

# REGIONE BASILICATA

PROVINCIA DI MATERA

## COMUNE DI IRSINA

LOCALITÀ SAN MARCO FORGIONE

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI IRSINA COSTITUITO DA 8 AEROGENERATORI DI POTENZA TOTALE PARI A 36,0 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Sezione:

**SEZIONE A - PROGETTO DEFINITIVO DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE**

Elaborato:

**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUZIONE**

Nome file stampa:

**EO.IRS01.PD.A.5.pdf**

Codifica Regionale:

EO.IRS01.PD.A.5

Scala:

Formato di stampa:

**A4**

Nome elaborato:

**EO.IRS01.PD.A.5**

Tipologia:

R

Proponente:

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

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 16774521005



**E-WAY GREEN S.R.L.**  
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 - Roma  
C.F./P.Iva 16774521005  
PEC: e-waygreensrl@legalmail.it

Progettista:

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

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 16774521005



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.IRS01.PD.A.5	00	04/2023	F. Vegetale	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY GREEN S.r.l.

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



CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	1 di 25

## 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 Layout d'impianto</b> .....	<b>6</b>
1.2.1 Aerogeneratori.....	7
<b>2 METODOLOGIA DI ANALISI</b> .....	<b>8</b>
<b>2.1 Dati di input</b> .....	<b>9</b>
2.1.1 Modello digitale orografico .....	9
2.1.2 Modello di rugosità superficiale .....	9
2.1.3 Modello di campo e flusso ventoso .....	10
2.1.4 Requisiti anemologici della stazione anemologica .....	11
<b>2.2 Densità dell'aria</b> .....	<b>12</b>
<b>3 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</b> .....	<b>14</b>
<b>3.1 Layout di impianto e stima di producibilità</b> .....	<b>14</b>
<b>3.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta</b> .....	<b>19</b>
<b>3.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili</b> .....	<b>21</b>
<b>3.4 Requisiti tecnici minimi</b> .....	<b>23</b>
<b>4 CONCLUSIONI</b> .....	<b>25</b>



**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	2 di 25

## 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 – Inquadramento del layout su sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità utilizzati per la simulazione. ....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 3 – Inquadramento su IGM degli aerogeneratori di progetto con la stazione anemoemtrica di riferimento. ....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell’aria. ....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 – Datasheet tipo turbina di progetto (Vestas V163). ....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6 – Inquadramento degli aerogeneratori di progetto con gli aerogeneratori in iter di valutazione. ....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7 – Curva di potenza standard dell’aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell’aria di sito ad altezza mozzo (113 m s.l.t.). ....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 8 – Caratteristiche di ventosità di sito nell’ipotesi di turbine con altezza al mozzo pari a 113 m s.l.t. ....</i>	<i>18</i>



**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	3 di 25

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto .....</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori .....</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 3 – Caratteristiche stazione anemometrica di misura. ....</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 4 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto. ....</i>	<i>19</i>
<i>Tabella 5 – I Quadro sinottico perdite tecniche dell’impianto. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 6 – Produzione annuale attesa dalle singole turbine e dall’impianto di progetto .....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 7 – Sintesi dei principali parametri e fattori di incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni. ....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 8 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno. ....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 9 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni. ....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 10 – Sintesi di alcune caratteristiche dell’impianto.....</i>	<i>24</i>



**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	4 di 25

## 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 "San Marco Forgione", sito nel Comune di Irsina (MT).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico di potenza totale pari a 36,0 MW e costituito da:

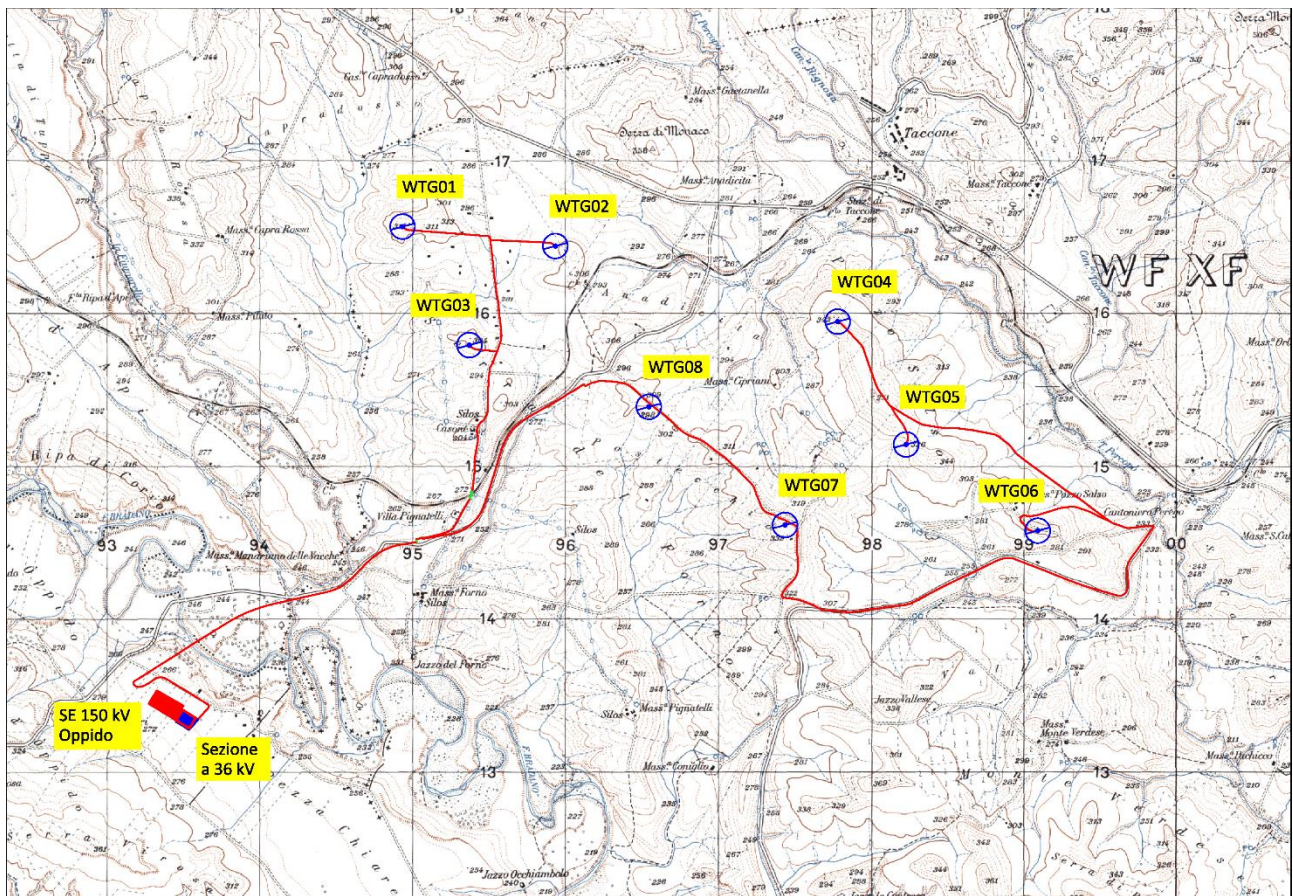
- 8 aerogeneratori di potenza nominale 4,5 MW, diametro di rotore 163 m e altezza al mozzo 113 m (del tipo Vestas V163 o assimilabili);
- una cabina di raccolta e smistamento;
- linee elettriche a 36 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione degli aerogeneratori alla cabina di raccolta e misura;
- linee elettriche a 36 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione della cabina di raccolta e smistamento alla sezione a 36 kV del futuro ampliamento della stazione elettrica 380/150/36 kV RTN situata nel Comune di Oppido Lucano (PZ).

