 100m**, di altezza 100 m presenta un database di 10 anni con una percentuale di validità del 100% ed intervallo di registrazione pari a 30 minuti.

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.

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	ES.SUN01.PD.9.3
		Revisione	00
		Data di creazione	31/07/2023
		Data revisione	31/07/2023
		Pagina	17 di 30

Le tabelle a seguire mostrano il dettaglio delle grandezze statistiche derivanti dall'analisi dei dati della stazione satellitare NEWA del database EMD correlati ad un 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.

	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
100,0m	Mean wind speed	m/s	175296	100,00%	5,57	31,47	5,6	6,2	1,51
100,0m	Wind direction	Degrees	175296	100,00%	252,4	360			
100,0m	Temperature	Deg C	175295	100,00%	15,2	37,3			

Tabella 4: Dettaglio delle velocità medie mensili del set di dati disponibile

NEWA N40,3181_E008,6069100m - Mean wind speed [m/s]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Mean
January	7,27	7,23	4,84	5,63	7,12	6,76	6,69	6,5	8	7,2	6,72
February	6,83	8,01	5,97	6,37	6,67	7,32	7,01	7,3	6,64	5,66	6,78
March	6,61	6,51	6,02	5,9	8,71	6,66	6,92	6,69	5,64	8,46	6,81
April	5,78	4,8	5,44	7,06	6,94	5,46	5,33	5,8	4,75	6,32	5,77
May	5,05	6,13	4,36	4,24	5,92	4,54	4,64	6,28	4,94	4,37	5,05
June	4,33	4,5	3,77	4,33	4,92	4,35	4,33	4,04	3,6	3,92	4,21
July	4,2	3,19	4,87	3,84	3,45	5,83	3,31	3,7	4,78	3,48	4,06
August	3,36	3,87	3,88	3,28	3,87	3,65	4,25	3,9	3,57	3,47	3,71
September	5,15	4,95	4,18	4,86	4,47	4,22	5,43	4,41	4,24	4,01	4,59
October	5,27	6,26	5,88	6,33	5,94	4,72	6,2	5,28	4,77	7,97	5,86
November	6,38	7,5	6,8	6,95	8,08	7,72	5,55	7,2	5,98	6,59	6,88
December	8,34	7,62	8,2	7,19	5,25	6,97	2,48	6,56	7,1	5,5	6,52
mean, all data	5,71	5,87	5,35	5,49	5,94	5,67	5,16	5,63	5,33	5,58	5,57

Le tabelle e le immagini a seguire mostrano la posizione della stazione anemometrica satellitare in modo tale che sia possibile avere evidenza della distanza intercorrente tra la stessa e la disposizione del layout di progetto.

