

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI TARANTO
COMUNE DI AVETRANA

Oggetto:
**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO NEL
COMUNE DI AVETRANA DENOMINATO "VENTICINQUE ANNI" COSTITUITO DA 10
AEROGENERATORI DI POTENZA TOTALE PARI A 72 MW E RELATIVE OPERE DI
CONNESSIONE**

Sezione:
SEZIONE RS - RELAZIONI SPECIALISTICHE

Elaborato:
STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

Nome file stampa: EO_AVT01_PD_RS_01_00.pdf	Codifica regionale: TMCJ3G3_RelazioneStudioAnemologico	Scala:	Formato di stampa: A4
Nome elaborato: EO_AVT01_PD_RS_01	Tipologia: R		

Proponente:
E-WAY 12 S.r.l.
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 17481561003



E-WAY 12 S.R.L.
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 - Roma
C.F./P.Iva 17481561003
e-way12@legalmail.it

Progettista:
E-WAY 12 S.r.l.
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA 17481561003



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO_AVT01_PD_RS_01	00	07/2024	F. Vegetale	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY 12 S.r.l.

Sede legale
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
PEC: e-way12@legalmail.it tel. +39 0694414500

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	1 di 22

INDICE

PREMESSA	4
1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	5
1.1 Inquadramento territoriale e catastale	5
1.2 Criteri di progettazione	6
1.3 Layout d'impianto	8
1.3.1 Aerogeneratori.....	9
1.4 Metodologia di analisi	9
1.5 Dati di input	10
1.5.1 Modello digitale orografico	10
1.5.2 Modello di rugosità superficiale	10
1.5.3 Modello di campo e flusso ventoso	11
1.6 Densità dell'aria	11
2 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA	13
2.1 Layout di impianto e stima di producibilità	13
2.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta	17
2.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili	19
3 CONCLUSIONI	22

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	2 di 22

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Inquadramento territoriale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto.</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Inquadramento del layout su sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità utilizzati per la simulazione.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell’aria.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4 – Datasheet tipo turbina di progetto (Vestas V162).</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 – Inquadramento degli aerogeneratori di progetto su ortofoto.</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6 – Curva di potenza standard dell’aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell’aria di sito ad altezza mozzo (119 m s.l.t.).</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7 - Caratteristiche di ventosità del sito nell’ipotesi di aerogeneratori con altezza al mozzo pari a 119 m s.l.t.</i>	<i>16</i>



**STUDIO ANEMOLOGICO E
STIMA DI PRODUZIONE
ENERGETICA**

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	3 di 22

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto.</i>	<i>5</i>
<i>Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori.</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 3 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto.</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 4 – Quadro sinottico perdite tecniche dell’impianto.</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 5 – Produzione annuale attesa dalle singole turbine e dall’impianto di progetto</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 6 – Sintesi dei principali parametri e fattori di incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni.</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 7 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno.</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 8 – Sintesi della produzione netta attesa (P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni.</i>	<i>21</i>

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	4 di 22

PREMESSA

Il presente elaborato si riferisce al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, ed opere di connessione annesse, denominato "Venticinque Anni", sito nei Comuni di Avetrana (TA).

In particolare, il progetto è riferito ad un impianto eolico di potenza totale pari a 72 MW e costituito da:

- n. 10 aerogeneratori di potenza nominale 7.2 MW, di diametro di rotore 162 m e di altezza al mozzo 119 m, assimilabili al tipo Vestas V162;
- linee elettriche in media tensione a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione degli aerogeneratori alla stazione elettrica di trasformazione;
- una stazione elettrica di utenza di trasformazione 30/150 kV;
- una cabina di raccolta e misura di interconnessione tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di utenza;
- una linea elettrica in alta tensione a 150 kV in cavo interrato per la connessione in antenna della sezione di impianto e lo stallo a 150 kV previsto all'interno dell'ampliamento del satellite della stazione elettrica della RTN "ERCHIE 380/150 kV";
- tutte le apparecchiature elettromeccaniche in alta tensione di competenza utente da installare all'interno della stazione elettrica della RTN in corrispondenza dello stallo assegnato.

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-WAY 12 S.r.l., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina 4, 00186 Roma, P.IVA 17481561003.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	5 di 22

1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

1.1 Inquadramento territoriale e catastale

L'impianto eolico di progetto è situato nel Comune di Avetrana si costituisce di n. 10 assimilabili al tipo Vestas V162, denominati rispettivamente da WTG01 a WTG10. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale 7.2 MW per una potenza complessiva di 72.0 MW, con altezza al mozzo 119 m e diametro di rotore di 162 m.