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Green S.r.l., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina 4, 00186 Roma, P.IVA 16774521005.

## 1 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

### 1.1 Inquadramento territoriale e catastale

L'impianto eolico di progetto è situato nel Comune di Irsina (MT) e si costituisce di n. 8 aerogeneratori, denominati rispettivamente da WTG01 a WTG08. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale 4.5 MW per una potenza complessiva di 36.0 MW, con altezza al mozzo 113 m e diametro di rotore di 163 m.



**Figura 1- Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto 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**

<u>ID WTG</u>	<u>LONGITUDINE</u>	<u>LATITUDINE</u>
WTG01	16,124468°	40,792939°
WTG02	16,136642°	40,791397°
WTG03	16,129538°	40,785907°
WTG04	16,158154°	40,787007°
WTG05	16,163341°	40,779716°
WTG06	16,173468°	40,774531°
WTG07	16,153910°	40,775131°
WTG08	16,143406°	40,782133°

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**

<u>ID WTG</u>	<u>COMUNE</u>	<u>FOGLIO</u>	<u>PARTICELLA</u>
WTG01	IRSINA (MT)	12	19
WTG02	IRSINA (MT)	12	73
WTG03	IRSINA (MT)	12	31
WTG04	IRSINA (MT)	14	30
WTG05	IRSINA (MT)	15	23
WTG06	IRSINA (MT)	15	146
WTG07	IRSINA (MT)	14	168
WTG08	IRSINA (MT)	14	79

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e delle relative fasce di asservimento è riportato negli elaborati denominati "A.13 PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO DESCRITTIVO" e "A.16.a.18 PIANO PARTICELLARE DI ESPROPRIO GRAFICO" allegati al progetto.

## 1.2 Layout d'impianto

L'impianto eolico di progetto prevede la realizzazione di:

- n. 8 aerogeneratori;
- n. 8 cabine all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 8 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 8 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.

### 1.2.1 Aerogeneratori

Per gli aerogeneratori di progetto si considera diametro di rotore 163 m e altezza al mozzo 113 m. Tra i modelli di aerogeneratore con le seguenti caratteristiche, si assimilano quelli di progetto al modello Vestas V163, e quindi con diametro 163 m e altezza al mozzo 113 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.

Per la caratterizzazione delle condizioni anemologiche di sito e la stima previsionale del rendimento energetico atteso dagli aerogeneratori di progetto si è fatto riferimento ai dati di una stazione anemometrica situata a circa 5 km dall'area di impianto, per il periodo di misura che va dal 16 luglio 2010 al 23 agosto 2011. In particolare, le attività svolte ai fini del sono le seguenti:

1. analisi del set di dati anemologici della stazione anemometrica nel periodo di misura;
2. analisi statistica dei dati misurati;
3. analisi e stima previsionale dell'energia annua attesa dalla produzione degli aerogeneratori di progetto;
4. analisi delle incertezze e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa degli aerogeneratori di progetto.





CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	8 di 25

## 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 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.

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

(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.

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.

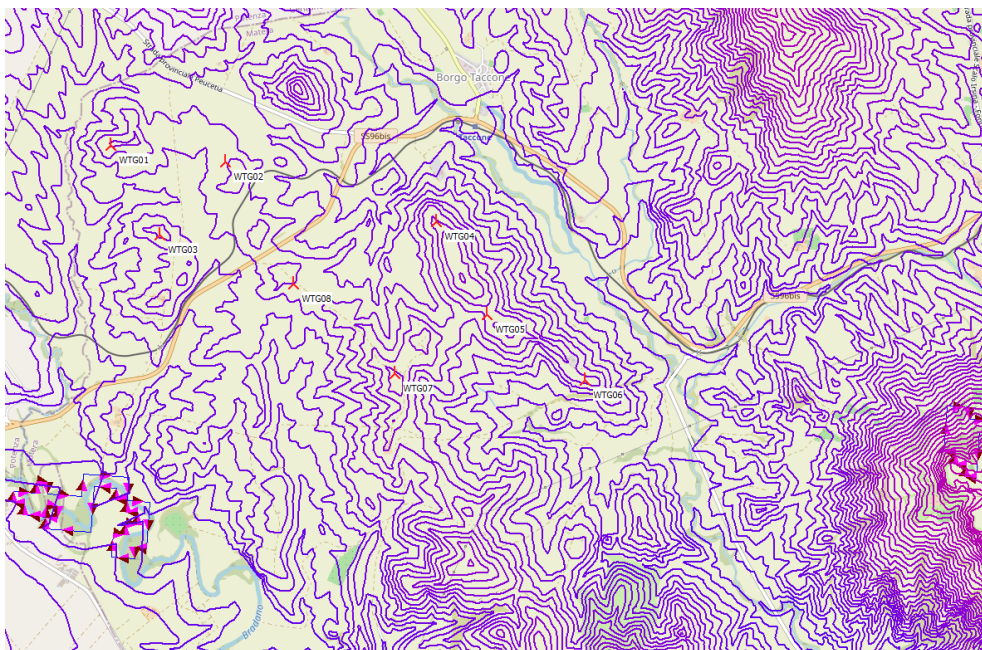
## 2.1 Dati di input

### 2.1.1 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.

### 2.1.2 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.**

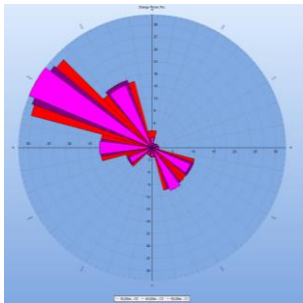
### 2.1.3 Modello di campo e flusso ventoso

