

PROPONENTE: **AME ENERGY S.r.l.**

Via Pietro Cossa, 5 20122 Milano (MI) - [ameenergysrl@legalmail.it](mailto:ameenergysrl@legalmail.it) - PIVA 12779110969

**REGIONE CAMPANIA**  
**PROVINCIA DI SALERNO**  
**COMUNI DI POSTIGLIONE E SICIGNANO DEGLI ALBURNI**

*Titolo del Progetto:*

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO UBICATO NEI COMUNI DI POSTIGLIONE (SA) E SICIGNANO DEGLI ALBURNI (SA) IN LOCALITA' "La Difesa" e "Zappaterra", CON POTENZA NOMINALE PARI A 32 MW E OPERE CONNESSE RICADENTI NEL COMUNE DI SICIGNANO DEGLI ALBURNI (SA)**

*Documento:*

**PROGETTO DEFINITIVO**

N° Documento:

**POSEO-T007**

ID PROGETTO:	<b>254</b>	DISCIPLINA:	<b>PD</b>	TIPOLOGIA:	<b>R</b>	FORMATO:	<b>A4</b>
--------------	------------	-------------	-----------	------------	----------	----------	-----------

*Elaborato:*

**QUICK WIND REPORT**  
ANALISI DELLE CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E  
PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA DALLA WIND FARM

FOGLI/O:	<b>30</b>	SCALA:	<b>-</b>	Nome file:	<b>Report anemologico.pdf</b>
----------	-----------	--------	----------	------------	-------------------------------

**Progettazione:**



**Consulenza, Progettazione e Sviluppo Impianti  
ad Energia Rinnovabile**

Sede Legale: Via Del Vecchio Politecnico, 9 - 20121 Milano (MI)

P.IVA 11092870960-PEC: [i-project@legalmail.it](mailto:i-project@legalmail.it)

Sede Operativa: Via Bisceglie n° 17 - 84044 Albanella (SA)

-mail: [a.manco@iprojectsrl.com](mailto:a.manco@iprojectsrl.com)

Cell: 3384117245

**Progettista:** Arch. Antonio Manco

**TEN Project srl:** Ing. Massimo Lepore



Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
0	03/01/2024	Prima emissione	TEN PROJECT srl	TEN PROJECT srl	Arch. Antonio Manco

# REGIONI BASILICATA CAMPANIA

PROVINCIE DI POTENZA - SALERNO

Comuni:

Postiglione(SA) Sicignano(PZ)

Località: "Serre, Lo scorzo"

## QUICK WIND REPORT

### ANALISI DELLE CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE E PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA DALLA WIND FARM

---

N. Elaborato: GE.SDA.QWR

---

Committente

**AME ENERGY SRL**

Via Pietro Cossa, 5

Milano

Partita IVA: 12779110969

Redazione



**sede legale e operativa**

San Martino Sannita (BN) loc. Chianarile snc Z.I.

**sede operativa**

Lucera (FG) Via Alfonso La Cava 114

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Redattori

Ing. Massimo Lepore



00	DIC. 2023	ML		GDS	ML	QWR
REV.	DATA	sigla	firma	sigla	sigla	DESCRIZIONE
			REDAZIONE	CONTROLLO	EMISSIONE	

Report di Due Diligence	GE.SDA.QWR.doc	Nome File stampa	GE.SDA.QWR.pdf
-------------------------	----------------	------------------	----------------

# INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
<b>1.1</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>1.2</b>	<b>AREA DI INDAGINE</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA DI ANALISI</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1</b>	<b>MODELLO EMPIRICO - METODOLOGIA WIND PRO/WASP</b> .....	<b>7</b>
<b>2.2</b>	<b>INPUT AL MODELLO DI SIMULAZIONE</b> .....	<b>7</b>
2.2.1	MODELLO DIGITALE OROGRAFICO E DI RUGOSITÀ .....	7
2.2.2	DENSITÀ SUPERFICIALE.....	9
2.2.3	SPECIFICHE TECNICHE AEROGENERATORI.....	10
2.2.4	CURVE DI POTENZA .....	14
<b>2.3</b>	<b>RISORSA EOLICA</b> .....	<b>19</b>
<b>3</b>	<b>STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA DALLA WIND FARM</b> .....	<b>21</b>
<b>3.1</b>	<b>SINTESI DI PRODUCIBILITÀ</b> .....	<b>24</b>
<b>3.2</b>	<b>ANALISI E STIMA DELLE PERDITE TECNICHE</b> .....	<b>28</b>
<b>3.3</b>	<b>ANALISI DELLE INCERTEZZE</b> .....	<b>29</b>

## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 Premessa

La società AME ENERGY SRL di seguito indicata come "Committente", ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una stima delle caratteristiche anemologiche e di producibilità attesa da una Windfarm il cui sviluppo progettuale è previsto nelle località San Michele - Duchessa, nei comuni di Postiglione (SA) e Sicignano degli Alburni (SA).