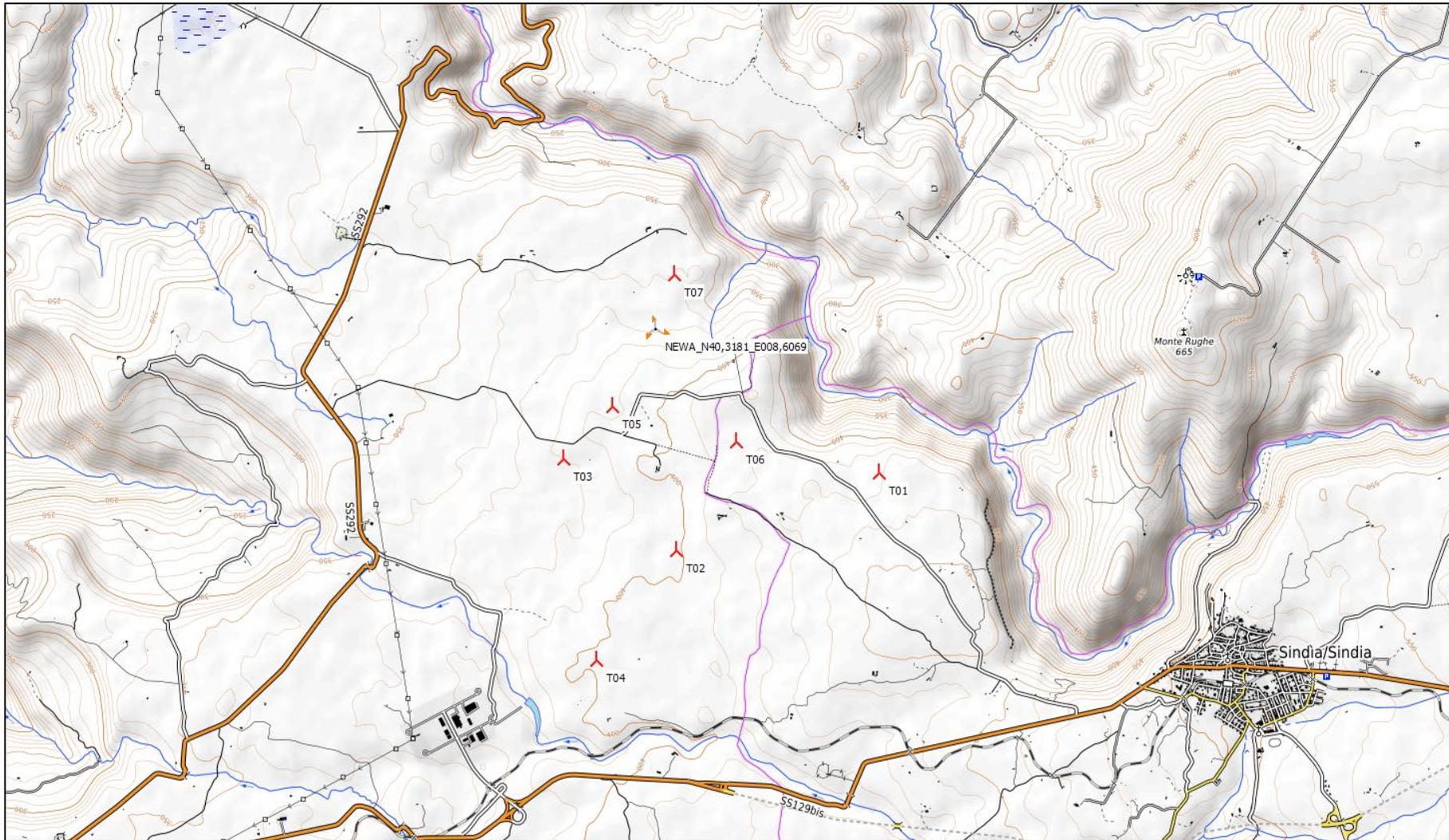
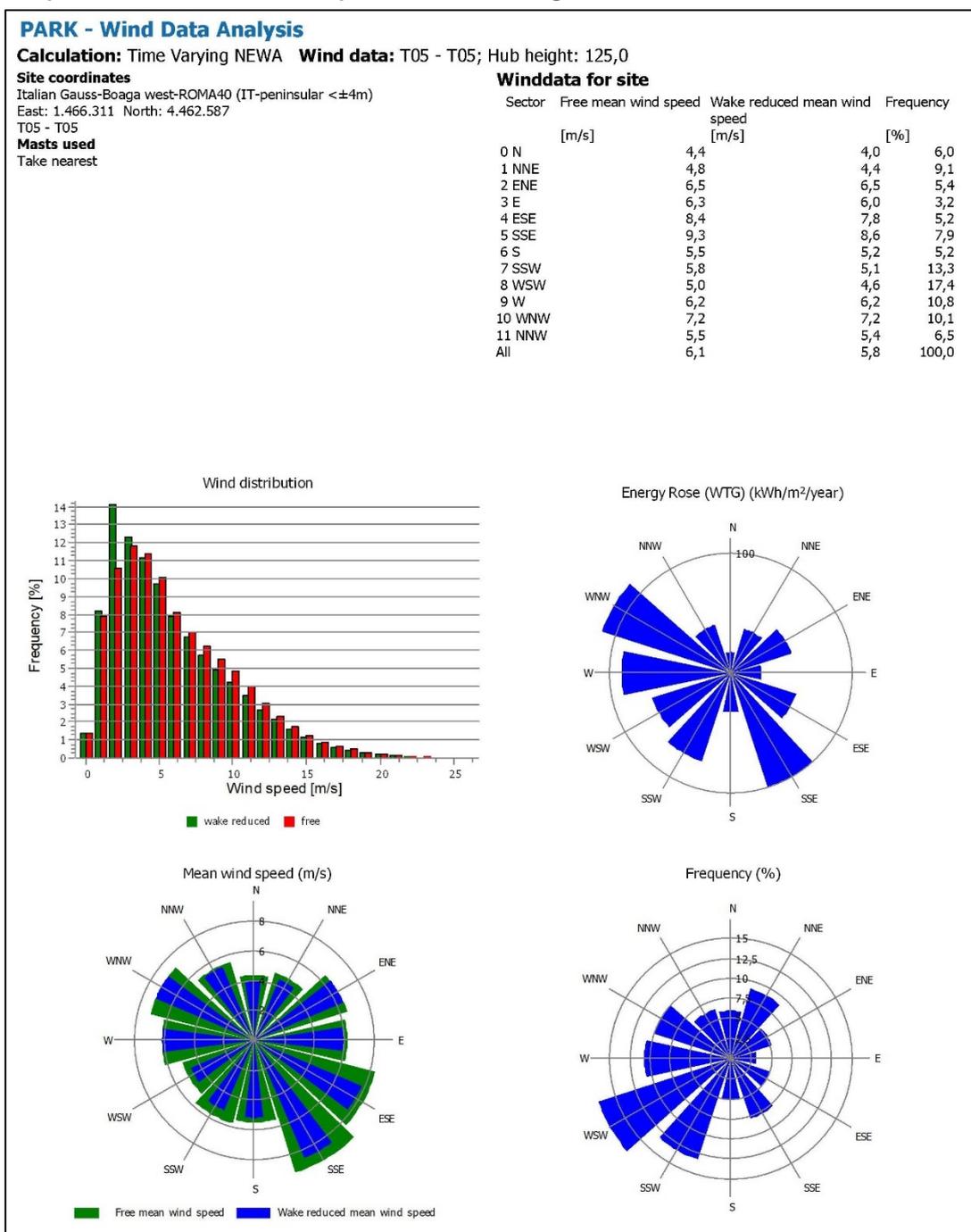


