

**REGIONE SICILIA**  
PROVINCIA DI AGRIGENTO  
**COMUNI DI ARAGONA**  
**E JOPPOLO GIANCAXIO**

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI ARAGONA E JOPPOLO GIANCAXIO COSTITUITO DA 6 AEROGENERATORI DI POTENZA TOTALE PARI A 43.2 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Sezione:

**SEZIONE AN - STIMA ANEMOLOGICA**

Elaborato:

**RELAZIONE DI STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA**

Nome file stampa:

**EO.ARG01.PD.AN.SIA.01.pdf**

Codifica regionale:

Scala:

Formato di stampa:

Nome elaborato:

**EO.ARG01.PD.AN.SIA.01**

Tipologia:

**R**

**A4**

Proponente:

**E-WAY GAMMA S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
P.IVA. 17171361003



**E-WAY GAMMA S.R.L.**  
Piazza San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 - Roma  
C.F./P. Iva 17171361003

Progettista:

**E-WAY GAMMA S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
P.IVA. 17171361003



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.ARG01.PD.AN.SIA.01	00	10/2023	F.Vegetale	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY GAMMA S.r.l.

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

## INDICE

<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1 Inquadramento territoriale e catastale</b> .....	<b>5</b>
<b>1.2 Criteri di progettazione</b> .....	<b>6</b>
<b>1.3 Layout d'impianto</b> .....	<b>8</b>
1.3.1 Aerogeneratori .....	8
1.3.2 Piazzole di montaggio/stoccaggio .....	8
1.3.2.1 Opere di fondazione .....	9
1.3.2.2 Cabina di raccolta e misura .....	9
1.3.2.3 Cavidotto MT .....	9
1.3.3 Strade di accesso e viabilità al servizio .....	9
<b>2 METODOLOGIA DI ANALISI</b> .....	<b>10</b>
<b>3 CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO</b> .....	<b>11</b>
<b>3.1 Modello digitale di terreno</b> .....	<b>11</b>
<b>3.2 Modello di rugosità superficiale</b> .....	<b>11</b>
<b>3.3 Modello di campo e flusso ventoso</b> .....	<b>12</b>
<b>3.4 Densità dell'aria</b> .....	<b>15</b>
<b>4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</b> .....	<b>16</b>
<b>4.1 Layout di impianto e stima di producibilità</b> .....	<b>16</b>
<b>4.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta</b> .....	<b>20</b>
<b>4.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili</b> .....	<b>22</b>
<b>5 CONCLUSIONI</b> .....	<b>25</b>

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000. ....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale. ....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale. ....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4 – Statistiche dati di vento relativi al nodo satellitare, denominato NEWA 9. ....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 – Statistiche dati di vento relativi al nodo satellitare, denominato NEWA 14. ....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria. ....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7 – Datasheet del tipo turbina di progetto (Vestas V162). ....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell'aria di sito ad altezza mozzo. ....</i>	<i>18</i>

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	3 di 25

## 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>19</i>
<i>Tabella 4 – Perdite tecniche dell'impianto. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 5 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 1. ....</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 6 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 2. ....</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 7 – Perdite per incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni. ....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 8 – Produzione netta attesa dell'impianto a P<sub>50</sub>. ....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 9 – Produzione netta attesa dell'impianto a P<sub>75</sub>. ....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 10 – Produzione netta attesa dell'impianto a P<sub>90</sub>. ....</i>	<i>24</i>
<i>Tabella 11 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto. ....</i>	<i>25</i>

## PREMESSA

Il presente elaborato è riferito 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 "Aragona-Joppolo Giancaxio", sito tra i Comuni di Aragona (AG) e Joppolo Giancaxio (AG).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico di potenza totale pari a 43.2 MW e costituito da:

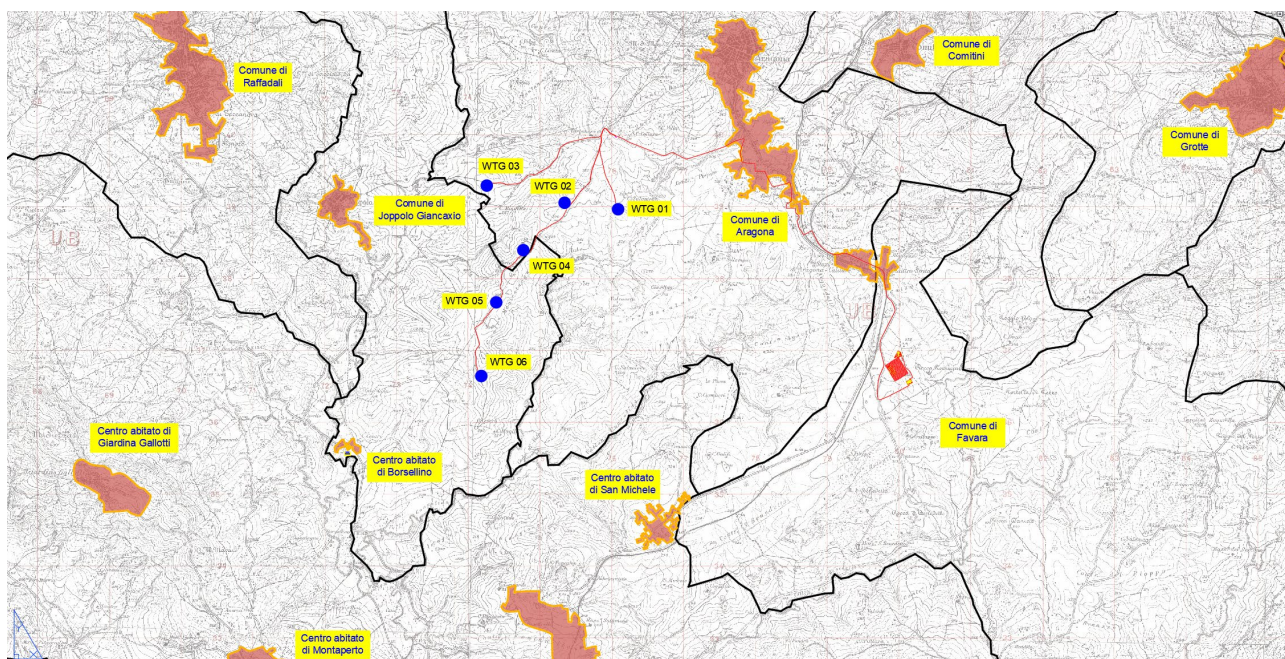
- n. 6 aerogeneratori di potenza nominale 7.2 MW, di diametro di rotore 162 m e di altezza al mozzo 119 m, assimilabili al tipo Vestas V162;
- n. 1 cabina di raccolta a misura in media tensione a 30 kV;
- linee elettriche in media tensione a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione degli aerogeneratori alla cabina di raccolta e misura;
- una stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV utente;
- linee elettriche in media tensione a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione della cabina di raccolta e misura e la stazione elettrica di utente;
- una sezione di impianto elettrico comune con altri impianti produttori, necessaria per la condivisione dello stallo in alta tensione a 150 kV, assegnato dal gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) all'interno della stazione elettrica della RTN denominata "FAVARA 220/150 kV";
- tutte le apparecchiature elettromeccaniche in alta tensione di competenza utente da installare all'interno della stazione elettrica della RTN "FAVARA 220/150 kV", in corrispondenza dello stallo assegnato;
- una linea elettrica in alta tensione a 150 kV in cavo interrato per l'interconnessione della sezione di impianto comune e la stazione elettrica della RTN "FAVARA 220/150 kV".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-WAY GAMMA S.r.l., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina 4, 00186 Roma, P.IVA 17171361003.