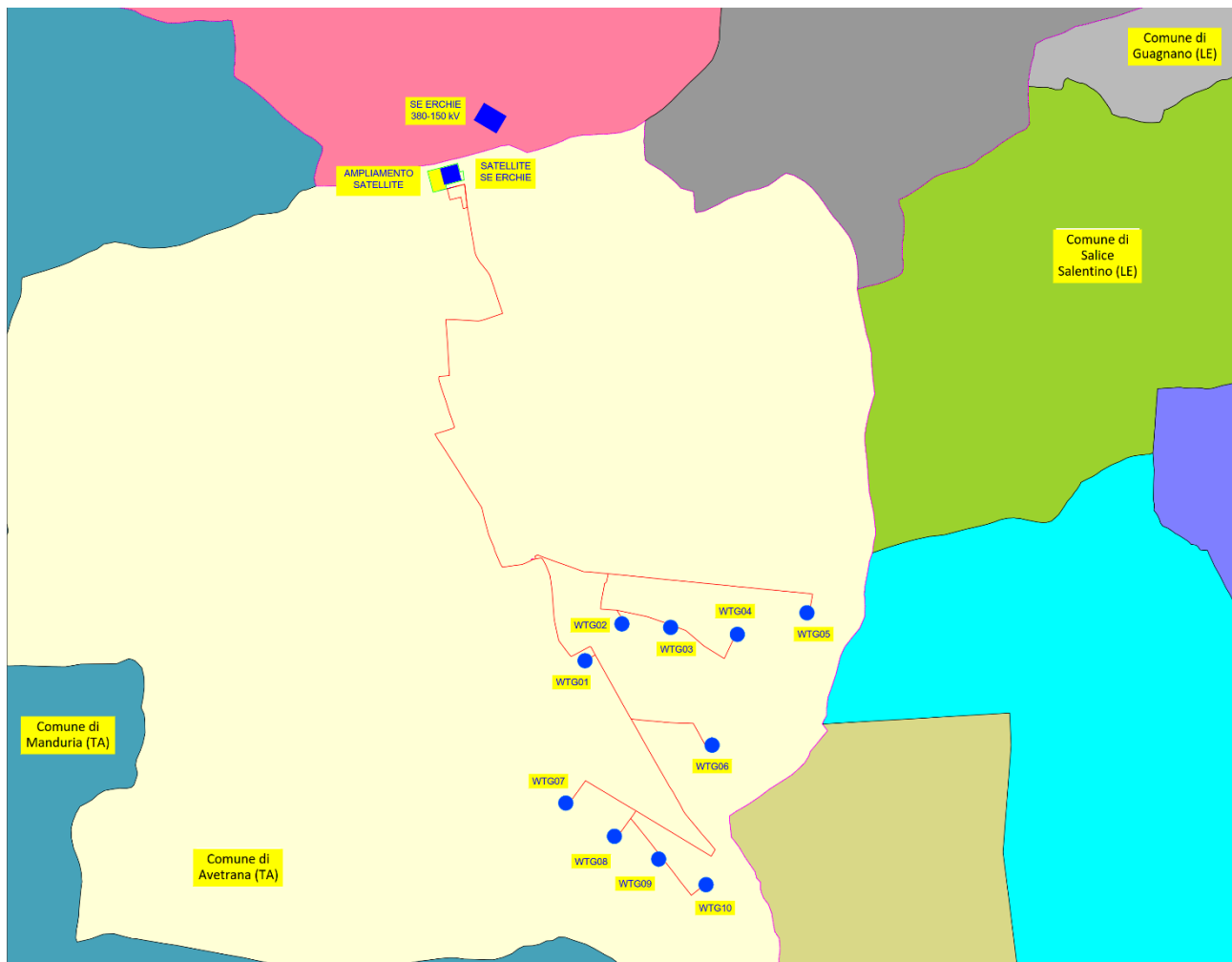


Figura 1 – Inquadramento territoriale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto.

Si riportano di seguito Tabella 1 le coordinate degli aerogeneratori nei vari sistemi di riferimento.

Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto.

ID WTG	WGS-84 UTM E	WGS-84 UTM N	WGS-84 GEO LONG	WGS-84 GEO LAT
WTG01	734554	4469570	17.76155	40.34373
WTG02	734960	4469975	17.76648	40.347263
WTG03	735497	4469937	17.772778	40.346764
WTG04	736232	4469860	17.781399	40.345865
WTG05	736999	4470097	17.790497	40.347783
WTG06	735954	4468641	17.777673	40.334977
WTG07	734342	4468004	17.758487	40.329696
WTG08	734878	4467638	17.764654	40.326253
WTG09	735365	4467387	17.770289	40.323856
WTG10	735887	4467106	17.776325	40.321179

Per quanto riguarda l'inquadramento su base catastale, le particelle interessate dagli aerogeneratori di progetto sono riportate in Tabella 2:

Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori.

ID WTG	IDENTIFICAZIONE CATASTALE
WTG01	AVETRANA (TA) Foglio: 42 Particella: 21
WTG02	AVETRANA (TA) Foglio: 42 Particella: 120
WTG02	AVETRANA (TA) Foglio: 42 Particella: 92
WTG03	AVETRANA (TA) Foglio: 46 Particella: 3
WTG04	AVETRANA (TA) Foglio: 46 Particella: 186
WTG05	AVETRANA (TA) Foglio: 46 Particella: 393
WTG06	AVETRANA (TA) Foglio: 44 Particella: 25
WTG07	AVETRANA (TA) Foglio: 41 Particella: 124
WTG08	AVETRANA (TA) Foglio: 41 Particella: 169
WTG09	AVETRANA (TA) Foglio: 51 Particella: 207
WTG09	AVETRANA (TA) Foglio: 51 Particella: 82
WTG10	AVETRANA (TA) Foglio: 54 Particella: 15

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e delle relative fasce di asservimento è riportato negli elaborati denominati "PPE.01 PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO ED ASSERVIMENTO GRAFICO CON OPERE DI CONNESSIONE" e "PPE.02 PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO ED ASSERVIMENTO DESCRITTIVO CON OPERE DI CONNESSIONE" allegati al progetto.

1.2 Criteri di progettazione

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione degli aerogeneratori principalmente in relazione a fattori progettuali quali l'esposizione, i dati anemologici, l'accessibilità del sito e i vincoli vigenti. Sulla base delle elaborazioni effettuate, si sono individuate le posizioni più idonee all'installazione degli aerogeneratori e si è definito il miglior layout possibile al fine di ottenere per ogni aerogeneratore la massima producibilità e, contemporaneamente, ridurre al minimo le perdite di energia per effetto scia e le ripercussioni di carattere ambientale.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	7 di 22

La progettazione è avvenuta tenendo conto che:

- le opere provvisorie siano compatibili con il deflusso delle acque, attraverso un opportuno sistema di regimentazione delle acque meteoriche realizzato in corrispondenza del layout e riportato nell'elaborato "OC_10 REGIMENTAZIONE ACQUE METEORICHE IN FASE DI ESERCIZIO";
- le operazioni di scavo e rinterro per la posa del cavidotto non modifichino il libero deflusso delle acque, attraverso una modalità di posa interrata ad almeno 1,20 m di profondità dal piano campagna meglio descritta nell'elaborato "OE_07 RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI", con risoluzione delle interferenze idrauliche riportate nell'elaborato "OC_12 RISOLUZIONE TIPOLOGICA DELLE INTERFERENZE";
- il materiale di risulta proveniente dagli scavi, non utilizzato, sia portato nel più breve tempo possibile alle discariche autorizzate che saranno meglio definite in una fase esecutiva della progettazione.