Il committente ha fornito alla Ten Project il layout con il posizionamento di di 8 aerogeneratori a valle di un processo di ottimizzazione seguito ad uno studio di fattibilità eseguito dalla stessa Ten Project Il seguente report di sintesi, (QWR o quick wind report) ha lo scopo di illustrare in modo sintetico e schematico tutti i dati di input, i risultati delle elaborazioni anemologiche e le tabelle di sintesi dei risultati ottenuti per la produzione energetica attesa dalla wind farm in oggetto.

### 1.2 Area di indagine

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, nelle regioni Campania e Basilicata nel territorio provinciale di Salerno e Potenza e precisamente ricadente in agro del territorio comunale di Postiglione e Sicignano e risulta individuabile a circa 6 Km in direzione Nord Ovest dal centro urbano di Sicignano (PZ), a 2 Km in linea d'aria in direzione N dal comune di Postiglione (SA)

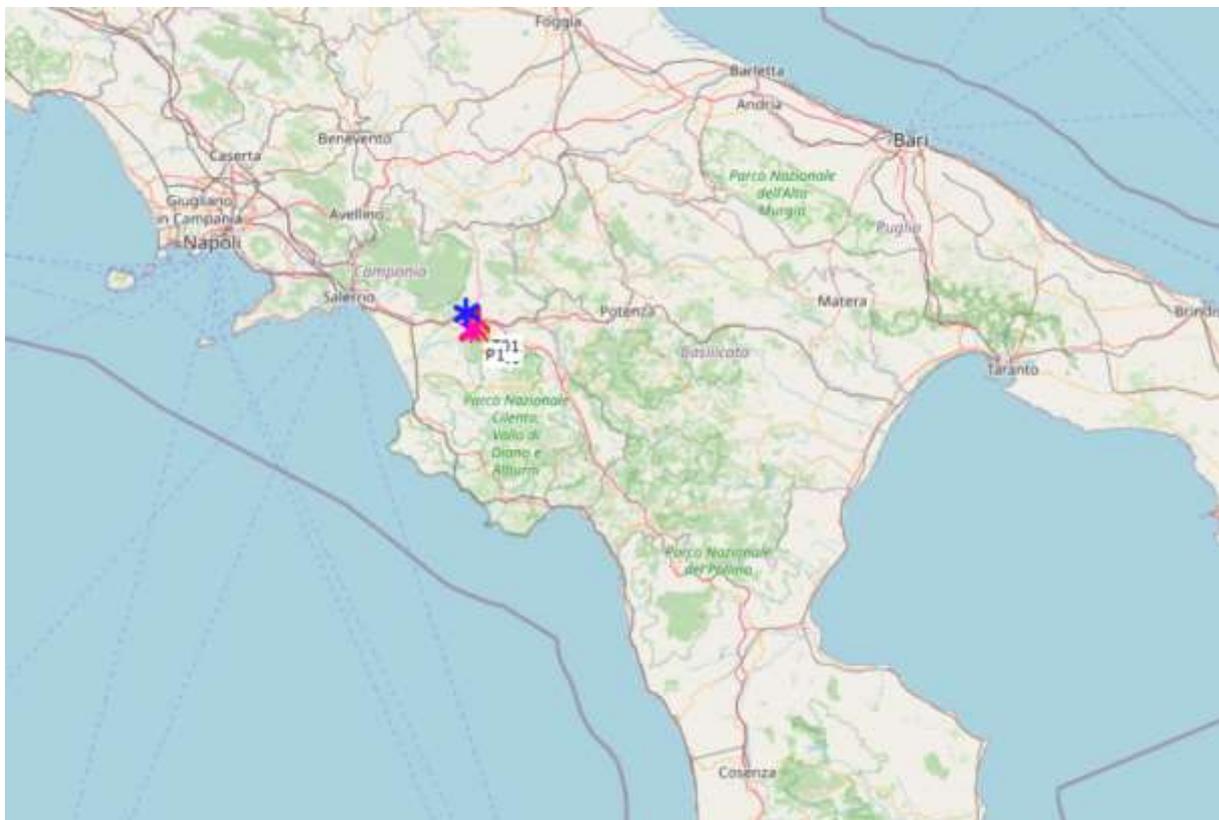
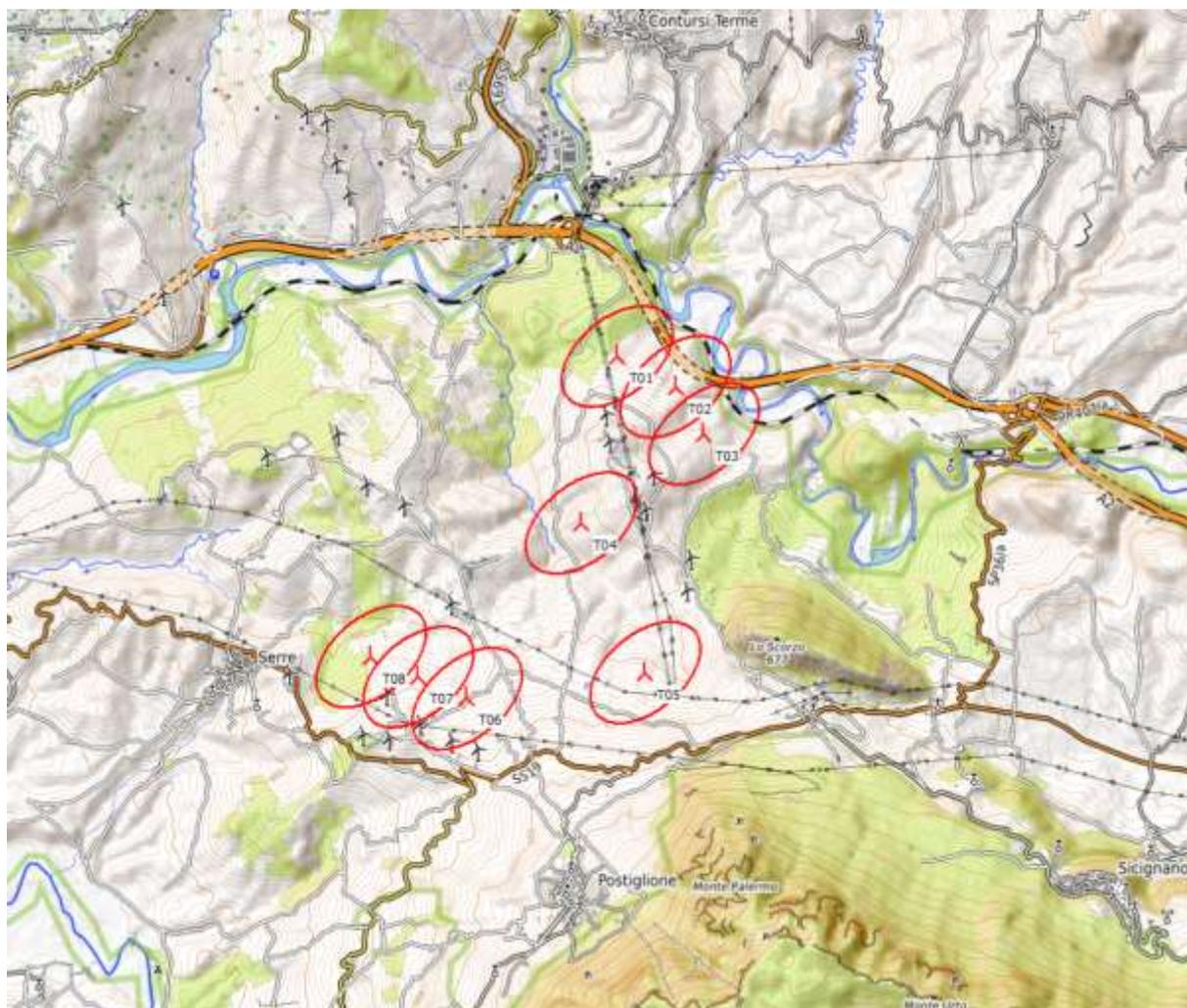