## 1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

### 1.1 Inquadramento territoriale e catastale

L'impianto eolico di progetto è situato nei Comuni di Aragona e Joppolo Giancaxio e si costituisce di n. 6 aerogeneratori, denominati rispettivamente da WTG01 a WTG06. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale 7.2 MW per una potenza complessiva di 43.2 MW, con altezza al mozzo 119 m e diametro di rotore di 162 m.



**Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e caviodotto su IGM 1:25.000.**

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	LONGITUDINE	LATITUDINE	EST	NORD
WTG01	13.600729°	37.387004°	376129	4138724
WTG02	13.591324°	37.388047°	375298	4138852
WTG03	13.579046°	37.390054°	374214	4139091
WTG04	13.584942°	37.382031°	374723	4138193
WTG05	13.580808°	37.375438°	374346	4137467
WTG06	13.578633°	37.366173°	374138	4136442

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	ARAGONA (AG) Foglio: 68 Particella: 34
WTG02	ARAGONA (AG) Foglio: 72 Particella: 163
WTG03	ARAGONA (AG) Foglio: 66 Particella: 49
WTG04	ARAGONA (AG) Foglio: 71 Particella: 124
WTG05	JOPPOLO GIANCAXIO (AG) Foglio: 11 Particella: 67
WTG06	JOPPOLO GIANCAXIO (AG) Foglio: 14 Particella: 7

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e delle relative fasce di asservimento è riportato negli elaborati denominati "EO.ARG01.PD.L.05 PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO ED ASSERVIMENTO GRAFICO CON OPERE DI CONNESSIONE" e "EO.ARG01.PD.L.06 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.

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 "EO.ARG01.PD.D.06 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 "EO.ARG01.PD.H.10 RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI", con risoluzione delle interferenze idrauliche riportate nell'elaborato "EO.ARG01.PD.G.02 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.

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	7 di 25

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

- l'impianto prevede l'installazione di n. 6 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 EO.ARG01.PD.SF.SIA.01), di rumori (vedi elaborato "EO.ARG01.PD.IA.SIA.01 VALUTAZIONE PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO"), di elettromagnetismo (vedi elaborato "EO.ARG01.PD.H.11 RELAZIONE IMPATTO ELETTROMAGNETICO"), né possano arrecare problematiche legate alla rottura degli organi rotanti sulle strade (vedi elaborato "EO.ARG01.PD.A.10 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;
- 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. 6 aerogeneratori;
- n. 6 cabine all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 6 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 6 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;
- un cavidotto interrato esterno, in media tensione, per il collegamento del campo eolico alla futura stazione elettrica RTN.

#### **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.

#### **1.3.2 Piazzole di montaggio/stoccaggio**

Il montaggio degli aerogeneratori richiede la realizzazione di:

- una piazzola di montaggio rettangolare per ogni aerogeneratore;
- una piazzola di stoccaggio rettangolare pale (e altro) per facilitare l'assemblaggio e montaggio.

A montaggio ultimato solamente l'area sottostante le macchine sarà mantenuta piana e sgombra da piantumazioni, prevedendone il solo riporto di terreno vegetale per manto erboso, allo scopo di consentire le operazioni di controllo e/o manutenzione.

### **1.3.2.1 Opere di fondazione**

Per ogni aerogeneratore è prevista un'opera di fondazione su plinto. Tipicamente le opere di fondazioni sono di tipo diretto, non si esclude però la possibilità di ricorrere a fondazioni profonde (su pali) a seguito di indagini geologiche che evidenzino la mancata resistenza dei terreni superficiali.

### **1.3.2.2 Cabina di raccolta e misura**

La cabina di raccolta e misura consente il convogliamento di tutta la potenza dell'impianto. I sistemi interni alla cabina sono costituiti da tutte le apparecchiature necessarie all'interconnessione e al controllo degli aerogeneratori.

### **1.3.2.3 Cavidotto MT**

Il cavidotto MT è sia interno che esterno e consente di trasportare l'energia prodotta alla RTN. Esso è realizzato con cavi unipolari in tubo interrato ad una profondità non inferiore a 1,20 m per quello esterno, e non inferiore ad 1,00 m per quello interno. Il tratto di scavo previsto è di 16 km circa.