Inoltre, in merito alla fattibilità ambientale del progetto è possibile riscontrare che:

- l'impianto prevede l'installazione di n. 10 aerogeneratori posizionati su seminativi/pascoli tali da non determinare significative alterazioni morfologiche;
- gli aerogeneratori saranno realizzati su terreni privi di copertura arborea da zona boscata, non censiti come colture di pregio, ma terreni di natura agricola che non prevedono disboscamenti;
- il cavidotto MT verrà realizzato in gran parte lungo strade esistenti o al margine di strade di cantiere, lungo le quali attraverserà principalmente seminativi;
- l'occupazione di suolo potrà ritenersi minima poiché le opere provvisorie saranno ripristinate in modo tale da consentire il normale svolgimento delle pratiche agricole;
- gli aerogeneratori di progetto non determineranno alcun impatto sulla salute umana essendo collocati ad una distanza dai ricettori tale da non generare effetti legati agli effetti di shadow-flickering (vedi elaborato "RS_03 RELAZIONE DI SHADOW-FLICKERING"), di rumori (vedi elaborato "RS_02 VALUTAZIONE PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO"), di elettromagnetismo (vedi elaborato "RS_08 RELAZIONE IMPATTO ELETTRICITÀ"), né possano arrecare problematiche legate alla rottura degli organi rotanti sulle strade (vedi elaborato "RS_07 RELAZIONE DI CALCOLO DELLA GITTATA");
- l'impianto è allocato al di fuori di aree protette, siti Rete Natura 2000, aree IBA o di altri ambiti di tutela ambientale;

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	8 di 22

- l'impianto è totalmente reversibile, infatti, al termine della vita utile la dismissione dell'impianto potrà restituire il territorio allo stato ante-operam, annullando tutti i potenziali impatti;
- l'occupazione di suolo sarà minima e potranno essere adoperate le pratiche agricole fino alla base delle torri, agevolando i conduttori dei fondi con le piste d'impianto;
- l'impianto non andrà a modificare gli equilibri faunistici esistenti andando, eventualmente, ad allontanare la fauna solo durante la fase di cantiere.

I principali riferimenti normativi considerati sono:

- DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili";
- D. Lgs. n. 387/2003 e ss.mm.ii. "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

La disposizione degli aerogeneratori ha tenuto conto, oltre agli aspetti progettuali di carattere generale fornite dalle normative di riferimento, anche delle indicazioni specifiche fornite nell'Allegato 4 del DM 10 settembre 2010 "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio".

1.3 Layout d'impianto

L'impianto eolico di progetto prevede la realizzazione di:

- n. 10 aerogeneratori;
- n. 10 cabine all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 10 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 10 piazzole di montaggio, con adiacenti piazzole temporanee di stoccaggio;
- opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- viabilità di progetto interna all'impianto e che conduce agli aerogeneratori;
- un cavidotto interrato interno, in media tensione, per il collegamento tra gli aerogeneratori;
- una cabina di raccolta e misura;
- un cavidotto interrato esterno, in media tensione, per il collegamento dell'impianto eolico alla stazione elettrica di trasformazione;
- una stazione elettrica utente di trasformazione 30/150 kV;
- uno stallo di arrivo linea a 150 kV all'interno della stazione elettrica RTN di Terna;
- un cavidotto interrato, in alta tensione, per il collegamento tra le opere di utenza e le opere di rete.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	9 di 22

1.3.1 Aerogeneratori

Per gli aerogeneratori di progetto si considera diametro di rotore 162 m e altezza al mozzo 119 m. Tra i modelli di aerogeneratore con le seguenti caratteristiche, si assimilano quelli di progetto al modello Vestas V162, e quindi con diametro 162 m e altezza al mozzo 119 m. Non si esclude, nelle fasi successive della progettazione, la possibilità di variare la tipologia di aerogeneratore, ferme restando le caratteristiche dimensionali indicate nel presente elaborato. Gli aerogeneratori sono connessi tra loro per mezzo del cavidotto interno in MT e le cabine interne alle torri.

1.4 Metodologia di analisi

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

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

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

A valle dell'analisi dei dati anemometrici volta all'epurazione di eventuali anomalie di registrazione e/o di valori non attendibili o non ammissibili, il successivo utilizzo del codice di simulazione anemologica WAsP(12) prevede l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola o su più posizioni di stazioni anemometriche, che permette di calcolare la distribuzione, quindi la mappatura a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura.

(1) WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	10 di 22

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

L'arricchimento dell'utilizzo del motore WASP all'interno del software WINDPRO permette inoltre di ottimizzare il calcolo e la valutazione della resa energetica attesa dalle turbine in funzione della variazione della curva di potenza degli aerogeneratori in virtù della densità atmosferica dell'area in esame. Tale procedura è resa possibile attraverso l'accesso a database di stazioni meteorologiche che permettono di estrapolare, e quindi ricalcolare, la densità specifica di sito in funzione della quota altimetrica di riferimento e dell'altezza del mozzo degli aerogeneratori considerati.

1.5 Dati di input

1.5.1 Modello digitale orografico

Per le specifiche valutazioni di dettaglio è stato realizzato un modello orografico digitale che, sulla base del grid estrapolato in download dal satellite, georeferenziato e verificato con la sovrapposizione con le curve di livello della cartografia IGM 1:25.000, che descrive in maniera rappresentativa l'andamento altimetrico dell'area geografica di interesse. Il DTM è stato elaborato con uno step di 10 m.

1.5.2 Modello di rugosità superficiale

È stato predisposto il modello digitale che descrive la rugosità superficiale mediante le informazioni reperite dal progetto "CORINE Land Cover 2018" che, con l'ausilio di satelliti, rende disponibili per l'elaborazione digitale, le informazioni specifiche per gran parte della superficie terrestre. Tali informazioni sono di fondamentale importanza per le analisi in quanto la rugosità superficiale terrestre, cioè la tipologia di suolo, la differente distribuzione ed altezza della copertura vegetazionale, gioca un ruolo fondamentale relativamente la frizione, la distorsione e la variabilità della velocità del vento. Si riporta in Figura 2 la sovrapposizione dei modelli di orografia e rugosità utilizzati nella simulazione in oggetto.