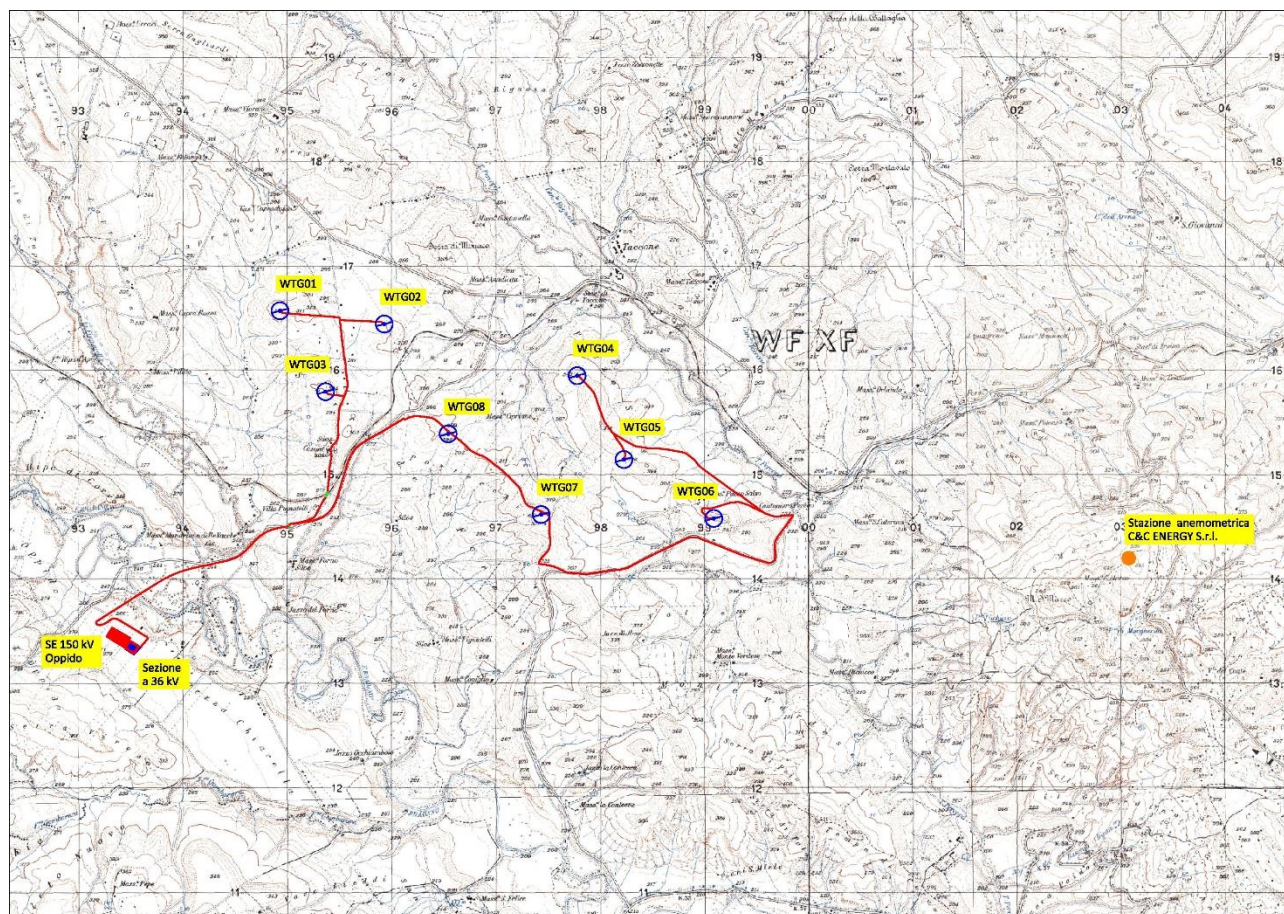
Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i dati anemologici riferiti ad una stazione anemometrica oggi non più esistente. La stazione anemometrica di misura è stata installata il giorno 16 luglio 2010 e sono stati registrati dati anemologici dal 16 luglio 2010 al 23 agosto 2011:

- set di dati dell'anemometro, avente un'ampiezza del database che supera i 12 mesi con disponibilità dati a diverse altezze di monitoraggio variabili da 30 a 50 m s.l.t.

La tabella a seguire riporta le informazioni relative all'individuazione geografica, al periodo di monitoraggio e alla rosa energetica dei venti risultante per tutte le altezze di riferimento.

**Tabella 3 – Caratteristiche stazione anemometrica di misura.**

ID POINT	Measured Height	UTM WGS 84 Est [m]	UTM WGS 84 Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Count data	Of period	Start Data	End Data	Energy Rose
MM	30,00m -	603007	4514011	550	52339	90,00%	16/07/2010	23/08/2011	
	40,00m -								
	50,00m -								



**Figura 3 – Inquadramento su IGM degli aerogeneratori di progetto con la stazione anemometrica di riferimento.**

#### 2.1.4 Requisiti anemologici della stazione anemologica

La stazione anemometrica, considerata per la stima di producibilità, è stata installata il giorno 16 Luglio 2010, e la registrazione è iniziata il giorno dell'installazione alle ore 12:00 e interrotta definitivamente il giorno 23 agosto 2011 alle ore 11:00. Il periodo di rilevazione è quindi superiore ad un anno, con precisione poco più di 13 mesi. Al rapporto di prima installazione della stazione, si constata che sono stati installati diversi canali, a cui sono stati collegati i sensori velocità e sensori di direzione, come di seguito:

- canale C1 e A1: Sensore di velocità a 50 m e sensore direzione a 50 m;
- canale C2: Sensore di velocità a 40 m;
- canale C3 e A2: Sensore velocità a 30 m e sensore di direzione a 30 m;
- canale A3: Sensore temperatura a 5 m.