### **1.3.3 Strade di accesso e viabilità al servizio**

Gli interventi di realizzazione e sistemazione delle strade di accesso all'impianto si suddividono in due fasi:

- Fase 1 – strade di cantiere (sistemazioni provvisorie): in questa fase è previsto l'adeguamento della viabilità esistente e la realizzazione dei nuovi tracciati stradali. La viabilità dovrà essere capace di permettere il transito nella fase di cantiere delle auto-gru necessarie ai sollevamenti ed ai montaggi dei vari componenti dell'aerogeneratore, oltre che dei mezzi di trasporto dei componenti stessi dell'aerogeneratore. L'adeguamento o la costruzione ex-novo della viabilità di cantiere garantirà il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali o in appositi canali artificiali.
- Fase 2 – strade di esercizio (sistemazioni finali): prevede la regolarizzazione del tracciato stradale utilizzato in fase di cantiere, secondo gli andamenti precisati nel progetto della viabilità di esercizio. Prevede, altresì, il ripristino della situazione ante operam di tutte le aree esterne alla viabilità finale e utilizzate in fase di cantiere nonché la sistemazione di tutti gli eventuali materiali ed inerti accumulati provvisoriamente.

Nella fase di definizione del layout d'impianto, per la viabilità di accesso sono state previste principalmente strade di nuova realizzazione, che consentono di raggiungere i singoli aerogeneratori. Le strade esistenti adoperate per la viabilità, invece, saranno oggetto di adeguamenti stradali.

## 2 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 del software di settore windPRO (con impiego di motore e metodologia WASP), tra i più affermati per completezza relativa alle 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 possano 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 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.

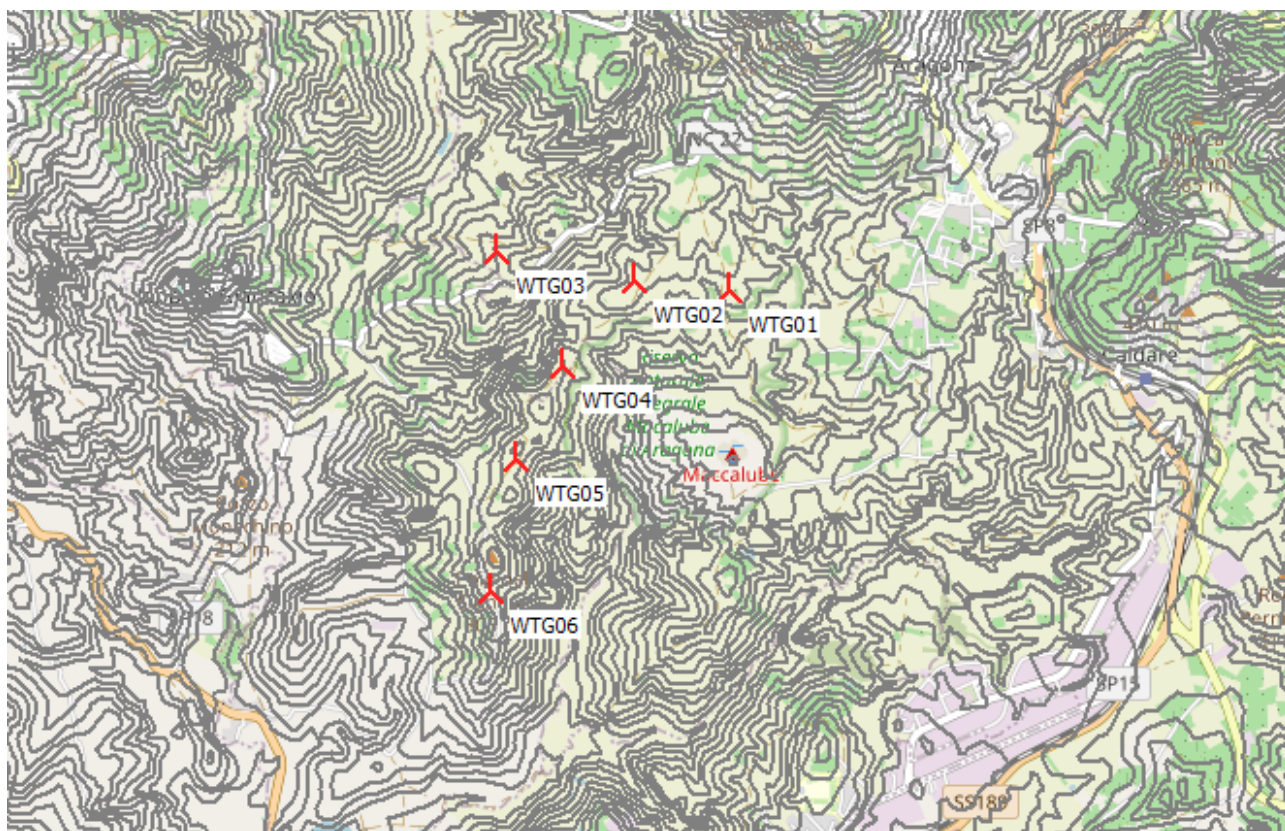
I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle turbine, associati alle curve di potenza del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle 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.