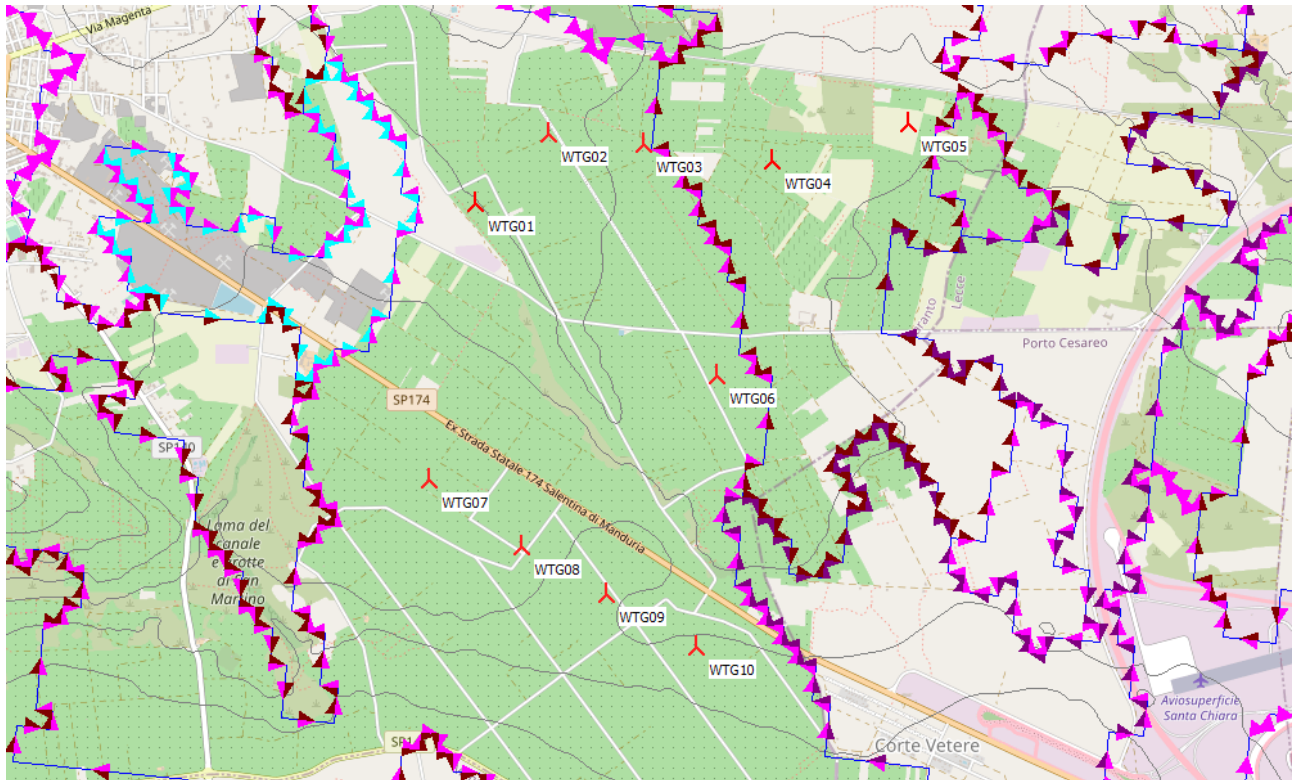


Figura 2 – Inquadramento del layout su sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità utilizzati per la simulazione.

1.5.3 Modello di campo e flusso ventoso

Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i set di dati riferiti ad un nodo satellitare NEWA, avente un'ampiezza del database di 10 anni con disponibilità dati a diverse altezze, ovvero a 100 e 200 m s.l.t.

1.6 Densità dell'aria

Il calcolo della densità dell'aria di sito è stato condotto sulla base di dati climatologici (disponibili nel database del software windPRO) relativi alla stazione meteorologica più vicina all'area di impianto, situata in provincia di Lecce (LE), denominata "Lecce V3 2014". La densità media dell'aria ad altezza mozzo delle turbine è stata dunque ricavata in funzione della loro posizione geografica ed utilizzata per la successiva stima del rendimento energetico del parco eolico, adattando il valore in funzione dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza mozzo. Il valore risultante di densità dell'aria è pari a $1,202 \text{ kg/m}^3$.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	12 di 22

Air density setup

Select air density calculation method

Fixed air density

- Standard (1.225 kg/m³)
- Manual kg/m³

Elevation depending air density

Temperature base values

- Temperature data from climate station database LECCE 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 %

Figura 3 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.

2 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

2.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dagli aerogeneratori di progetto scelti, previsti nel Comune di Avetrana (TA), è stata elaborata impiegando lo specifico software di settore windPRO 4.0 che utilizza il motore WAsP. Entrambi si attestano tra i più affermati software attualmente in utilizzo per le analisi dei flussi ventosi e per le relative stime di resa energetica degli impianti eolici. La stima di producibilità proposta è stata ottenuta impiegando una serie di dati anemologici di un nodo satellitare, ad altezza 100 m s.l.t. e considerando gli aerogeneratori assimilati al modello Vestas V162 di potenza nominale 7.2 MW altezza al mozzo posta a 119 m s.l.t., scelti tra le varie turbine che presentano come caratteristiche il diametro del rotore di 162 m, altezza al mozzo di 119 m e di potenza nominale pari a 7.2 MW.

V162-7.2 MWTM IEC S

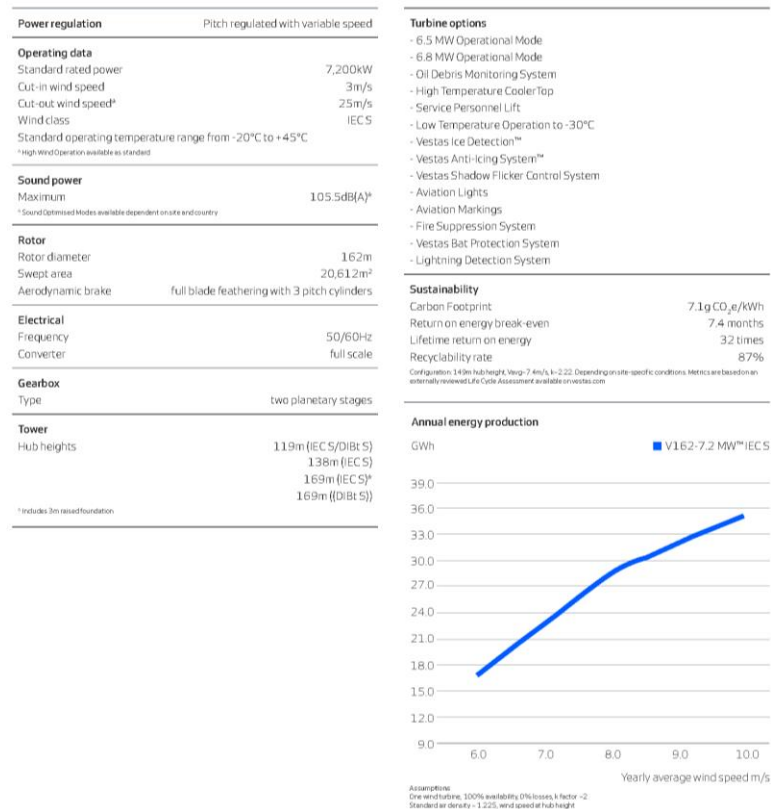


Figura 4 – Datasheet tipo turbina di progetto (Vestas V162).