L'orientamento dei supporti dei sensori velocità era disposto lungo la direzione di 180° mentre la direzione dei supporti dei sensori direzione era di 0°.



**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	12 di 25

Nell'arco della giornata del 3 novembre 2010, la configurazione iniziale della stazione anemometrica è stata modificata, i sensori di velocità a 30 m, 40 m e 50 m, sono stati sostituiti da altri 3 sensori velocità posizionati e calibrati alla stessa quota dei precedenti, mentre i sensori di direzione sono stati spostati 2 m sotto alla loro originaria posizione. A quest'ultimo spostamento è susseguita l'aggiunta di altri 3 sensori velocità sempre a 30, 40 e 50 m (con orientamento dei supporti dei sensori chiaramente a 0°). Sulla base di ciò, se si restringesse il ragionamento di validità dei dati ai soli canali che sono stati installati alla data di installazione (con arco di registrazione maggiore all'anno), si può sostenere che il canale C1 (dati relativi al sensore velocità a 50 m con orientamento 180°) con la validazione del 90% della serie dei dati registrati, non ha una perdita maggiore al 10% del totale, come da prescrizione del PiEAR all'Appendice A – "Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti eolici" al punto f) del par.1.2.1.5. – "Requisiti anemologici", quindi si ha una buona affidabilità dei dati relativi alla velocità. Analogo discorso, si può intraprendere per il canale A1, che ha una buona affidabilità in termini dei valori della direzione del vento, con validazione dei dati pari a 90%.

## 2.2 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 Potenza (PZ). 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 1,174 kg/m<sup>3</sup>.

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	13 di 25

**Air density setup**

**Select air density calculation method**

Fixed air density

Standard (1.225 kg/m<sup>3</sup>)

Manual  kg/m<sup>3</sup>

Elevation depending air density

Temperature base values

Temperature data from climate station database  POTENZA 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/m<sup>3</sup>  % of STANDARD

[View windPRO Documentation: Air Density](#)

**Figura 4 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.**

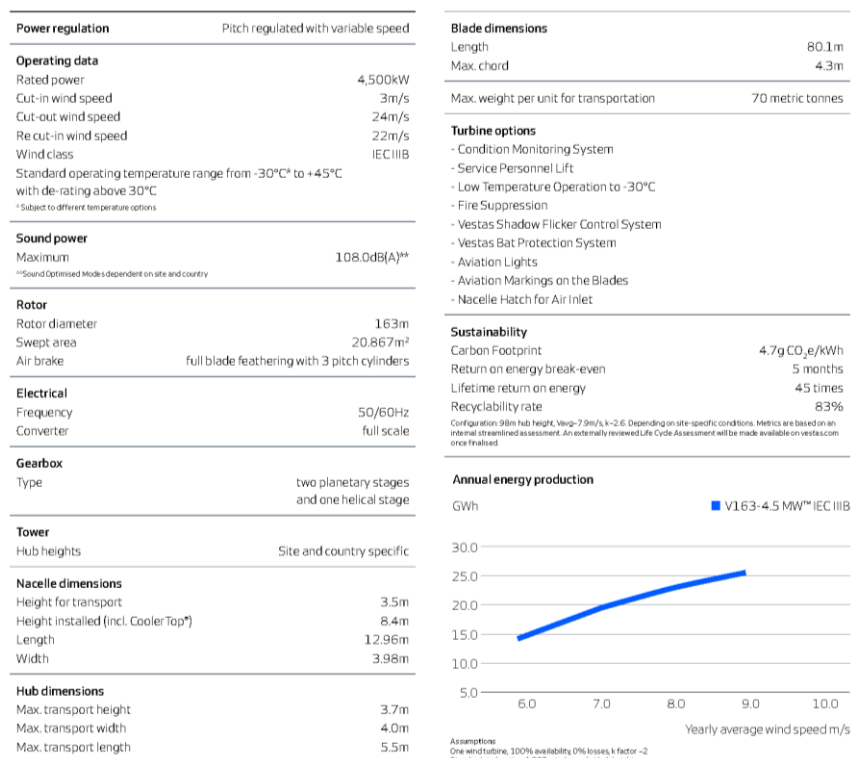
### 3 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

#### 3.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dalle turbine di progetto scelte, previste nel Comune di Irsina, è stata elaborata impiegando lo specifico software di settore windPRO 3.5 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 una stazione anemometrica, installata nel 2010, ad altezza 50 m s.l.t. e considerando gli aerogeneratori assimilati al modello Vestas V163 di potenza nominale 4.5 MW altezza al mozzo posta a 113 m s.l.t., scelti tra le varie turbine che presentano come caratteristiche il diametro del rotore di 163 m, altezza al mozzo di 113 m e di potenza nominale pari a 4,5 MW.

Facts & figures

## V163-4.5 MW™ IEC IIIB



**Figura 5 – Datasheet tipo turbina di progetto (Vestas V163).**

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. Si riporta, di seguito, l'inquadramento dell'impianto di progetto rispetto all'impianto di potenziale futura installazione il cui iter autorizzativo risulta attualmente in fase di valutazione:

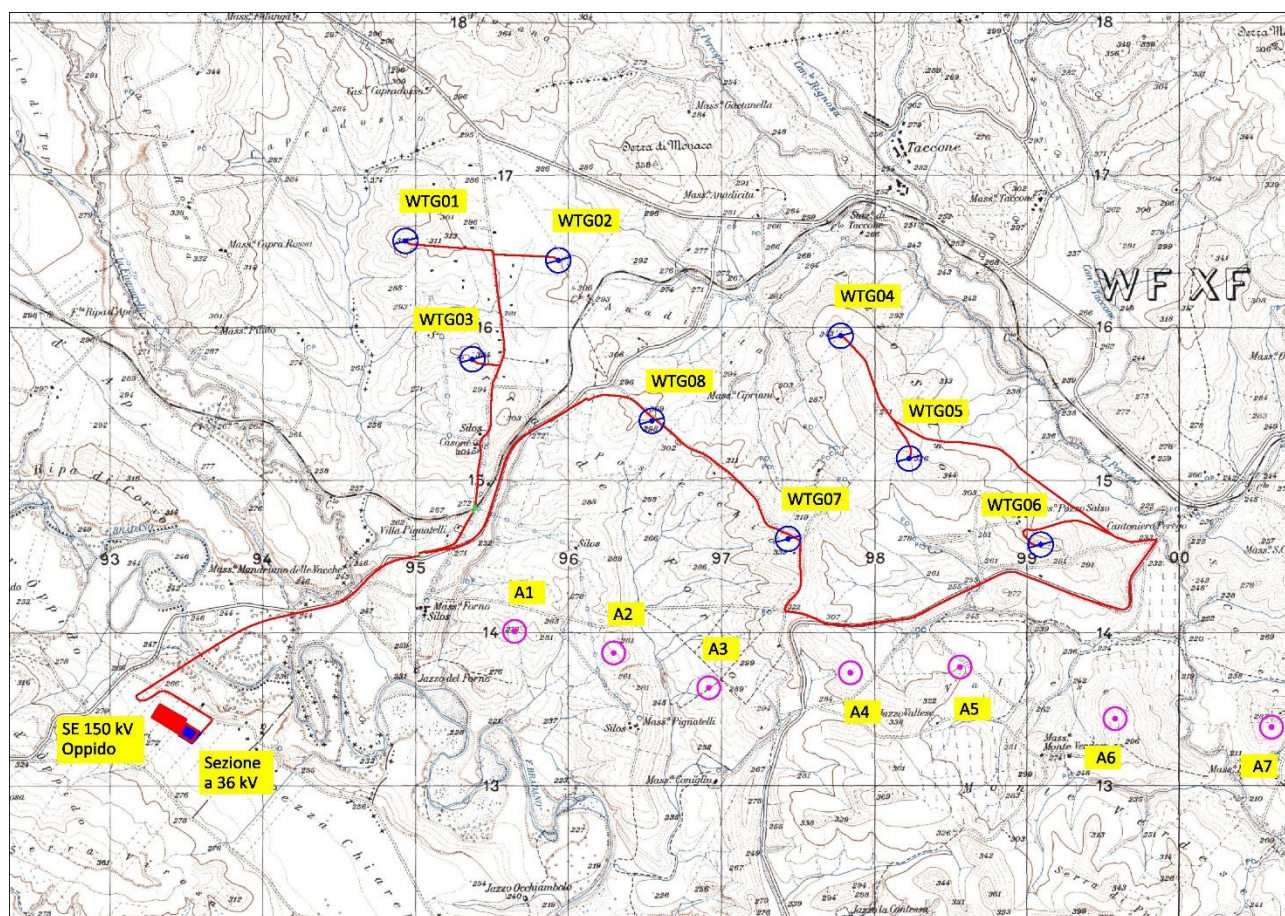


Figura 6 – Inquadramento degli aerogeneratori di progetto con gli aerogeneratori in iter di valutazione.

La stima di producibilità, quindi è stata realizzata, tenendo conto di una condizione cautelativa, a vantaggio di sicurezza, considerando che l'impianto venga realizzato sicuramente. Si precisa, che gli aerogeneratori dell'impianto di potenziale futura installazione, il cui iter risulta in fase di valutazione, sono assimilabili agli aerogeneratori Vestas con diametro rotore pari a 163 m, con un'altezza mozzo pari a 113 m e di potenza nominale pari a 4,5 MW.

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





**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	16 di 25

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  $1,173 \text{ kg/m}^3$  relativa ad un'altezza di 113 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 113 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.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	17 di 25

**HP curve comparison** - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	9.828	14.198	18.127	21.441	24.125	26.197
VESTAS V163-4.5 4500 163.0 IO! Level 0 - Calculated - PO4500-0S/PO4500 - 08-2022	[MWh]	9.940	14.346	18.260	21.452	23.861	25.504
Check value	[%]	-1	-1	-1	0	1	3

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**

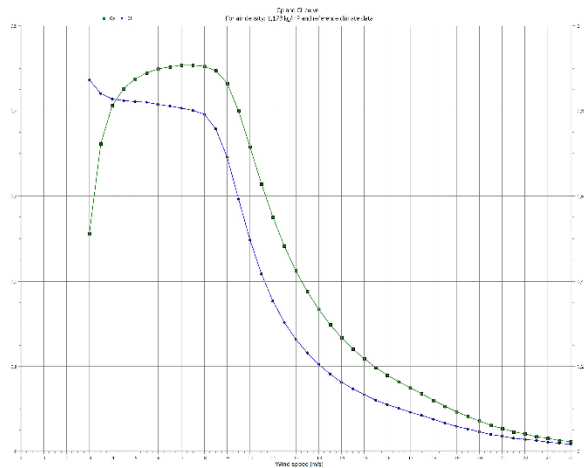
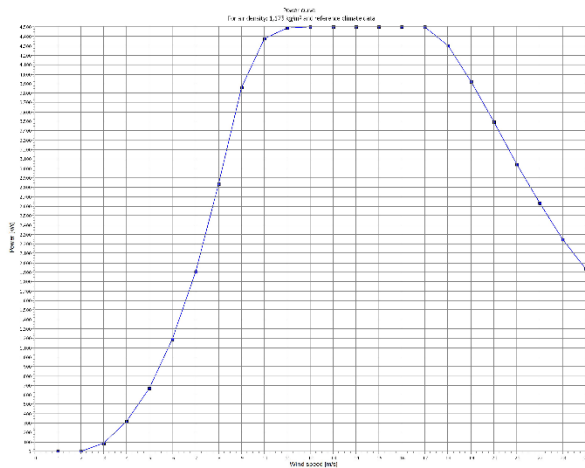
Original data, Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	94,0	0,27	3,0	0,87
3,5	201,0	0,37	3,5	0,84
4,0	334,0	0,41	4,0	0,83
4,5	497,0	0,43	4,5	0,82
5,0	700,0	0,44	5,0	0,82
5,5	946,0	0,44	5,5	0,82
6,0	1.241,0	0,45	6,0	0,82
6,5	1.586,0	0,45	6,5	0,81
7,0	1.989,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.446,0	0,45	7,5	0,80
8,0	2.960,0	0,45	8,0	0,79
8,5	3.505,0	0,45	8,5	0,76
9,0	4.004,0	0,43	9,0	0,69
9,5	4.294,0	0,39	9,5	0,59
10,0	4.432,0	0,35	10,0	0,50
10,5	4.479,0	0,30	10,5	0,42
11,0	4.497,0	0,26	11,0	0,35
11,5	4.500,0	0,23	11,5	0,30
12,0	4.500,0	0,20	12,0	0,26
12,5	4.500,0	0,18	12,5	0,23
13,0	4.500,0	0,16	13,0	0,21
13,5	4.500,0	0,14	13,5	0,18
14,0	4.500,0	0,13	14,0	0,16
14,5	4.500,0	0,12	14,5	0,15
15,0	4.500,0	0,10	15,0	0,13
15,5	4.500,0	0,09	15,5	0,12
16,0	4.500,0	0,09	16,0	0,11
16,5	4.500,0	0,08	16,5	0,10
17,0	4.493,0	0,07	17,0	0,09
17,5	4.440,0	0,06	17,5	0,08
18,0	4.303,0	0,06	18,0	0,08
18,5	4.115,0	0,05	18,5	0,07
19,0	3.920,0	0,04	19,0	0,06
19,5	3.714,0	0,04	19,5	0,05
20,0	3.494,0	0,03	20,0	0,05
20,5	3.268,0	0,03	20,5	0,04
21,0	3.047,0	0,03	21,0	0,04
21,5	2.836,0	0,02	21,5	0,03
22,0	2.636,0	0,02	22,0	0,03
22,5	2.440,0	0,02	22,5	0,03
23,0	2.248,0	0,01	23,0	0,02
23,5	2.070,0	0,01	23,5	0,02
24,0	1.939,0	0,01	24,0	0,02