Figura 1: Individuazione geografica dell'area di progetto



**Figura 2: Individuazione dell'area di progetto della Windfarm con evidenza di impianti esistenti**

Il suolo presenta una variabilità topografica piuttosto impervia sebbene il suolo non risulti classificato come complesso. L'elevazione media di tutta l'area di è di circa 250 m s.l.m. con quota massima di 300 m s.l.m. e minima di 192 m s.l.m.

L'immagine seguente mostra il prospetto 3D catturato da Google Earth dell'area di installazione della Wind Farm



Figura 3: Area di progetto della Windfarm su stralcio di ortofoto

**Tabella 1: Coordinate geografiche di inquadramento della Windfarm nel sistema di riferimento UTM WGS84  
piane**

<b>ID WTG</b>	<b>UTM WGS 84 Long. Est [m]</b>	<b>UTM WGS 84 Lat. Nord [m]</b>	<b>Altitudine s.l.m. [m]</b>
T01	520164	4496103	200
T02	520841	4495749	192
T03	521175	4495203	201
T04	519749	4494153	263
T05	520497	4492408	318
T06	518421	4492102	300
T07	517852	4492350	277
T08	517302	4492586	243

Come anticipato, in area limitrofa allo sviluppo progettuale, risulta già insistenti sul territorio diverse installazioni di aerogeneratori di taglia 850 kW che sono stati considerati nel modello di simulazione.

## 2 METODOLOGIA DI ANALISI

### 2.1 Modello Empirico - Metodologia Wind Pro/WaSP

Attraverso l'utilizzo del software di calcolo Wind Pro, è possibile elaborare calcoli relativi alla stima di produzione energetica di singoli aerogeneratori o di intere Wind Farm. Sebbene l'affidabilità e l'attendibilità del calcolo sia da inputare alla componente umana relativa alla sensibilità ed esperienza e dell'operatore, gioca un ruolo molto importante anche la bontà del modello digitale relativamente ad orografia e di rugosità superficiale. In generale i dati di input del modello di simulazione sono relativi a:

- DTM (Digital Terrain Model)
- Roughness
- Wind Statistics - Statistica di Vento (locale e/o storicizzata)
- Utilizzo simultaneo di una o più stazioni di Misura con dati incrociati.
- Densità dell'aria di sito (media) e in funzione dei differenti punti turbina in relazione alla quota altimetrica di installazione.
- Power Curve delle turbine di progetto (e modifica delle stesse in funzione delle densità dell'aria di sito e di installazione)
- Presenza di ostacoli o elementi interferenti (edifici, strutture e/o altri impianti eolici)