La produzione energetica stimata tiene conto anche dell'effetto scia tra aerogeneratori di progetto, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria specifica del sito in oggetto. Si riporta, di seguito, l'inquadramento dell'impianto di progetto:

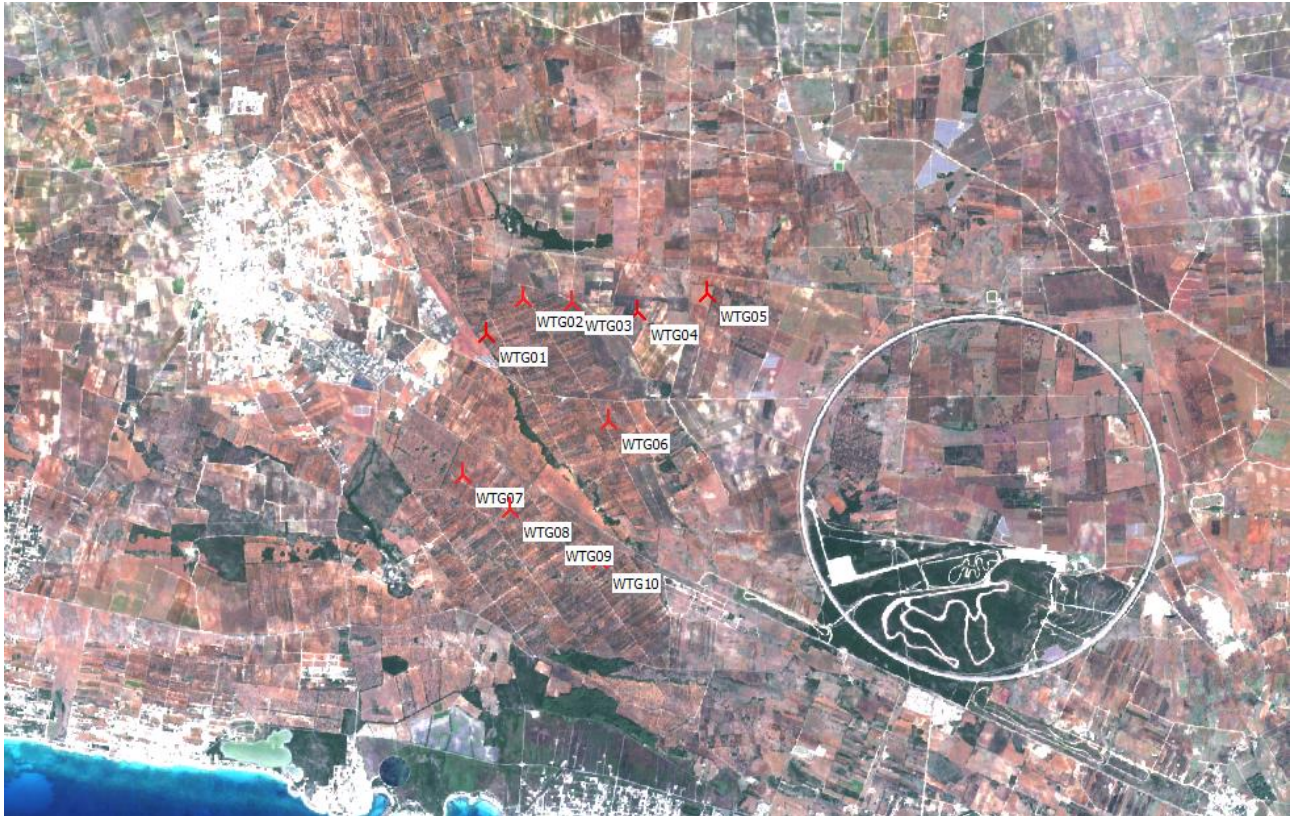


Figura 5 – Inquadramento degli aerogeneratori di progetto su ortofoto

Il documento a pagina successiva evidenzia la differenza nella modulazione della curva di potenza tra quella riferita alla densità standard dell'aria ($1,225 \text{ kg/m}^3$) e quella relativa alla densità specifica di sito. Tale modulazione utilizza come input di dati le informazioni riportate nel datasheet tecnico fornito dal supplier (power curve riferite a differenti densità dell'aria unitamente alle interpolazioni elaborate dal software per la densità dell'aria caratteristica di sito, che risulta essere pari a $1,202 \text{ kg/m}^3$ relativa ad un'altezza di 119 m s.l.t. ricalcolata e variabile per ogni punto di installazione. Nella figura seguente, è riportata la curva di potenza caratteristica dell'aerogeneratore di progetto nella sua versione riferita alla densità dell'aria standard e in quella rimodulata per la densità specifica di sito. Quest'ultima è stata utilizzata come dato di input per la stima di produzione attesa dall'impianto di progetto. A seguire poi (Figura 8), invece, viene proposto il report di sintesi delle principali caratteristiche anemologiche dell'area ad altezza 119 m s.l.t. previste al centro dell'area di sviluppo progettuale della wind farm in esame, con evidenza dei valori di aggregazione statistica dei dati disponibili.

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	15 di 22

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: _Layout tentativo_10WTG-V162-7.20MW-HH119 + NEWA (24) **WTG:** 1 - VESTAS V162-7.2 7200 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m

Name: Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
				[m/s]				kW/m ²
01/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,35

Based Vestas Document no.: 0114-3777 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.666	16.581	22.477	27.862	32.495	36.267
VESTAS V162-7.2 7200 162.0 !O! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	10.658	16.674	22.641	27.985	32.399	35.755
Check value	[%]	0	-1	-1	0	0	1