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,173 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	84,6	0,26	2,50- 3,50	102,2	102,2	0,9
4,0	318,4	0,41	3,50- 4,50	365,6	467,9	4,2
5,0	670,1	0,44	4,50- 5,50	733,6	1.201,5	10,9
6,0	1.188,9	0,45	5,50- 6,50	1.151,5	2.353,0	21,3
7,0	1.906,0	0,45	6,50- 7,50	1.526,1	3.879,1	35,2
8,0	2.838,0	0,45	7,50- 8,50	1.755,9	5.635,1	51,1
9,0	3.860,7	0,43	8,50- 9,50	1.715,2	7.350,3	66,7
10,0	4.381,3	0,36	9,50-10,50	1.374,1	8.724,4	79,1
11,0	4.488,4	0,28	10,50-11,50	934,2	9.658,6	87,6
12,0	4.500,0	0,21	11,50-12,50	584,7	10.243,3	92,9
13,0	4.500,0	0,17	12,50-13,50	348,5	10.591,8	96,0
14,0	4.500,0	0,13	13,50-14,50	200,2	10.792,0	97,9
15,0	4.500,0	0,11	14,50-15,50	111,5	10.903,5	98,9
16,0	4.500,0	0,09	15,50-16,50	60,7	10.964,3	99,4
17,0	4.499,3	0,07	16,50-17,50	32,4	10.996,7	99,7
18,0	4.303,0	0,06	17,50-18,50	16,6	11.013,3	99,9
19,0	3.920,0	0,05	18,50-19,50	8,0	11.021,3	99,9
20,0	3.494,0	0,04	19,50-20,50	3,8	11.025,0	100,0
21,0	3.047,0	0,03	20,50-21,50	1,7	11.026,7	100,0
22,0	2.636,0	0,02	21,50-22,50	0,8	11.027,5	100,0
23,0	2.248,0	0,02	22,50-23,50	0,3	11.027,8	100,0
24,0	1.939,0	0,01	23,50-24,50	0,1	11.027,9	100,0



**Figura 7 – Curva di potenza standard dell'aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell'aria di sito ad altezza mozzo (113 m s.l.t.).**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	18 di 25