### 3 CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO

#### 3.1 Modello digitale di terreno

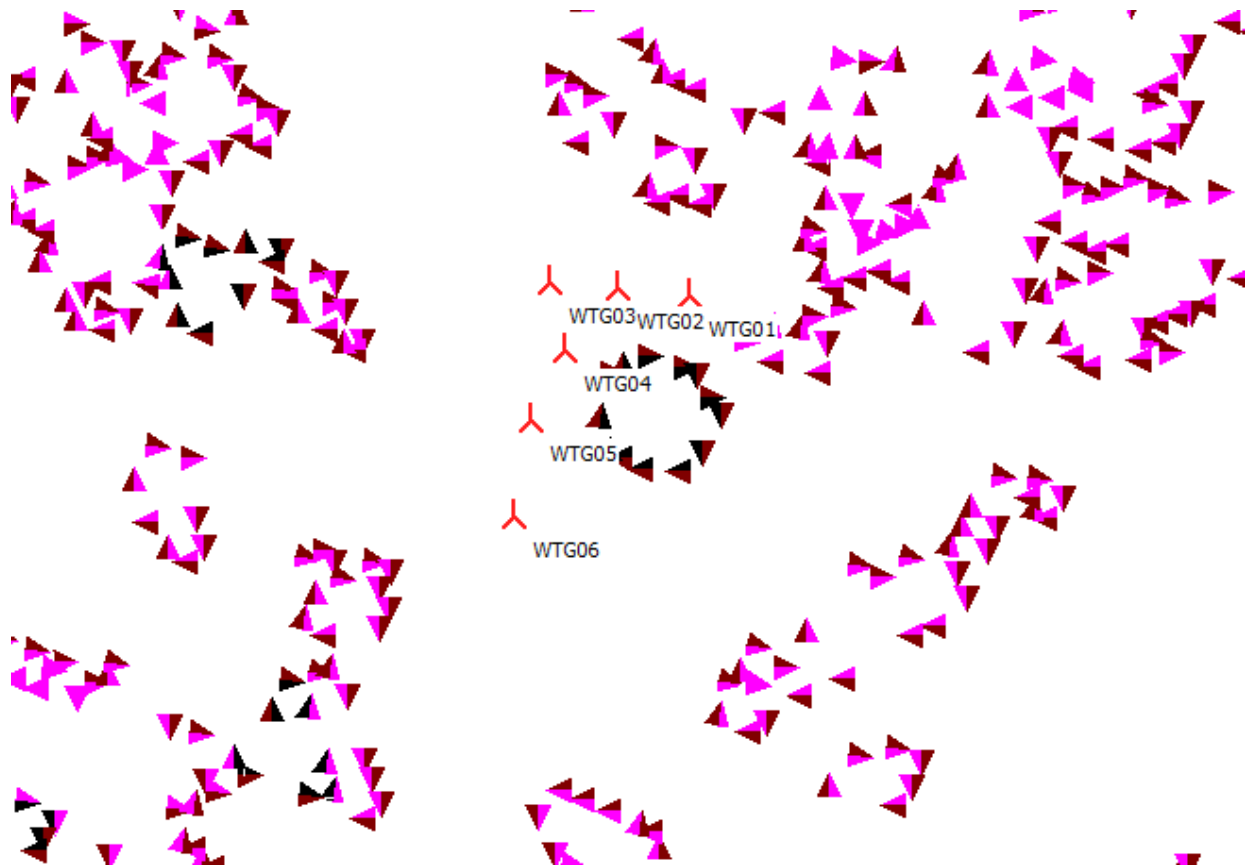
Per le specifiche valutazioni di dettaglio è stato realizzato un modello orografico digitale che, sulla base del grid estrapolato in download dal satellite, georeferenziato e verificato con la sovrapposizione con le curve di livello della cartografia IGM 1:25000, descrive in modo del tutto fedele ed attendibile l'andamento altimetrico dell'area geografica di interesse. Il DTM è stato elaborato con uno step di 10 m.



*Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale.*

#### 3.2 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.



*Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.*

### 3.3 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 dati anemologici riferiti a due nodi satellitari denominati New European Wind Atlas, aventi un'ampiezza del database di 10 anni con disponibilità dati a diverse altezze di monitoraggio, ovvero a 100 m e a 200 m.

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	13 di 25

**PARK - Wind Data Analysis**

**Calculation:** \_Layout tentativo\_6WTG-V162-7.2MW-HUB119 + NEWA (9) + NEWA (14) - 6,5% **Wind data:** A - NEWA (9); Hub height: 119,0

**Site coordinates**

Geo WGS84

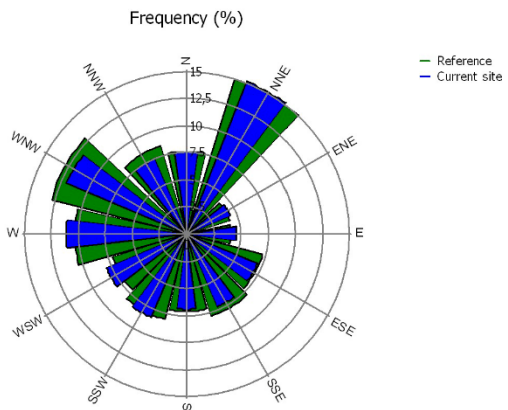
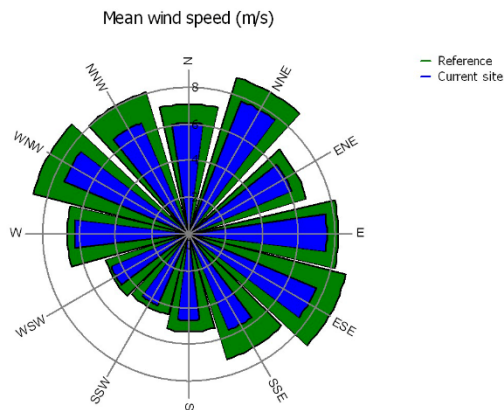
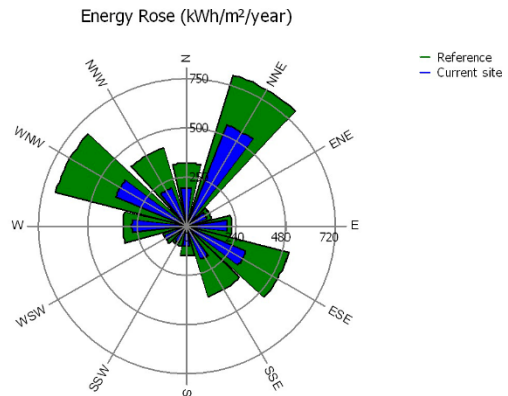
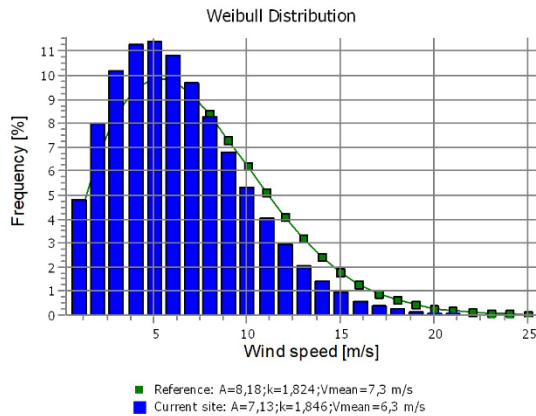
East: 13,607700° E North: 37,366760° N