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	42,0	0,12	3,0	0,93
3,5	113,0	0,21	3,5	0,87
4,0	254,0	0,31	4,0	0,85
4,5	450,0	0,37	4,5	0,83
5,0	633,0	0,40	5,0	0,81
5,5	883,0	0,42	5,5	0,81
6,0	1.189,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.549,0	0,45	6,5	0,81
7,0	1.969,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.449,0	0,46	7,5	0,81
8,0	2.994,0	0,46	8,0	0,80
8,5	3.607,0	0,47	8,5	0,80
9,0	4.277,0	0,46	9,0	0,79
9,5	4.914,0	0,45	9,5	0,73
10,0	5.519,0	0,44	10,0	0,67
10,5	6.089,0	0,42	10,5	0,62
11,0	6.647,0	0,40	11,0	0,57
11,5	7.015,0	0,37	11,5	0,51
12,0	7.158,0	0,33	12,0	0,44
12,5	7.189,0	0,29	12,5	0,38
13,0	7.198,0	0,26	13,0	0,34
13,5	7.200,0	0,23	13,5	0,30
14,0	7.200,0	0,21	14,0	0,26
14,5	7.200,0	0,19	14,5	0,23
15,0	7.200,0	0,17	15,0	0,21
15,5	7.200,0	0,15	15,5	0,19
16,0	7.200,0	0,14	16,0	0,17
16,5	7.200,0	0,13	16,5	0,16
17,0	7.200,0	0,12	17,0	0,14
17,5	7.200,0	0,11	17,5	0,13
18,0	7.200,0	0,10	18,0	0,12
18,5	7.113,0	0,09	18,5	0,11
19,0	7.113,0	0,08	19,0	0,10
19,5	6.956,0	0,07	19,5	0,09
20,0	6.682,0	0,07	20,0	0,08
20,5	6.305,0	0,06	20,5	0,07
21,0	5.865,0	0,05	21,0	0,06
21,5	5.377,0	0,04	21,5	0,06
22,0	4.928,0	0,04	22,0	0,05
22,5	4.499,0	0,03	22,5	0,04
23,0	3.984,0	0,03	23,0	0,04
23,5	3.514,0	0,02	23,5	0,03
24,0	3.049,0	0,02	24,0	0,03
24,5	2.598,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.202,0	0,01	25,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,202 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	39,2	0,12	2,50-3,50	41,8	41,8	0,2
4,0	246,5	0,31	3,50-4,50	216,0	257,8	1,3
5,0	619,3	0,40	4,50-5,50	550,5	808,3	4,1
6,0	1.164,7	0,44	5,50-6,50	1.026,1	1.834,4	9,4
7,0	1.930,1	0,45	6,50-7,50	1.606,6	3.441,0	17,6
8,0	2.935,8	0,46	7,50-8,50	2.194,0	5.635,0	28,9
9,0	4.189,7	0,46	8,50-9,50	2.632,9	8.267,9	42,4
10,0	5.417,4	0,44	9,50-10,50	2.746,1	11.014,0	56,5
11,0	6.525,6	0,40	10,50-11,50	2.498,9	13.512,9	69,3
12,0	7.118,4	0,33	11,50-12,50	1.980,5	15.493,4	79,4
13,0	7.195,2	0,26	12,50-13,50	1.391,3	16.884,6	86,6
14,0	7.200,0	0,21	13,50-14,50	924,6	17.809,3	91,3
15,0	7.200,0	0,17	14,50-15,50	601,9	18.411,2	94,4
16,0	7.200,0	0,14	15,50-16,50	390,7	18.801,9	96,4
17,0	7.200,0	0,12	16,50-17,50	256,0	19.057,9	97,7
18,0	7.200,0	0,10	17,50-18,50	170,1	19.228,0	98,6
19,0	7.113,0	0,08	18,50-19,50	112,8	19.340,8	99,2
20,0	6.682,0	0,07	19,50-20,50	71,8	19.412,6	99,5
21,0	5.865,0	0,05	20,50-21,50	43,0	19.455,6	99,8
22,0	4.928,0	0,04	21,50-22,50	24,4	19.479,9	99,9
23,0	3.984,0	0,03	22,50-23,50	13,2	19.493,1	100,0
24,0	3.049,0	0,02	23,50-24,50	6,7	19.499,8	100,0
25,0	2.202,0	0,01	24,50-25,50	2,2	19.502,0	100,0

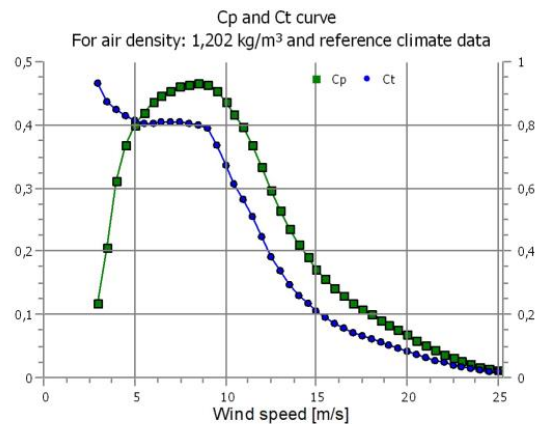
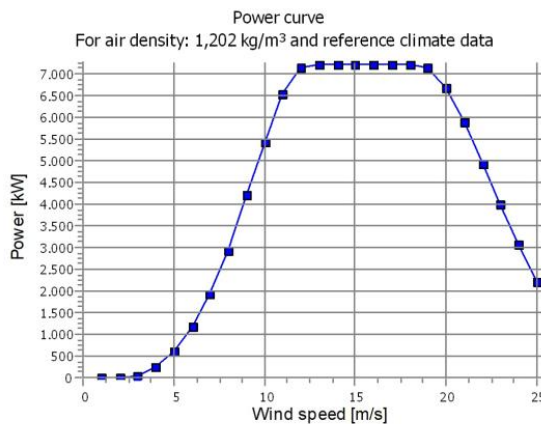


Figura 6 – Curva di potenza standard dell'aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell'aria di sito ad altezza mozzo (119 m s.l.t.).

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: _Layout tentativo_10WTG-V162-7.20MW-HH119 + NEWA (24) **Wind data:** A - NEWA (24); Hub height: 119,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

East: 735.712 North: 4.468.838

Wind statistics

IT New European Wind Atlas (NEWA)_N40,33682_E017,7749 (24) - 100.00 m.wws

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,48	7,55	2,756	20,4	9,61	2,838	20,7
1 NNE	6,43	5,72	1,803	9,1	7,26	1,891	9,8
2 ENE	5,04	4,55	1,502	2,9	5,69	1,551	3,2
3 E	4,76	4,34	1,396	2,2	5,13	1,393	2,2
4 ESE	6,14	5,49	1,643	3,0	6,56	1,659	2,9
5 SSE	8,71	7,76	1,756	5,6	8,88	1,820	5,8
6 S	8,15	7,24	1,854	14,4	8,15	1,926	15,5
7 SSW	5,30	4,87	1,338	11,9	4,84	1,297	11,5
8 WSW	6,56	5,87	1,619	7,9	7,18	1,706	7,7
9 W	7,44	6,59	2,127	4,9	8,22	2,103	5,0
10 WNW	7,93	7,03	2,428	6,0	8,84	2,374	5,6
11 NNW	8,72	7,78	2,904	11,7	10,74	3,020	10,0
All	7,47	6,63	1,912	100,0	8,11	1,909	100,0