### 2.2 Input al modello di simulazione

#### 2.2.1 Modello digitale orografico e di rugosità

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) reperito dalla cartografia tecnica regionale e verificato, sovrapposto, confrontato ed adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale IGM 1:50000 e con carte digitali CTR locali. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

La rugosità superficiale, determinata principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Informazioni di rugosità sono rese disponibili dal progetto "Corinne Land Cover 2018" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre. La mappa di rugosità ottenuta attraverso l'ausilio del progetto citato, è stata integrata con le informazioni aggiuntive e di dettaglio ottenute ed annotate durante l'ispezione di sito e attraverso l'integrazione e sovrapposizione di carte aerofotogrammetriche.

Il risultato finale ottenuto è la mappa digitale di rugosità dell'area che ricopre una superficie di 60x60 Km dal centro della wind farm in oggetto.

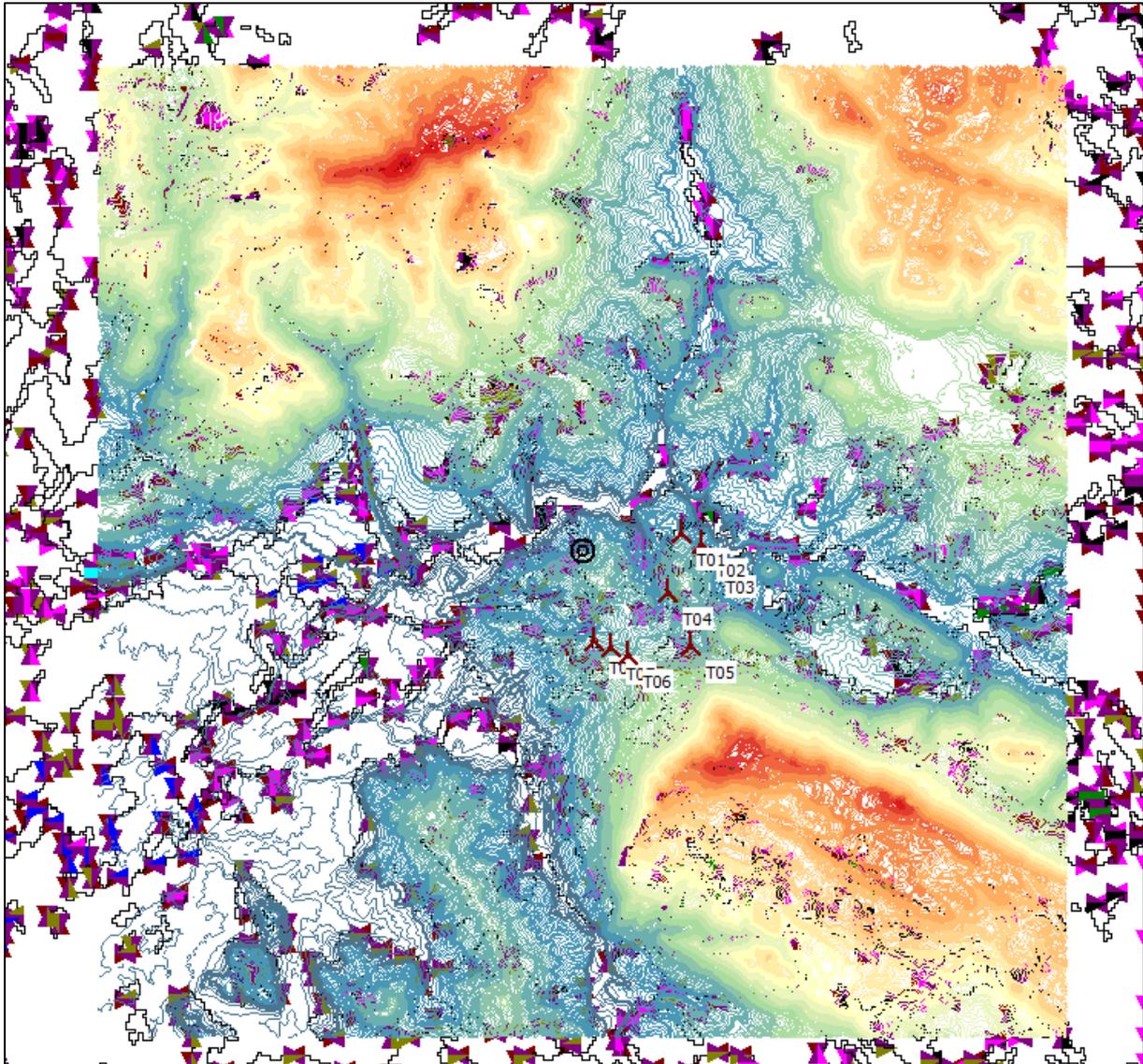
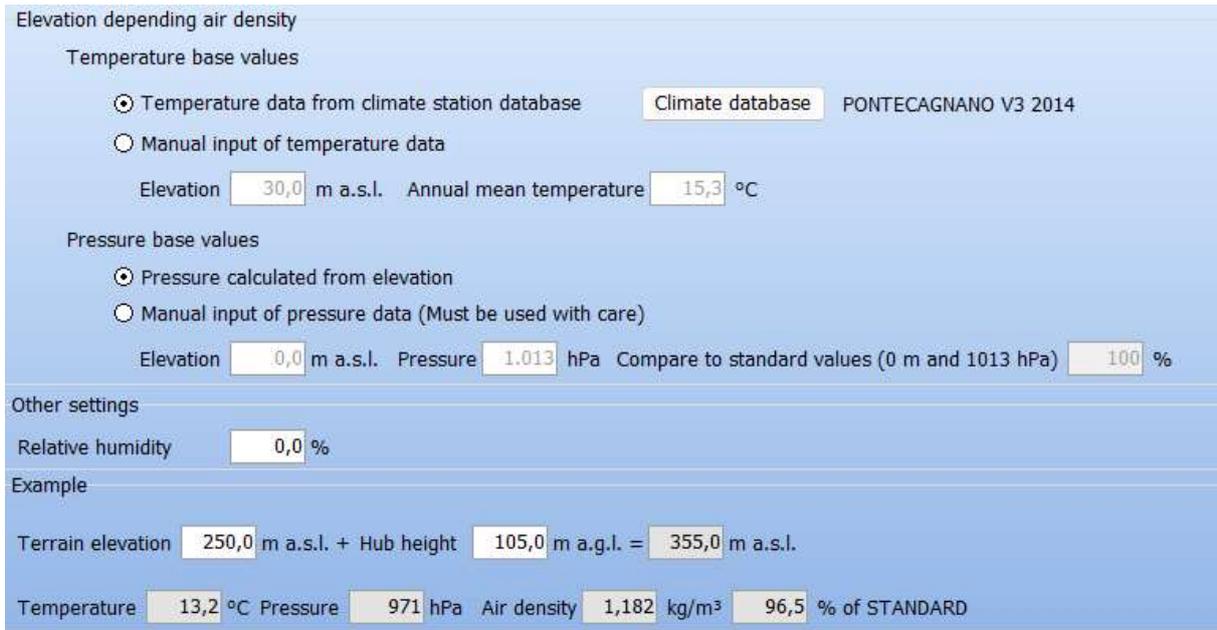