**Wind statistics**

IT New European Wind Atlas (NEWA)\_N37,36676\_E013,6077 (9) - 100.00 m.wws

**Weibull Data**

Sector	Current site				Reference: Roughness class 1			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	
0 N	6,79	6,05	1,748	7,6	7,92	1,706	7,6	
1 NNE	8,77	7,80	2,764	15,1	10,01	2,838	15,0	
2 ENE	6,88	6,12	1,842	4,4	7,58	1,914	4,2	
3 E	8,51	7,54	1,959	4,6	9,22	1,967	4,1	
4 ESE	8,50	7,55	1,857	7,0	10,01	1,896	7,2	
5 SSE	6,30	5,67	1,537	7,2	7,93	1,569	7,9	
6 S	5,20	4,70	1,486	6,9	5,88	1,509	7,1	
7 SSW	4,68	4,23	1,482	8,4	5,02	1,509	8,1	
8 WSW	5,05	4,60	1,408	8,1	5,22	1,393	7,2	
9 W	7,06	6,26	1,963	11,1	7,48	1,884	10,4	
10 WNW	8,35	7,42	2,662	12,0	9,86	2,676	12,9	
11 NNW	7,45	6,60	2,076	7,5	9,10	2,146	8,5	
All	7,13	6,33	1,846	100,0	8,18	1,824	100,0	



**Figura 4 – Statistiche dati di vento relativi al nodo satellitare, denominato NEWA 9.**

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	14 di 25

**PARK - Wind Data Analysis**

**Calculation:** \_Layout tentativo\_6WTG-V162-7.2MW-HUB119 + NEWA (9) + NEWA (14) - 6,5% **Wind data:** B - NEWA (14); Hub height: 119,0

**Site coordinates**

Geo WGS84

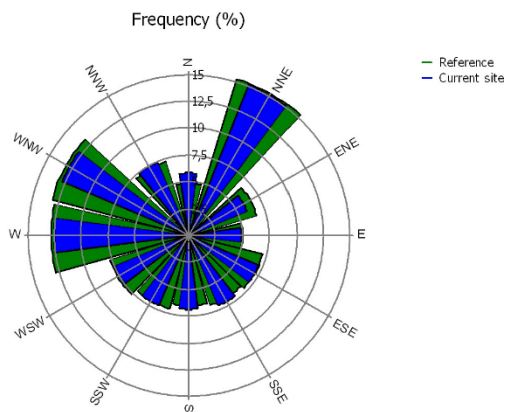
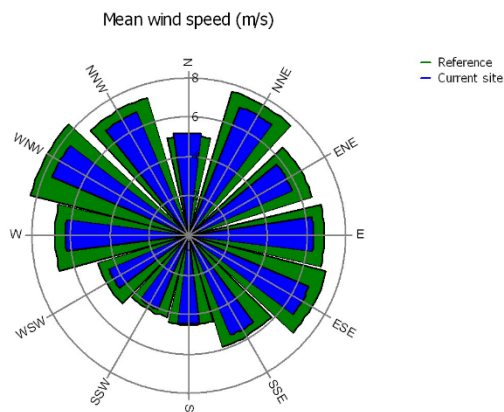
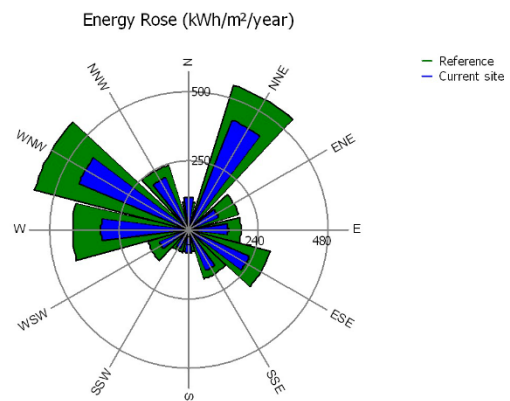
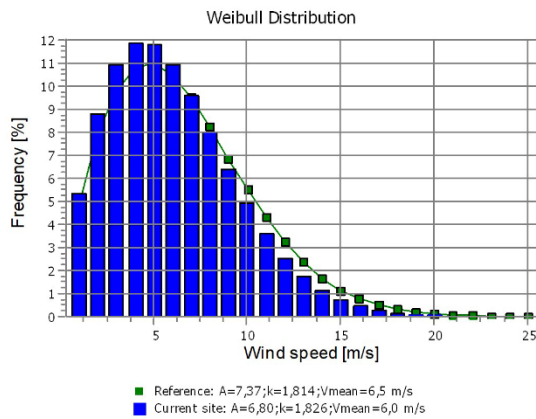
East: 13,572880° E North: 37,366260° N