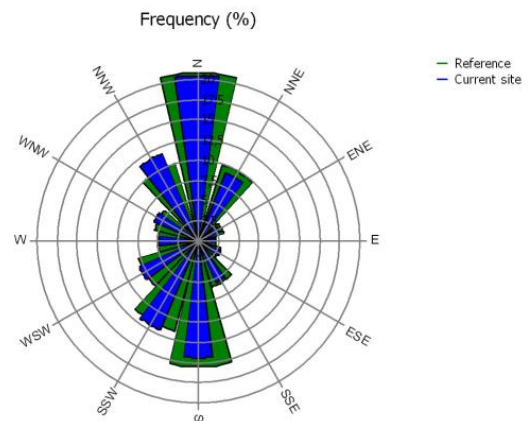
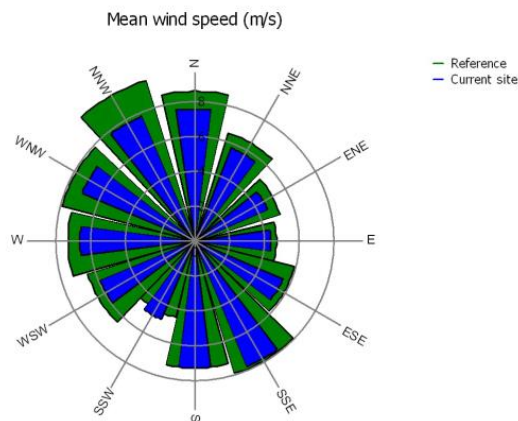
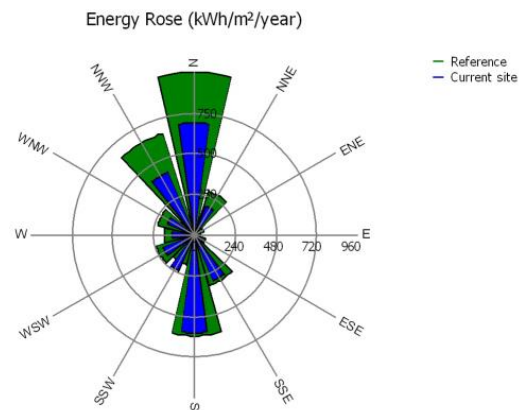
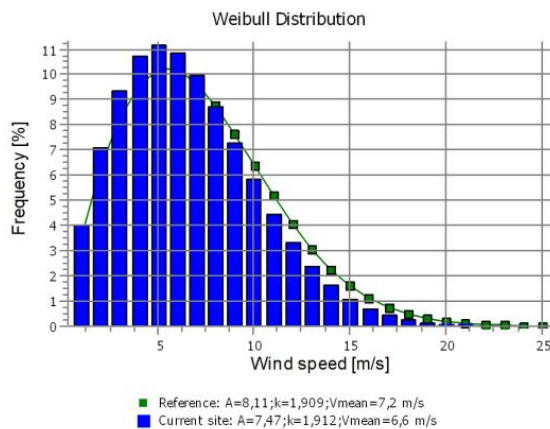


Figura 7 - Caratteristiche di ventosità del sito nell'ipotesi di aerogeneratori con altezza al mozzo pari a 119 m s.l.t.

Nella tabella seguente sono riportate, per ognuna delle turbine di progetto, le informazioni relative a:

- **v_{avg} [m/s]**: velocità media del vento stimata ad altezza mozzo (119,0 m s.l.t.);
- **POTENTIAL GROSS AEP [MWh]**: produzione lorda attesa ad altezza mozzo (119,0 m s.l.t.);
- **WAKE LOSS [%]**: valore di perdita percentuale di produzione dovuto all'effetto scia;
- **AIR DENSITY [kg/m³]**: densità dell'aria calcolata in funzione della quota altimetrica del punto di installazione delle turbine di progetto e all'altezza mozzo;
- **GROSS AEP [MWh]**: produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia.

Tabella 3 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto.

ID WTG	v _{avg} [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	AIR DENSITY [kg/m ³]
WTG01	6,52	19.878	3,64	19.154	1,200
WTG02	6,47	19.592	4,27	18.756	1,200
WTG03	6,50	19.811	4,82	18.857	1,200
WTG04	6,59	20.433	3,93	19.631	1,200
WTG05	6,62	20.614	2,49	20.100	1,200
WTG06	6,67	20.773	7,41	19.233	1,200
WTG07	6,66	20.622	3,48	19.904	1,201
WTG08	6,68	20.709	5,83	19.502	1,202
WTG09	6,71	20.861	6,21	19.566	1,202
WTG10	6.74	21.060	6.61	19.669	1.202

2.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta

Al fine di conseguire ad una stima attendibile della produzione energetica di un impianto è indispensabile considerare alcuni fattori che contribuiscono ad aumentare le perdite energetiche cui gli aerogeneratori sono soggetti, e dunque influenzano l'effettiva quantità di energia cedibile dall'impianto alla rete elettrica nazionale. Tali fattori possono variare in funzione delle specifiche condizioni al contorno del caso in esame, ma producono degli effetti noti. Per l'impianto in questione, ad ognuno dei fattori considerati sono stati associati dei valori di perdite percentuali, valutati per il sito in cui si colloca l'impianto in esame, per maggiori dettagli è possibile consultare la relazione RS_08_00 – "RELAZIONE IMPATTO ELETTROMAGNETICO" della sezione RS – "RELAZIONI SPECIALISTICHE".

Tabella 4 – Quadro sinottico perdite tecniche dell'impianto.

ENERGY LOSS FACTOR	TL [%]
wind generator availability	3,0%
balance of plant (BOP)	1,0%
wind generator availability (extra contractual)	0,1%
electrical availability	0,5%
electrical losses or dispersions	2,5%
environmental conditions / extreme temperatures	0,3%
hysteresis for high intensity winds	0,2%
exercise limitations	0,5%
other	0,1%
other	0,1%
other	0,1%
other	0,1%
TOTAL	8,5%

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 8,5%, assume i valori riportati in Tabella 5, che rappresentano la quantità di energia “effettivamente cedibile alla rete”. Tali valori costituiscono il cosiddetto “P50” (definito anche stima del valore centrale), ossia quel valore di produzione energetica che, in regime di vento medio, sarà superato con probabilità del 50% (50° percentile). In particolare, per ogni turbina sono riportate le seguenti informazioni:

- **GROSS AEP [MWh]:** produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia;
- **NET AEP [MWh]:** produzione ai morsetti attesa dalla wind farm di progetto al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche;
- **FLEOH [Full Load Equivalent Hours] / ore equivalenti:** produzione attesa al netto delle perdite di scia espresse in ore/anno [MWh/MW].