Figura 4: Estratto della sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità superficiale con individuazione del layout di progetto

## 2.2.2 Densità superficiale

La densità dell'aria in sito è stata calcolata basandosi sui dati climatologici (disponibili nel database di WindPro) relativi alla stazione più vicina all'area di progetto e riportata di seguito. La densità dell'aria media valutata all'altezza del mozzo delle turbine è pari a  $1.182 \text{ kg/m}^3$ .



Elevation depending air density

Temperature base values

Temperature data from climate station database  PONTECAGNANO 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   $\text{kg/m}^3$   % of STANDARD

**Figura 5: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria**

Tale valore di densità viene quindi utilizzato per il calcolo del rendimento energetico delle turbine prendendo in considerazione ed elaborandone il nuovo valore a seconda dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza del mozzo della turbina in esame.

### 2.2.3 Specifiche tecniche aerogeneratori

L'immagine a seguire mostra la sintesi delle principali caratteristiche dei modelli di aerogeneratore testati per il sito scelti tra i modelli particolarmente produttivi: Vestas V136 3.0 MW, Vestas V150 4.0 MW, Vestas V155 3.3 MW, Enercon E160 4.6 MW



Figura 1: aerogeneratori Vestas immagine generica della tipologia di torre e rotore

**Tabella 2: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore V136**

Technical specifications	
<b>POWER REGULATION OPERATIONAL DATA</b>	
	Pitch regulated with variable speed
Rated power	3,50kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22,5m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC IIIA/IEC IIB
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C
<b>SOUND POWER</b>	
(Noise modes dependent on site and country)	
<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	136m
Swept area	14,527 m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m
<b>GEARBOX</b>	
Type	two planetary stages and one helical stage
<b>TOWER</b>	
Hub heights	82 m (IEC IIIA), 105 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIIA), 132 m (IEC IIIA/DIBt S), 142 m (IEC IIIA), 149 m (DIBt S) and 166 m (DIBt S)
<b>HUB DIMENSIONS</b>	
Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m
<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Length	66.7m
Max. chord	4.1m
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
<b>SUSTAINABILITY METRICS</b>	
Carbon Footprint	7.6g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	7.5 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	88.5%
Configuration: 132m hub height and wind class IECIII A.	
Depending on site-specific conditions. Metrics are based	

**Tabella 3: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore V150**

Technical specifications	
<b>Power regulation operational data</b>	
	Pitch regulated with variable speed
Rated power	4,000/4,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	22,5m/s
Re cut-in wind speed	20m/s
Wind class	IEC iiib
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C
<b>SOUND POWER</b>	
Maximum	104.9dB(A) Sound Optimised modes dependent on site and country
<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,671m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m
<b>ELECTRICAL</b>	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
<b>GEARBOX</b>	
Type	two planetary stages and one helical stage
<b>TOWER</b>	
Hub heights	105 m (IEC), 123 m (DIBt), 145 m (DIBt), 155 m (IEC) and 166 m (DIBt)
<b>HUB DIMENSIONS</b>	
Max. transport height	3.8m
Max. transport width	3.8m
Max. transport length	5.5m
<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Length	73.7m
Max. chord	4.2m
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
<b>SUSTAINABILITY METRICS</b>	
Carbon Footprint	7.3g CO <sub>2</sub> e/kWh
Return on energy break-even	7.6 months
Lifetime return on energy	21 times
Recyclability rate	88.1%
Configuration: 155m hub height and wind class IECIIIb. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com	