Figura 8: Inquadramento geografico della dislocazione della stazione NEWA rispetto al layout di progetto proposto su cartografia Open Topo Map.

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 5: Wind Statistic dei dati estrapolati e storicizzati con evidenza dei parametri Weibull ed analisi delle direzioni del vento nei pressi della turina T05 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 6,1 m/s.

3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire viene riportata l'immagine con la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto Vestas V162 di potenza nominale 6,0 MW, richiamate dal datasheet ufficiale. Si riporta il modello Vestas V162 con potenza nominale pari a 6,2 MW, avente caratteristiche geometriche comuni al modello di progetto di potenza 6,0 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 5
Standard operating temperature range	from -20°C to +45°C
<hr/>	
SOUND POWER	
Maximum	104.8dB(A)**
<hr/>	
ROTOR	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<hr/>	
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
<hr/>	
GEARBOX	
Type	two planetary stages
<hr/>	
TOWER	
Hub heights	119 m (IEC 5/DiBt 5), 125 m (IEC 5), 149 m (IEC 5), 166 m (IEC 5/DiBt 5) and 169 m (DiBt 5)
<hr/>	
SUSTAINABILITY METRICS	
Carbon Footprint	6.2g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	84%
<small>Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com</small>	

Figura 9: Caratteristiche tecniche delle turbine di progetto considerate nelle simulazioni Mod. Vestas V162 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 6: 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.

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

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 22 di 30
---	---	--	---

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.

4.3 Site compliance

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 IIA.