Tabella 5 – Produzione annuale attesa dalle singole turbine e dall'impianto di progetto

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	ELEVATION [m s.l.m.]	WTG TYPE	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]
WTG01	734554	4469570	60	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.154	17.526	2434
WTG02	734960	4469975	61	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	18.756	17.162	2384
WTG03	735497	4469937	60	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	18.857	17.255	2396
WTG04	736232	4469860	55	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.631	17.962	2495
WTG05	736999	4470097	54	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	20.100	18.391	2554
WTG06	735954	4468641	52	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.233	17.598	2444
WTG07	734342	4468004	45	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.904	18.212	2529
WTG08	734878	4467638	42	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.502	17.844	2478
WTG09	735365	4467387	40	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.566	17.903	2487
WTG10	735887	4467106	39	VESTAS V162-7.2-7.200	7.200	119,0	19.669	17.997	2500

TOTAL WTG	TOTAL PLANT POWER [kW]	V_{avg} [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP (P ₅₀ YEAR) [MWh]	FLEOH (P ₅₀ YEAR) [MWh/MW]
10	72.000	6,62	204.354	4,87	194.372	177.851	2470

2.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili

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

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

- misure dei parametri anemologici specifici di sito: accuratezza della campagna di misura, degli strumenti e dei sensori installati, della calibrazione degli stessi ecc.;
- previsione del fenomeno ventoso sul lungo termine, condotta solo con dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni) che in fase di analisi si cerca di correlare statisticamente con fonti dati di stazioni fisiche (come in questo caso) o di nodi satellitari di riferimento di lungo periodo. Questo parametro è legato a numerosi fattori: la qualità delle correlazioni, l'effettiva corrispondenza della distribuzione di velocità e la rosa dei venti misurata alle stazioni, nonché la durata della campagna di misura rispetto ai periodi storici e la variabilità inter-annuale;
- condizioni di ventosità in aree adiacenti al punto di installazione della stazione di riferimento;
- variabilità dei fenomeni climatologici (ed estremi) che i cambiamenti climatici stanno apportando rispetto al recente passato;
- estrapolazione verticale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica a quella/e del mozzo della/e turbina/e considerata/e. Il valore dell'incertezza associata a tale parametro dipende dall'accuratezza della misura del gradiente di velocità e dalla differenza tra le altezze di misura e quelle del mozzo della/e turbina/e in esame;
- estrapolazione orizzontale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica alla posizione/i della/e turbina/e considerata/e nella stima. Naturalmente l'incertezza associata a tale parametro risulta essere anche funzione del modello fisico utilizzato e

dalle condizioni al contorno, quali complessità orografica, rugosità superficiale, distanza intercorrente tra le fonti dati utilizzate e le turbine in esame, numero fonti dati e rappresentatività delle condizioni al contorno, ecc.

Per convertire l'incertezza relativa alle velocità stimate nel valore corrispondente di incertezza sulla produzione energetica attesa, viene utilizzato il fattore di sensitività per l'altezza al mozzo delle turbine di progetto. L'incertezza totale associata alla stima di produzione energetica rappresenta il risultato della combinazione dei valori di diversi fattori di incertezza, valutati in accordo con gli standard definiti dalla IEC WG15. Al termine della valutazione si evidenzia il valore di incertezza nella produzione attesa dall'impianto in esame per due periodi di riferimento: 1 e 10 anni.

Tabella 6 – Sintesi dei principali parametri e fattori di incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni.

PARAMETERS / UNCERTAINTY FACTORS	UW [%]	UE [%]	UE [MWh]
measurement / accuracy / reliability campaign	5,0%	9,6%	18.563
MCP / LTS	1,5%	2,9%	5.569
annual variation average speed	6,0%	11,5%	22.275
variable ten-year average speed	1,9%	3,6%	7.044
wind trend / uncertainty future variability	1,5%	2,9%	5.569
anemological parameters / other	2,0%	3,8%	7.425
vertical extrapolation	2,5%	4,8%	9.281
horizontal extrapolation	2,0%	3,8%	7.425
simulation / other	1,5%	2,9%	5.569
wind turbine power curve	2,6%	5,0%	9.719
measurement systems	1,3%	2,5%	4.826
plant performance / availability and environmental conditions	1,0%	1,9%	3.713
TOTAL U1	9,6%	18,3%	35.521
TOTAL U10	7,7%	14,7%	28.551

A partire dai valori di incertezza riportati in tabella, dal valore medio di sensitività calcolato pari a 1,91 e dal valore centrale della produzione P50 è possibile stimare i valori percentili di affidabilità P75 e P90.

I livelli di confidenza di produzione netta (P50, P75 e P90) attesa per gli aerogeneratori di progetto, calcolati su base annuale e decennale, sono riportati in Tabella 7 e Tabella 8.

Tabella 7 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno.

Periodo [anni]	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH
	(P ₅₀ YEAR) [MWh]	(P ₅₀ YEAR) [MWh/MW]	(P ₇₅ 1 YEAR) [MWh]	(P ₇₅ 1 YEAR) [MWh/MW]	(P ₉₀ 1 YEAR) [MWh]	(P ₉₀ 1 YEAR) [MWh/MW]
1	177.851	2470	155.929	2166	136.198	1892

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	21 di 22

Tabella 8 – Sintesi della produzione netta attesa (P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni.

Periodo [anni]	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH
	(P ₇₅ 10 YEAR) [MWh]	(P ₇₅ 10 YEAR) [MWh/MW]	(P ₉₀ 10 YEAR) [MWh]	(P ₉₀ 10 YEAR) [MWh/MW]
10	160.230	2225	144.371	2005

CODICE	EO_AVT01_PD_RS_01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	07/2024
PAGINA	22 di 22

3 CONCLUSIONI

La stima di producibilità attesa dall'impianto eolico di progetto sito nel Comune di Avetrana (TA) è stata elaborata mediante l'utilizzo dello specifico software di settore windPRO 4.0, con impiego del motore di calcolo WAsP. Tra le varie turbine che presentano come caratteristiche il diametro del rotore di 162 m, altezza del mozzo a 119 m e potenza nominale pari a 7,2 MW, si è scelto di assimilare la turbina di progetto al tipo turbina Vestas V162 di potenza nominale 7,2 MW.

La valutazione della risorsa eolica attesa al mozzo delle turbine di progetto (10 aerogeneratori modello Vestas V162 di potenza nominale 7,2 MW) è stata condotta impiegando una serie di dati satellitari.

La produzione media (P_{50}) risultante dall'analisi e dalla calibrazione del modello fisico di simulazione per le 10 turbine di progetto, risulta certamente soddisfacente attestandosi su valori di 177.851 MWh/annui (corrispondenti a 2470 ore equivalenti/anno), valore ottenuto pur considerando un deficit produttivo legato alle perdite tecniche stimate essere pari ad 8,5 %.

Dall'analisi preliminare della classificazione eolica di sito, i modelli di aerogeneratore ipotizzati come turbine di progetto risultano in linea e compatibile con le specifiche di sito riferite alla normativa di settore IEC 61400-1.