**Site coordinates**

Geo WGS84

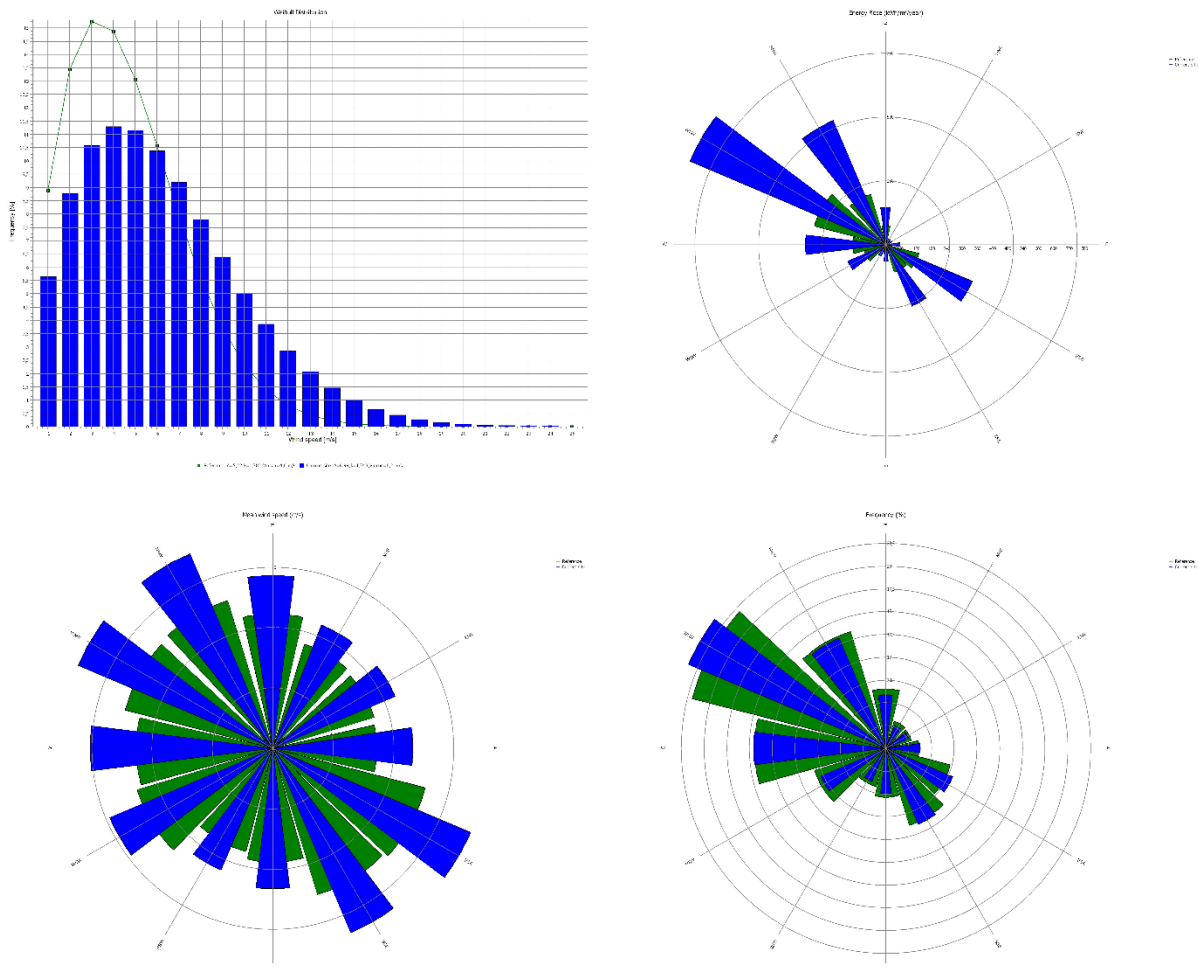
East: 16,220559° E North: 40,770623° N

**Wind statistics**

IT C&C\_Basilicata\_MT\_Irsina\_50 m - C1 50.00 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	6,38	5,72	1,588	5,9	4,97	1,600	6,5
1 NNE	4,92	4,38	1,729	2,7	4,03	1,686	3,1
2 ENE	4,95	4,40	1,873	2,7	3,96	1,885	2,9
3 E	5,13	4,64	1,479	3,7	3,81	1,490	3,6
4 ESE	7,94	7,11	1,627	8,0	5,82	1,619	7,3
5 SSE	7,48	6,63	2,045	9,0	5,72	2,068	8,8
6 S	5,19	4,65	1,627	4,9	4,22	1,666	5,4
7 SSW	4,84	4,38	1,471	3,9	3,89	1,463	4,3
8 WSW	6,62	5,87	1,959	7,8	5,30	1,951	8,2
9 W	6,83	6,05	2,068	14,6	5,11	2,084	14,5
10 WNW	7,90	7,01	1,971	23,6	5,69	1,979	22,0
11 NNW	7,86	7,00	1,752	13,1	5,74	1,775	13,4
All	6,99	6,23	1,748	100,0	5,22	1,782	100,0



**Figura 8 – Caratteristiche di ventosità di sito nell’ipotesi di turbine con altezza al mozzo pari a 113 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 (113,0 m s.l.t.);
- **POTENTIAL GROSS AEP [MWh]**: produzione lorda attesa ad altezza mozzo (113,0 m s.l.t.);
- **WAKE LOSS [%]**: valore di perdita percentuale di produzione dovuto all'effetto scia;
- **AIR DENSITY [kg/m<sup>3</sup>]**: 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 4 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto.*

ID WTG	$v_{avg}$ [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	AIR DENSITY [kg/m <sup>3</sup> ]	GROSS AEP [MWh]
WTG01	5,58	12.184	3,60	1,172	11.745
WTG02	5,47	11.755	6,18	1,173	11.028
WTG03	5,52	11.961	4,87	1,173	11.379
WTG04	5,83	13.260	5,84	1,170	12.486
WTG05	5,66	12.532	8,72	1,171	11.439
WTG06	5,57	12.146	9,51	1,173	10.991
WTG07	5,84	13.261	8,12	1,170	12.184
WTG08	5,45	11.651	7,66	1,173	10.759

### 3.2 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 A.12 – "RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA SULL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO".

**Tabella 5 – I Quadro sinottico perdite tecniche dell’impianto.**

ENERGY LOSS FACTOR	TL [%]
wind generator availability	3,00%
balance of plant (BOP)	0,90%
wind generator availability (extra contractual)	0,30%
electrical availability	0,20%
electrical losses or dispersions	1,46%
environmental conditions / extreme temperatures	0,20%
hysteresis for high intensity winds	0,10%
exercise limitations	0,00%
other	0,00%
other	0,00%
other	0,00%
other	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>6,16%</b>

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari all’6,16%, assume i valori riportati in Tabella 6, 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 6 – Produzione annuale attesa dalle singole turbine e dall’impianto di progetto**

ID WTG	WTG TYPE	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]		
WTG01	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	11.745	11.022	2449		
WTG02	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	11.028	10.349	2300		
WTG03	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	11.379	10.678	2373		
WTG04	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	12.486	11.717	2604		
WTG05	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	11.439	10.734	2385		
WTG06	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	10.991	10.313	2292		
WTG07	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	12.184	11.434	2541		
WTG08	VESTAS V163-4.5-4.500	4.500	113,0	10.759	10.096	2244		
ID IMPIANTO	TOTAL WTGs	TOTAL PLANT POWER [kW]	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]
Irsina_SMarcoForgione_Layout_8 WTG-V163-4.5MW-HUB113	8	36.000	5,62	98.750	6,81	92.011	86.343	2398

### 3.3 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 7 – Sintesi dei principali parametri e fattori di 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	3,9%	7,5%	6.863
MCP / LTS	0,5%	1,0%	880
annual variation average speed	6,0%	11,5%	10.558
variable ten-year average speed	1,9%	3,6%	3.339
wind trend / uncertainty future variability	0,7%	1,3%	1.232
anemological parameters / other	1,6%	3,1%	2.816
vertical extrapolation	1,8%	3,4%	3.167
horizontal extrapolation	2,3%	4,4%	4.047
simulation / other	2,5%	4,8%	4.399
wind turbine power curve	2,6%	5,0%	4.601
measurement systems	2,0%	3,8%	3.519
plant performance / availability and environmental conditions	1,6%	3,1%	2.816
<b>TOTAL U1</b>	<b>9,1%</b>	<b>17,4%</b>	<b>16.001</b>
<b>TOTAL U10</b>	<b>7,1%</b>	<b>13,6%</b>	<b>12.478</b>

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 8 e Tabella 9.