**Tabella 4: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore Enercon E160**

[Back to the overview](#)

## E-160 EP5

Model of the EP5 class with a rotor diameter of 160 metres



Manufacturer	ENERCON
Type/Version	E-160 EP5
Rated power	4.600,0 kW
Secondary generator	kW
Rotor diameter	160,0 m
Tower	!O! Tubular
Grid connection	50 Hz
Country (origin)	Germany
Blade type	
Generator type	Variable #)
Rated	9,4 rpm
Initial	2,8 rpm
Default hub height	119,9 m
Alternative hub heights (m)	166,6
	<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Remove"/>
Maximum blade width	4,13 m *)
Blade width for 90% radius	1,11 m *)
Valid	<input checked="" type="checkbox"/>

## 2.2.4 Curve di Potenza

La curva di potenza descrive la produzione di energia elettrica di una specifica turbina in funzione della velocità del vento all'altezza del mozzo. Essa è tipicamente fornita dal produttore dell'aerogeneratore ed è generalmente verificata e certificata da una società accreditata mediante l'installazione di una stazione di misura in prossimità dell'aerogeneratore misurando l'energia prodotta in funzione della velocità del vento puntuale in accordo con le prescrizioni della norma cogente CEI EN 61400-12 "Wind turbines power performance testing" e normalizzata per le condizioni standard della densità dell'aria pari a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .

Ogni produttore certifica la Power Curve della propria turbina e ne garantisce la rispondenza con un grado di affidabilità che varia in genere tra il 95% ed il 100%. Di questo grado di affidabilità dichiarato dai diversi produttori, se ne terrà conto nelle valutazioni delle incertezze proposte a seguire.

Come anticipato, la curva di potenza è certificata per le condizioni standard di densità dell'aria e pertanto la produzione delle turbine varia in funzione delle differenti densità delle zone di progetto e dei diversi punti di installazione in funzione delle quote altimetriche e delle altezze del mozzo. Per le analisi di produzione proposte sono stati calcolati i differenti valori di densità dell'aria ad altezza mozzo per ogni turbina sulla base della densità media del sito di progetto ottenuta attraverso le misure di lungo termine dei dati di una stazione meteorologica di Pontecagnano. A seguire sono proposte le immagini relative alle curve di potenza dei modelli di aerogeneratore considerati per le simulazioni di ottimizzazione.

VESTAS V136-4.0 4000 136.0 IO! Modes 0 & 0-0S - Calculated - Modes 0 & 0-0S - 08-2018 [MWh] 7.258 10.885 14.322 17.338 19.870 21.914  
Check value [%] 0 0 0 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 Jnr. 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 Power Cp Wind speed Ct curv

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curv
3,0	0,0	0,24	3,0	0,88
3,5	132,0	0,30	3,5	0,85
4,0	224,0	0,39	4,0	0,82
4,5	236,0	0,41	4,5	0,80
5,0	477,0	0,43	5,0	0,85
5,5	646,0	0,44	5,5	0,85
6,0	853,0	0,44	6,0	0,84
6,5	1.095,0	0,45	6,5	0,83
7,0	1.380,0	0,45	7,0	0,83
7,5	1.703,0	0,45	7,5	0,83
8,0	2.059,0	0,45	8,0	0,82
8,5	2.471,0	0,45	8,5	0,80
9,0	2.870,0	0,44	9,0	0,74
9,5	3.252,0	0,42	9,5	0,67
10,0	3.562,0	0,40	10,0	0,60
10,5	3.818,0	0,37	10,5	0,54
11,0	3.958,0	0,33	11,0	0,47
11,5	3.992,0	0,30	11,5	0,40
12,0	3.999,0	0,26	12,0	0,32
12,5	4.000,0	0,23	12,5	0,30
13,0	4.000,0	0,20	13,0	0,26
13,5	4.000,0	0,18	13,5	0,24
14,0	4.000,0	0,16	14,0	0,21
14,5	4.000,0	0,15	14,5	0,19
15,0	4.000,0	0,13	15,0	0,17
15,5	4.000,0	0,12	15,5	0,15
16,0	4.000,0	0,11	16,0	0,14
16,5	4.000,0	0,10	16,5	0,13
17,0	4.000,0	0,09	17,0	0,12
17,5	4.000,0	0,08	17,5	0,11
18,0	4.000,0	0,08	18,0	0,10
18,5	4.000,0	0,07	18,5	0,09
19,0	4.000,0	0,07	19,0	0,08
19,5	4.000,0	0,06	19,5	0,08
20,0	4.000,0	0,06	20,0	0,07
20,5	4.000,0	0,05	20,5	0,07
21,0	4.000,0	0,05	21,0	0,06
21,5	4.000,0	0,05	21,5	0,06
22,0	4.000,0	0,04	22,0	0,05
22,5	4.000,0	0,04	22,5	0,05
23,0	4.000,0	0,04	23,0	0,05
23,5	4.000,0	0,03	23,5	0,05
24,0	4.000,0	0,03	24,0	0,05
24,5	4.000,0	0,03	24,5	0,04
25,0	4.000,0	0,03	25,0	0,04
25,5	4.000,0	0,03	25,5	0,04
26,0	4.000,0	0,03	26,0	0,04
26,5	4.000,0	0,02	26,5	0,04
27,0	4.000,0	0,02	27,0	0,03