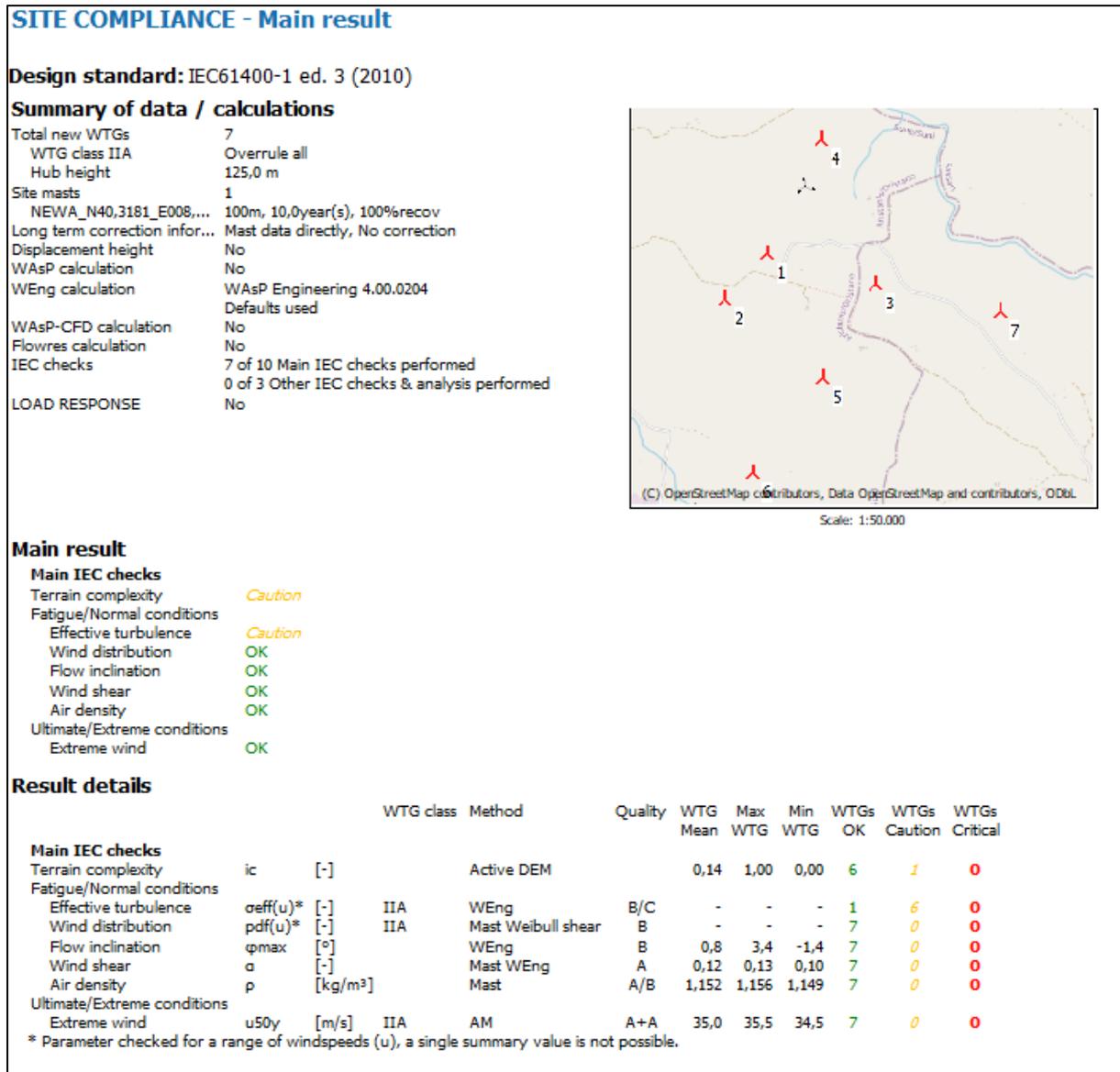


Figura 10: Stralcio del Report “Main Result” con evidenza della sintesi dei risultati ottenuti per la verifica della Site Compliance e rispondenza della turbina di progetto con le caratteristiche specifiche di sito.

È opportuno sottolineare che i risultati ottenuti hanno come riferimento un dataset anemometrico di tipo satellitare, e che per verifiche approfondite ed operative è necessario disporre di dati anemometrici di sito risultato di una campagna di misura atta alla specifica caratterizzazione della ventosità.

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.