**Wind statistics**

IT New European Wind Atlas (NEWA)\_N37,36626\_E013,57288 (14) - 100.00 m.wvs

**Weibull Data**

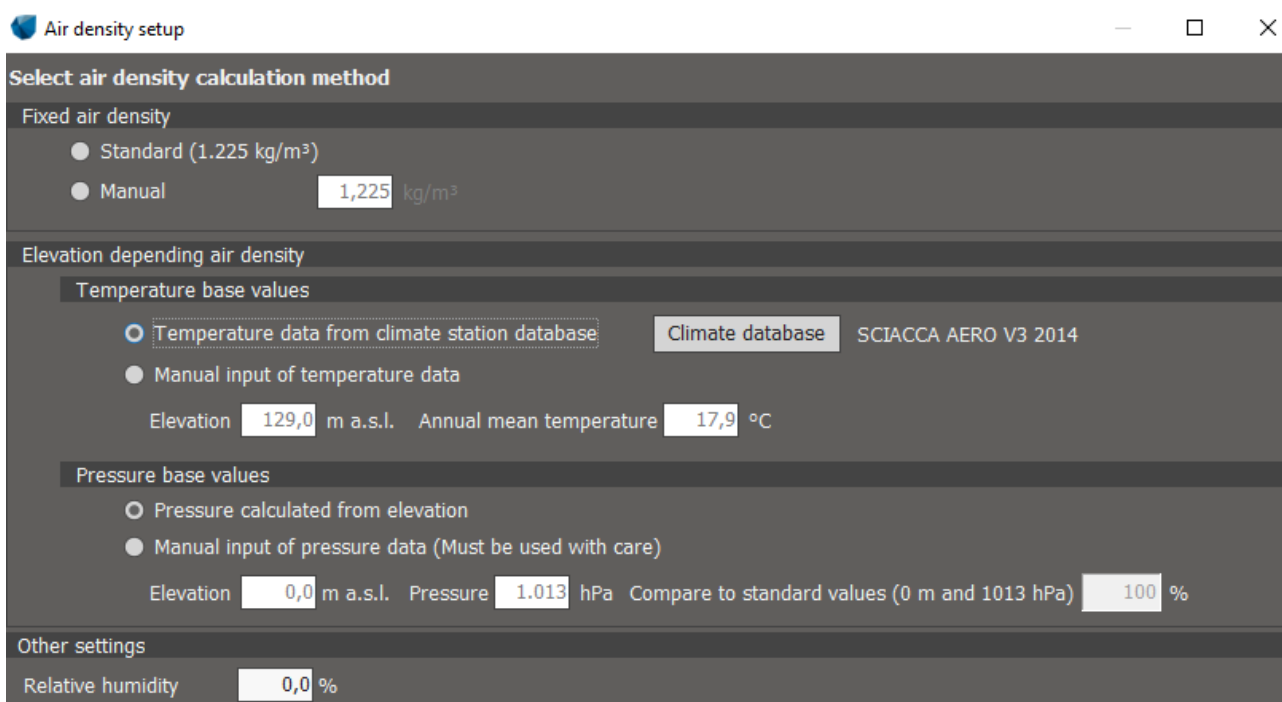
Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,73	5,18	1,479	5,8	5,49	1,366	4,9
1 NNE	7,90	7,01	2,514	15,1	8,57	2,540	15,2
2 ENE	6,47	5,74	1,908	5,9	7,41	1,991	6,6
3 E	7,12	6,34	1,760	4,9	7,75	1,768	5,0
4 ESE	7,47	6,65	1,756	7,1	8,12	1,779	7,1
5 SSE	6,09	5,48	1,537	7,1	6,54	1,559	6,8
6 S	4,95	4,46	1,525	6,8	5,04	1,567	6,5
7 SSW	4,45	4,05	1,396	7,1	4,70	1,421	7,0
8 WSW	4,78	4,41	1,299	7,5	5,22	1,301	7,6
9 W	7,07	6,27	1,951	12,5	7,66	1,919	12,8
10 WNW	8,51	7,57	2,752	12,8	9,32	2,791	13,1
11 NNW	7,66	6,79	2,248	7,4	8,23	2,301	7,2
All	6,80	6,05	1,826	100,0	7,37	1,814	100,0



**Figura 5 – Statistiche dati di vento relativi al nodo satellitare, denominato NEWA 14.**

### 3.4 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 ad una stazione meteorologica vicina all'area di progetto (stazione di Sciacca, denominata "Sciacca AeroV3 2014", ad altezza 129 m, temperatura 17,9°C, pressione 1013, hPa). La densità media dell'aria ad altezza mozzo degli aerogeneratori 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 di densità risulta essere pari a 1,165 kg/m<sup>3</sup>.



**Figura 6 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.**



## 4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

### 4.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dagli aerogeneratori di progetto previsti è stata elaborata impiegando i software di settore windPRO 3.6 e WaSP, 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 riportata è stata ottenuta impiegando una serie di dati anemologici ad altezza 100 m, di una serie di stazioni satellitari disponibili, assimilando gli aerogeneratori di progetto al modello Vestas V162 di potenza nominale 7,2 MW, diametro 162 m ed altezza al mozzo 119 m.

## Performance Specification

EnVentus™

V162-7.2 MW 50/60 Hz



#### 1 General Description

The Vestas V162-7.2 MW is a wind turbine variant within the EnVentus™ turbine range. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The V162-7.2 MW turbine has a rotor diameter of 162 m and a rated power of 7.2 MW.

For more details, please refer to the General Description of the EnVentus™ turbine range (General Description EnVentus™ - 0112-2836).

#### 2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below.

Certification	Wind Class	Hub Height
IECRE OD-501	IEC S	166 m
DIBt 2012	DIBt S	119 / 169 m

**Figura 7 – Datasheet del tipo turbina di progetto (Vestas V162).**

La produzione energetica stimata tiene conto anche delle eventuali perdite dovute all'effetto scia indotto dalle mutue interferenze del layout di impianto con la contestuale presenza di altri aerogeneratori nell'area limitrofa al punto di installazione (nel caso specifico di potenziale futura presenza), nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria specifica del sito in oggetto.