### Power and efficiency vs. wind speed

Data used in calculation, Mean air density: 1,187 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	52,1	0,22
4,0	216,0	0,39
5,0	461,7	0,43
6,0	826,2	0,44
7,0	1.336,6	0,45
8,0	2.004,7	0,45
9,0	2.784,9	0,44
10,0	3.471,6	0,40
11,0	3.905,2	0,34
12,0	3.995,8	0,27
13,0	4.000,0	0,21
14,0	4.000,0	0,17
15,0	4.000,0	0,14
16,0	4.000,0	0,11
17,0	4.000,0	0,09
18,0	4.000,0	0,08
19,0	4.000,0	0,07
20,0	4.000,0	0,06
21,0	4.000,0	0,05
22,0	4.000,0	0,04
23,0	4.000,0	0,04
24,0	4.000,0	0,03
25,0	4.000,0	0,03
26,0	4.000,0	0,03
27,0	4.000,0	0,02

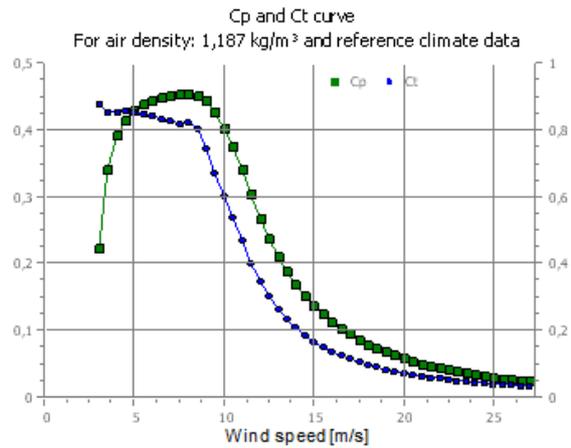
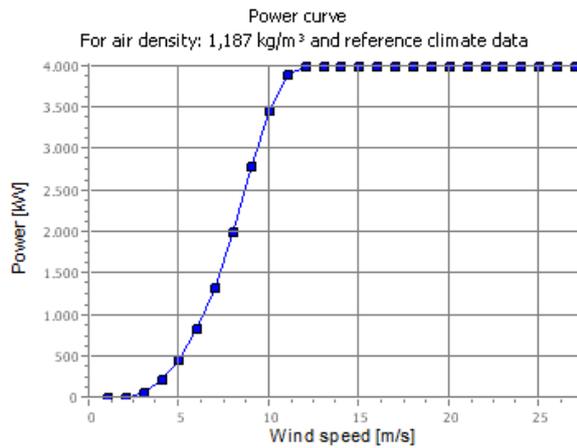


Figura 2: Curva di potenza della Vestas V136 – 4,0 MW

VESTAS V136-3.6 3600 136.0 !O! Level 0- Load Optimized Mode LO2 (HWO) - 07.02.2020 [MWh] 7.123 10.521 13.662 16.368 18.622 20.463  
Check value [%] 0 0 0 -1 -1 -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 Jnr. 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
1.0	0.0	0.00
2.0	0.0	0.00
3.0	52.2	0.22
4.0	216.2	0.39
5.0	463.0	0.43
6.0	826.9	0.44
7.0	1.337.8	0.45
8.0	2.009.3	0.45
9.0	2.778.8	0.44
10.0	3.267.0	0.39
11.0	3.571.2	0.31
12.0	3.598.1	0.24
13.0	3.600.0	0.19
14.0	3.600.0	0.15
15.0	3.600.0	0.12
16.0	3.600.0	0.10
17.0	3.600.0	0.08
18.0	3.600.0	0.07
19.0	3.600.0	0.06
20.0	3.600.0	0.05
21.0	3.600.0	0.05
22.0	3.600.0	0.04
23.0	3.600.0	0.03
24.0	3.600.0	0.03
25.0	3.600.0	0.03
26.0	3.600.0	0.02
27.0	3.595.1	0.02
28.0	3.440.0	0.02
29.0	3.049.0	0.01
30.0	2.565.0	0.01
31.0	2.090.0	0.01
32.0	1.732.0	0.01