**Tabella 8 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno.**

<b>Periodo di riferimento</b>	<b>NET AEP</b>	<b>FLEOH</b>	<b>NET AEP</b>	<b>FLEOH</b>	<b>NET AEP</b>	<b>FLEOH</b>
	<b>(P<sub>50</sub> YEAR)</b>	<b>(P<sub>50</sub> YEAR)</b>	<b>(P<sub>75</sub> 1 YEAR)</b>	<b>(P<sub>75</sub> 1 YEAR)</b>	<b>(P<sub>90</sub> 1 YEAR)</b>	<b>(P<sub>90</sub> 1 YEAR)</b>
	<b>[MWh]</b>	<b>[MWh/MW]</b>	<b>[MWh]</b>	<b>[MWh/MW]</b>	<b>[MWh]</b>	<b>[MWh/MW]</b>
1 anno	86.343	2398	76.215	2117	67.100	1864

*Tabella 9 – Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni.*

Periodo di riferimento	NET AEP (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh/MW]	NET AEP (P <sub>75</sub> 10 YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>75</sub> 10 YEAR) [MWh/MW]	NET AEP (P <sub>90</sub> 10 YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>90</sub> 10 YEAR) [MWh/MW]
10 anni	86.343	2398	78.445	2179	71.336	1982

### 3.4 Requisiti tecnici minimi

Il seguente paragrafo è dedicato al confronto dei risultati con alcune linee prescritte dall'Allegato A del PiEAR, Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale, relativamente al paragrafo 1.2.1.3. - "Requisiti tecnici minimi" dell'appendice A del PiEAR, mediante software WindPro, è stato possibile stimare:

- la velocità media annua a quota 25 m, è stata calcolata mediante software windPro, ottenuta mediante un canale sintetizzato alla quota richiesta. Il risultato risulta pari a 5,50 m/s, quindi un bel po' superiore ai 4 m/s (conformemente all'allegato A – 1.2.1.3. – "Requisiti tecnici minimi" - punto a).
- le ore equivalenti che hanno prodotto un valore complessivo per l'impianto di progetto pari a 2400 MWh/MW, più precisamente, si può notare dalla tabella, a seguire, che le ore equivalenti dei singoli aerogeneratori sono superiori sempre ai 2000 MWh/MW (conformemente all'allegato A – 1.2.1.3. – "Requisiti tecnici minimi" - punto b).
- la densità volumetrica di energia annua unitaria risulta non inferiore a 0,20 kWh/(anno\*mc), conformemente al punto c del suddetto allegato, come riportato nella formula seguente:

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,20 \frac{kWh}{ym^3}$$

dove:

- E è l'energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);
- D è il diametro del rotore (espresso in metri);
- H è l'altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo).

Si evidenzia che tale verifica nei confronti dell'impianto di progetto risultata rispettata poiché il valore da indagare risulta essere pari a 0,995 [kWh/(anno\*m<sup>3</sup>)]. Come prescritto dal medesimo allegato al paragrafo





**STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA  
DI PRODUZIONE**

CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	24 di 25

questo valore “è un parametro di prestazione dell’impianto che permette di avere una misura dell’impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta”.

L’impianto previsto e in oggetto mira al rispetto del punto d ovvero “Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale)”.

*Tabella 10 – Sintesi di alcune caratteristiche dell’impianto.*

ID WTG	LONGITUDINE [°]	LATITUDINE [°]	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	v <sub>avg</sub> [m/s]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]
WTG01	16,124468	40,792939	1101277	4540263	5,58	11.745	11.022	2449
WTG02	16,136642	40,791397	1102319	4540176	5,47	11.028	10.349	2300
WTG03	16,129538	40,785907	1101769	4539517	5,52	11.379	10.678	2373
WTG04	16,158154	40,787007	1104176	4539837	5,83	12.486	11.717	2604
WTG05	16,163341	40,779716	1104681	4539063	5,66	11.439	10.734	2385
WTG06	16,173468	40,774531	1105583	4538557	5,57	10.991	10.313	2292
WTG07	16,153910	40,775131	1103926	4538488	5,84	12.184	11.434	2541
WTG08	16,143406	40,782133	1102975	4539193	5,45	10.759	10.096	2244
<b>MEAN VALUES TOTAL</b>					<b>5,62</b>	<b>92.011</b>	<b>86.343</b>	<b>2398</b>



CODICE	EO.IRS01.PD.A.5
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2023
PAGINA	25 di 25

## 4 CONCLUSIONI

La stima di producibilità attesa dall'impianto eolico di progetto sito nel Comune di Irsina (MT) in località "San Marco Forgione" è stata elaborata mediante l'utilizzo dello specifico software di settore windPRO 3.5, con impiego del motore di calcolo WAsP. Tra le varie turbine che presentano come caratteristiche il diametro del rotore di 163 m, altezza del mozzo a 113 m e potenza nominale pari a 4,5 MW, si è scelto di assimilare la turbina di progetto al tipo turbina Vestas V163 di potenza nominale 4,5 MW.

La valutazione della risorsa eolica attesa al mozzo delle turbine di progetto (8 aerogeneratori modello Vestas V163 di potenza nominale 4,5 MW) è stata condotta impiegando una serie di dati della stazione anemometrica, installata nell'anno 2010, ad altezza 50 m s.l.t.

Le stime di produzione sono state condotte tenendo in conto anche delle potenziali interferenze relative alla presenza di altri aerogeneratori, rappresentati in questo caso da aerogeneratori di potenziale futura installazione il cui iter autorizzativo risulta attualmente in fase di valutazione.

La produzione media ( $P_{50}$ ) risultante dall'analisi e dalla calibrazione del modello fisico di simulazione per le 8 turbine di progetto, risulta certamente soddisfacente attestandosi su valori di 86.343 MWh/annui (corrispondenti a 2398 ore equivalenti/anno), valore ottenuto pur considerando un deficit produttivo legato alle perdite tecniche stimate essere pari ad 6,16 %.

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.