In Figura 8 si riporta la differenza nella modulazione della curva di potenza tra quella riferita alla densità standard dell'aria (1,225 kg/m<sup>3</sup>) e quella relativa alla densità specifica di sito (1,165 kg/m<sup>3</sup>). Tale modulazione utilizza come input di dati le informazioni riportate nel datasheet tecnico fornito dal supplier (power curve

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	17 di 25

riferite a differenti densità dell'aria) unitamente alle interpolazioni elaborate dal software per la densità dell'aria caratteristica di sito, che risulta essere pari appunto a  $1,165 \text{ kg/m}^3$  relativa ad un'altezza di 119 m ricalcolata e variabile per ogni punto di installazione. In Figura 8 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.

CODICE	EO.ARG01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	18 di 25

### PARK - Power Curve Analysis

**Calculation:** \_Layout tentativo\_6WTG-V162-7.2MW-HUB119 + NEWA (9) + NEWA (14) - 6,5% **WTG:** 1 - VESTAS V162-7.2 7200 162.0 IOI, 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 <sup>2</sup>
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 IOI 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/m<sup>2</sup>) 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

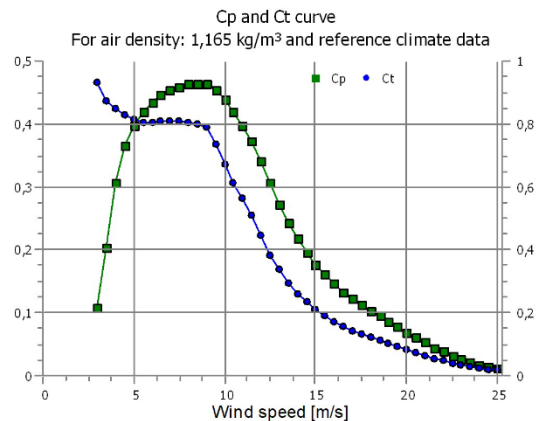
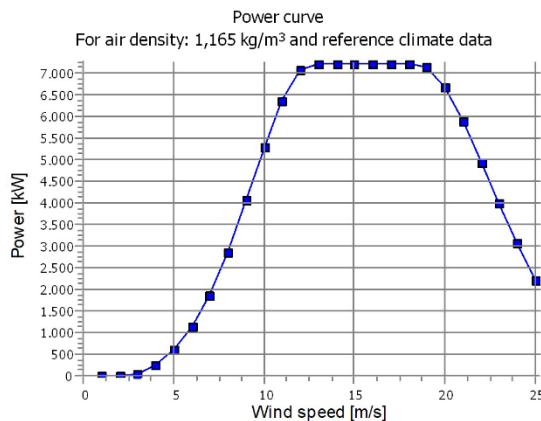
Original data, Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	42,0	0,12	3,0	0,93
3,5	113,0	0,21	3,5	0,87
4,0	254,0	0,31	4,0	0,85
4,5	426,0	0,37	4,5	0,83
5,0	633,0	0,40	5,0	0,81
5,5	863,0	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	6.096,0	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	7.180,0	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	7.191,0	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	6.662,0	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	5.397,0	0,04	21,5	0,06
22,0	4.902,0	0,04	22,0	0,05
22,5	4.459,0	0,03	22,5	0,04
23,0	3.996,0	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: 1,165 kg/m<sup>3</sup> 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	34,7	0,11	2,50-3,50	41,9	41,9	0,2
4,0	234,7	0,31	3,50-4,50	211,0	252,9	1,3
5,0	597,7	0,40	4,50-5,50	525,5	778,4	3,9
6,0	1.126,3	0,43	5,50-6,50	960,1	1.738,5	8,7
7,0	1.868,6	0,45	6,50-7,50	1.487,4	3.225,9	16,1
8,0	2.844,0	0,46	7,50-8,50	2.035,5	5.261,4	26,2
9,0	4.054,2	0,46	8,50-9,50	2.486,1	7.747,5	38,6
10,0	5.262,4	0,44	9,50-10,50	2.680,3	10.427,8	52,0
11,0	6.343,6	0,40	10,50-11,50	2.563,1	12.990,8	64,8
12,0	7.058,4	0,34	11,50-12,50	2.170,3	15.161,1	75,6
13,0	7.190,8	0,27	12,50-13,50	1.634,1	16.795,2	83,8
14,0	7.200,0	0,22	13,50-14,50	1.146,9	17.942,1	89,5
15,0	7.200,0	0,18	14,50-15,50	774,6	18.716,7	93,4
16,0	7.200,0	0,15	15,50-16,50	508,0	19.224,7	95,9
17,0	7.200,0	0,12	16,50-17,50	326,0	19.550,7	97,5
18,0	7.200,0	0,10	17,50-18,50	206,5	19.757,2	98,6
19,0	7.113,0	0,09	18,50-19,50	128,4	19.885,6	99,2
20,0	6.682,0	0,07	19,50-20,50	76,3	19.961,9	99,6
21,0	5.865,0	0,05	20,50-21,50	42,7	20.004,6	99,8
22,0	4.928,0	0,04	21,50-22,50	22,8	20.027,4	99,9
23,0	3.984,0	0,03	22,50-23,50	11,7	20.039,1	100,0
24,0	3.049,0	0,02	23,50-24,50	5,7	20.044,8	100,0
25,0	2.202,0	0,01	24,50-25,50	1,8	20.046,6	100,0



**Figura 8 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell'aria di sito ad altezza mozzo.**

In Tabella 3 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);
- POTENTIAL GROSS AEP [MWh]: produzione lorda attesa ad altezza mozzo (119,0 m);
- WAKE LOSS [%]: valore di perdita percentuale di produzione dovuto all'effetto scia;
- 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]
WTG01	6,79	21.152	3,12	19.160
WTG02	6,96	21.966	3,00	19.922
WTG03	6,08	17.113	2,07	15.669
WTG04	6,40	18.949	4,40	16.937
WTG05	6,62	20.138	4,62	17.959
WTG06	6,67	20.534	2,37	18.744

#### 4.2 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 "standard" di perdite percentuali, di tipo empirico o relativi all'esperienza diretta, come riportato nella Tabella 4.