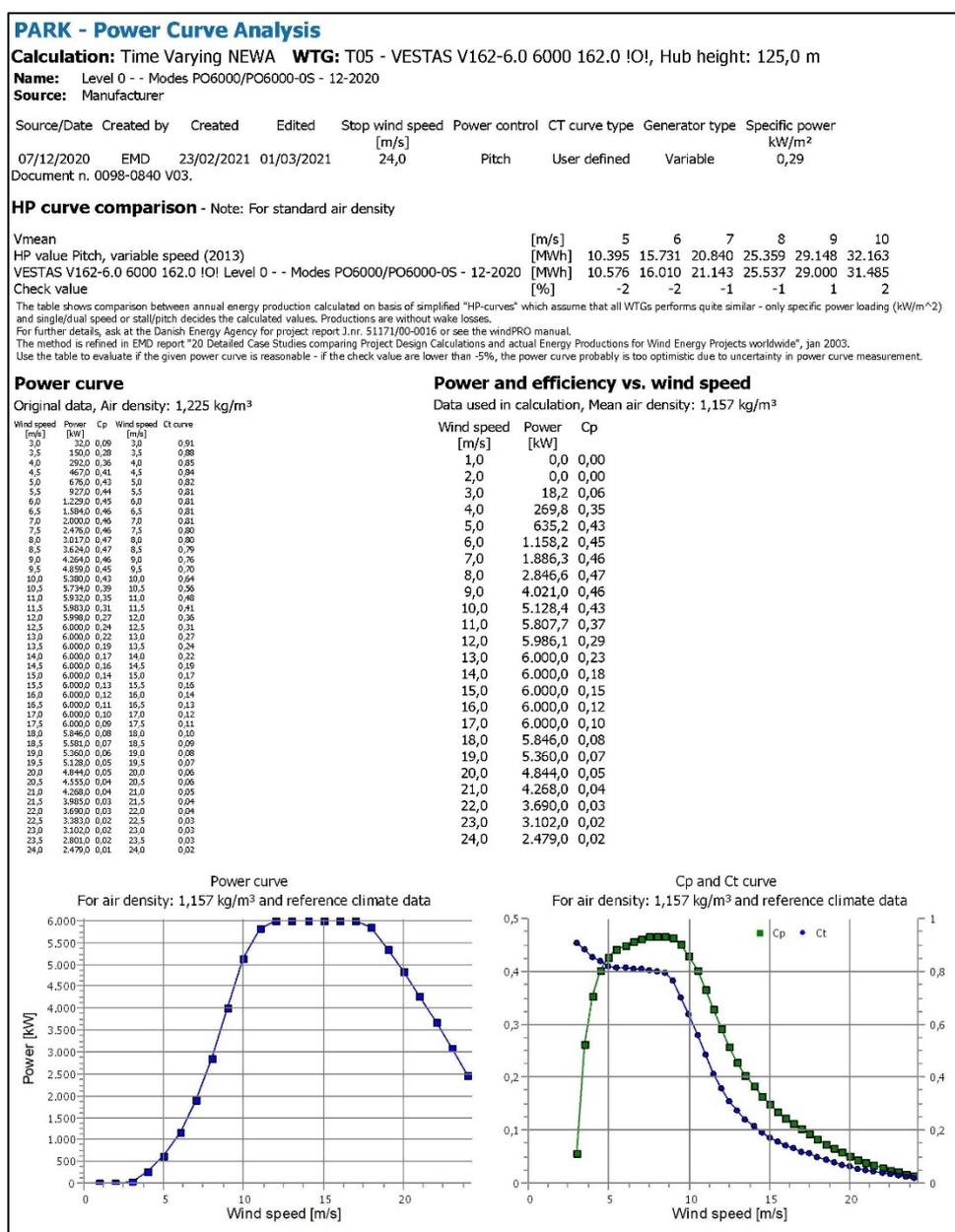


Figura 11: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V162 6,0 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	ES.SUN01.PD.9.3
		Revisione	00
		Data di creazione	31/07/2023
		Data revisione	31/07/2023
		Pagina	25 di 30

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 7: 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 (8,5%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
T01	1468260	4462098	427	VESTAS V162	6.000	125,0	6,18	16.463	9,75	14.857	13.594	2266
T02	1466772	4461546	400	VESTAS V162	6.000	125,0	6,00	15.857	9,96	14.277	13.064	2177
T03	1465955	4462208	380	VESTAS V162	6.000	125,0	6,06	16.146	6,35	15.121	13.835	2306
T04	1466186	4460759	400	VESTAS V162	6.000	125,0	6,05	16.077	6,92	14.964	13.692	2282
T05	1466311	4462587	389	VESTAS V162	6.000	125,0	6,11	16.320	9,18	14.822	13.563	2260
T06	1467217	4462333	417	VESTAS V162	6.000	125,0	6,21	16.730	10,07	15.044	13.766	2294
T07	1466765	4463535	360	VESTAS V162	6.000	125,0	6,03	16.068	7,72	14.827	13.567	2261
Media			396				6,09		8,58			2264
Totale					42.000			113.660		103.913	95.080	