*Tabella 4 – Perdite tecniche dell'impianto.*

ENERGY LOSS FACTOR	TL [%]	TL [MWh/y]
wind generator availability	3,5%	4.057
balance of plant (BOP)	0,9%	1.043
wind generator availability (extra contractual)	0,5%	580
electrical availability	0,1%	116
electrical losses or dispersions	1,0%	1.204
environmental conditions / extreme temperatures	0,1%	116
hysteresis for high intensity winds	0,1%	116
exercise limitations	0,1%	116
other	0,2%	232
other	0,0%	0
other	0,0%	0
other	0,0%	0
<b>TOTAL</b>	<b>6,5%</b>	<b>7.580</b>

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 6,5%, assume i valori riportati in Tabella 4, che rappresentano la quantità di energia "effettivamente cedibile alla rete". Tali valori costituiscono il cosiddetto "P<sub>50</sub>" (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].

I valori di produzione dell'impianto sono riportati in Tabella 5 e Tabella 6:

**Tabella 5 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 1.**

ID WTG	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	V <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]
WTG01	7200	119	6,79	21.152	3,12	20.491	19.160	2661
WTG02	7200	119	6,96	21.966	3,00	21.307	19.922	2767
WTG03	7200	119	6,08	17.113	2,07	16.758	15.669	2176
WTG04	7200	119	6,4	18.949	4,40	18.115	16.937	2352
WTG05	7200	119	6,62	20.138	4,62	19.207	17.959	2494
WTG06	7200	119	6,67	20.534	2,37	20.047	18.744	2603

**Tabella 6 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 2.**

TOTAL WTG	V <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh/MW]	AIR DENSITY [kg/m <sup>3</sup> ]
6	6,59	119.852	3,27	115.926	108.390	2509	1,164

### 4.3 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 dalle 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 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 del mozzo delle turbine considerate. 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 delle turbine in esame;
- estrapolazione orizzontale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica alle posizioni delle turbine considerate 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 sensibilità per l'altezza al mozzo degli

aerogeneratori. 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 da IEC WG 15. 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 7 – Perdite per incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni.**

<b>PARAMETERS / UNCERTAINTY FACTORS</b>	<b>UW [%]</b>	<b>UE [%]</b>	<b>UE [MWh]</b>
measurement / accuracy / reliability campaign	5,0%	10,3%	11.882
MCP / LTS	1,5%	3,1%	3.565
annual variation average speed	6,0%	12,3%	14.258
variable ten-year average speed	1,9%	3,9%	4.509
wind trend / uncertainty future variability	1,5%	3,1%	3.565
anemological parameters / other	2,0%	4,1%	4.753
vertical extrapolation	2,5%	5,1%	5.941
horizontal extrapolation	2,0%	4,1%	4.753
simulation / other	1,5%	3,1%	3.565
wind turbine power curve	2,4%	5,0%	5.796
measurement systems	1,3%	2,7%	3.089
plant performance / availability and environmental conditions	1,0%	2,1%	2.376
<b>TOTAL U1</b>	<b>9,5%</b>	<b>19,5%</b>	<b>22.624</b>
<b>TOTAL U10</b>	<b>7,6%</b>	<b>15,6%</b>	<b>11.777</b>

A partire dai valori di incertezza riportati in tabella, dal valore medio di sensitività calcolato pari a 2,1 e dal valore centrale della produzione  $P_{50}$  è possibile stimare i valori percentili di affidabilità  $P_{75}$  e  $P_{90}$ .

I livelli di confidenza di produzione netta ( $P_{50}$ ,  $P_{75}$  e  $P_{90}$ ) attesa per gli aerogeneratori di progetto, calcolati su base annuale e decennale, sono riportati in Tabella 8, Tabella 9 e Tabella 10.

**Tabella 8 – Produzione netta attesa dell'impianto a  $P_{50}$ .**

<b>TOTAL WTG</b>	<b>NET AEP (<math>P_{50}</math> YEAR) [MWh]</b>	<b>FLEOH (<math>P_{50}</math> YEAR) [MWh/MW]</b>
6	108.390	2509

**Tabella 9 – Produzione netta attesa dell'impianto a  $P_{75}$ .**

<b>TOTAL WTG</b>	<b>NET AEP (<math>P_{75}</math> 1 YEAR) [MWh]</b>	<b>FLEOH (<math>P_{75}</math> 1 YEAR) [MWh/MW]</b>	<b>NET AEP (<math>P_{75}</math> 10 YEAR) [MWh]</b>	<b>FLEOH (<math>P_{75}</math> 10 YEAR) [MWh/MW]</b>
6	94.122	2179	96.953	2244



*Tabella 10 – Produzione netta attesa dell'impianto a P<sub>90</sub>.*

TOTAL WTG	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH
	(P <sub>90</sub> 1 YEAR)	(P <sub>90</sub> 1 YEAR)	(P <sub>90</sub> 10 YEAR)	(P <sub>90</sub> 10 YEAR)
	[MWh]	[MWh/MW]	[MWh]	[MWh/MW]
6	81.280	1881	86.659	2006

## 5 CONCLUSIONI

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 6,5 %, assume i valori riportati in Tabella 5, che rappresentano la quantità di energia “effettivamente cedibile alla rete”. Tali valori costituiscono il cosiddetto “P<sub>50</sub>” (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].

I valori di produzione dell’impianto nel globale sono riportati nella tabella seguente:

*Tabella 11 – Produzione annuale attesa dell’impianto di progetto.*

TOTAL WTG	v <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh/MW]
6	6,59	119.852	3,27	115.926	108.390	2509