Tabella 8: Probabilità di superamento caratteristiche - percentili della produzione su base annua e decennale

	Base Period	P50	P75	P90
1 YEAR	[MWh]	95.080	87.200	80.108
	FLEOH [MWh/MW]	2.264	2.076	1.907
10 YEARS	[MWh]	95.080	89.418	84.323
	FLEOH [MWh/MW]	2.264	2.129	2.008

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 26 di 30
---	---	--	---

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 9: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate

Limitazioni e Perdite Tecniche				
Descrizione	Metodologia di valutazione	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]	Energia [MWh/anno]
Produzione lorda				113.660
Perdite di scia 8,58%				
Perdite di scia, tutte le WTG esistenti	Calcolato	8,58%	9.748	103.913
Perdite di scia future installazioni limitrofe	Assunzione	0,00%	-	103.913
Produzione al netto delle perdite di scia				103.913
Limitazioni/Decurtazioni 1,00%				
Wind sector management	Assunzione	1,0%	1.039	102.873
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Calcolate	0,0%	-	102.873
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0,0%	-	102.873
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0,0%	-	102.873
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0,0%	-	102.873
Limitazioni in potenza per avifauna e chiroterri	Assunzione	0,0%	-	102.873
Altre limitazioni	Assunzione	0,0%	-	102.873
Perdite per cause Ambientali 0,90%				
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1%	103	102.771
Perdite dovute a "icing"	Assunzione	0,0%	-	102.771
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/icing/altro	Assunzione	0,2%	206	102.565
Temperature estreme	Assunzione	0,1%	103	102.462
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,5%	514	101.948
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0,0%	-	101.948
Disponibilità 3,70%				
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0%	3.058	98.889
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5%	510	98.379
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,1%	102	98.277
Altre disponibilità	Assunzione	0,1%	102	98.175
Perdite prestazionali aerogeneratore 0,60%				
Curva di potenza	Assunzione	0,1%	98	98.077
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1%	98	97.979
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,3%	295	97.685
Altre perdite prestazionali	Assunzione	0,1%	98	97.586
Perdite Elettriche 2,60%				
Perdite elettriche	Stimata	2,5%	2.440	95.147
Consumo apparecchiature elettriche di misura	Assunzione	0,1%	98	95.049
Totale perdite e limitazioni tecniche		8,5%	8.863	
Produzione al netto delle perdite tecniche e delle limitazioni prevista alla UP	95.049	Ore Equivalenti [MWh/MW]		2.263

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 28 di 30
---	---	--	---

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	ES.SUN01.PD.9.3
		Revisione	00
		Data di creazione	31/07/2023
		Data revisione	31/07/2023
		Pagina	29 di 30

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 10: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze			
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])		1,50	
Incertezza Parametri Anemologici	Inc. V. vento [%]	Inc. Energia [%]	Inc. Energia [MWh]
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	2,00	3,00	3.120
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	2,00	3,00	3.120
Variabilità annuale Vm	6,00	9,01	9.361
Variabilità decennale Vm	1,90	2,85	2.960
Variabilità Futura Trend Ventosità	0,50	0,50	520
Parametri Anemologici/Altro	0,50	0,50	520
Incertezza Modello di flusso e di simulazione			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	2,00	3,00	3.120
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	2,00	3,00	3.120
Modello di flusso e simulazione/Altro	2,00	3,00	3.120
Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,50	3,75	3.900
Sistemi di misura	1,50	2,25	2.340
Produzione energetica/Altro	1,50	2,25	2.340
Totale incertezza base 1 anno	8,20	12,29	12.768
Totale incertezza base 10 anni	5,90	8,83	9.173

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	ES.SUN01.PD.9.3 00 31/07/2023 31/07/2023 30 di 30
---	---	--	---

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 6,0 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 comune di Suni (OR) e Sindia (NU) alle località "S'ena e Cheos", "Tiruddone" e "Ferralzos", che prevede una produzione netta pari a **95,0 GWh** annui corrispondenti a circa **2263** 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, ma per una valutazione operativa è necessario effettuare un'indagine anemometrica con dai misurati in sito.