**Power and efficiency vs. wind speed**

Data used in calculation, Mean air density: 1,188 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1.0	0.0	0.00
2.0	0.0	0.00
3.0	52.2	0.22
4.0	216.2	0.39
5.0	463.0	0.43
6.0	826.9	0.44
7.0	1.337.8	0.45
8.0	2.009.3	0.45
9.0	2.778.8	0.44
10.0	3.267.0	0.39
11.0	3.571.2	0.31
12.0	3.598.1	0.24
13.0	3.600.0	0.19
14.0	3.600.0	0.15
15.0	3.600.0	0.12
16.0	3.600.0	0.10
17.0	3.600.0	0.08
18.0	3.600.0	0.07
19.0	3.600.0	0.06
20.0	3.600.0	0.05
21.0	3.600.0	0.05
22.0	3.600.0	0.04
23.0	3.600.0	0.03
24.0	3.600.0	0.03
25.0	3.600.0	0.03
26.0	3.600.0	0.02
27.0	3.595.1	0.02
28.0	3.440.0	0.02
29.0	3.049.0	0.01
30.0	2.565.0	0.01
31.0	2.090.0	0.01
32.0	1.732.0	0.01

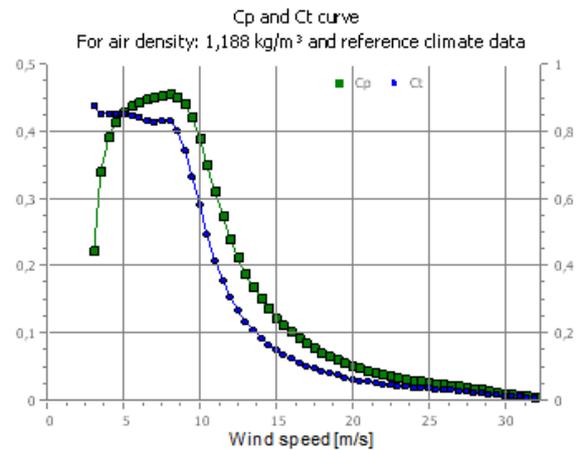
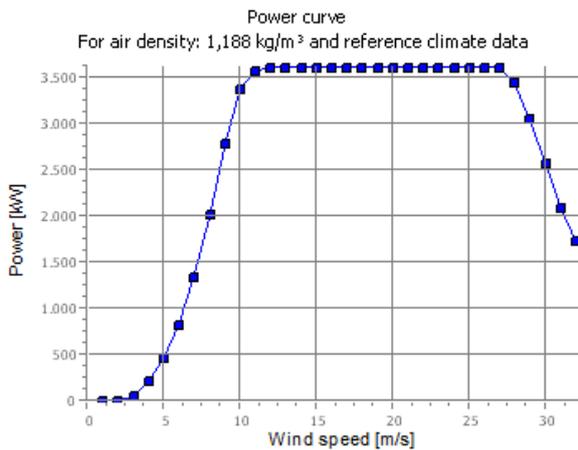


Figura 3: Curva di potenza della Vestas V136 – 3.6 MW

VESTAS V150-4.0 4000 150.0 !O! Level 0 - - Modes 0 & 0-0S - 10-2019 [MWh] 8.613 12.505 16.007 18.920 21.189 22.817  
Check value [%] -2 -2 -2 -1 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	81,0	0,28	3,0	0,89
3,5	172,0	0,37	3,5	0,85
4,0	285,0	0,41	4,0	0,83
4,5	424,0	0,43	4,5	0,83
5,0	596,0	0,44	5,0	0,82
5,5	808,0	0,45	5,5	0,82
6,0	1.061,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.360,0	0,46	6,5	0,81
7,0	1.711,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.102,0	0,46	7,5	0,80
8,0	2.518,0	0,46	8,0	0,79
8,5	3.021,0	0,45	8,5	0,76
9,0	3.471,0	0,44	9,0	0,70
9,5	3.788,0	0,43	9,5	0,62
10,0	3.937,0	0,36	10,0	0,52
10,5	3.982,0	0,32	10,5	0,44
11,0	3.999,0	0,28	11,0	0,37
11,5	4.000,0	0,24	11,5	0,32
12,0	4.000,0	0,21	12,0	0,28
12,5	4.000,0	0,19	12,5	0,24
13,0	4.000,0	0,17	13,0	0,21
13,5	4.000,0	0,15	13,5	0,19
14,0	4.000,0	0,13	14,0	0,17
14,5	4.000,0	0,12	14,5	0,15
15,0	4.000,0	0,11	15,0	0,14
15,5	4.000,0	0,10	15,5	0,13
16,0	4.000,0	0,09	16,0	0,12
16,5	4.000,0	0,08	16,5	0,11
17,0	4.000,0	0,08	17,0	0,10
17,5	4.000,0	0,07	17,5	0,09
18,0	4.000,0	0,06	18,0	0,08
18,5	3.996,0	0,06	18,5	0,08
19,0	3.971,0	0,05	19,0	0,07
19,5	3.896,0	0,05	19,5	0,06
20,0	3.773,0	0,04	20,0	0,06
20,5	3.613,0	0,04	20,5	0,05
21,0	3.416,0	0,03	21,0	0,05
21,5	3.191,0	0,03	21,5	0,04
22,0	2.929,0	0,03	22,0	0,04
22,5	2.657,0	0,02	22,5	0,03
23,0	2.377,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.085,0	0,01	23,5	0,02
24,0	1.795,0	0,01	24,0	0,02
24,5	1.570,0	0,01	24,5	0,02

**Power and efficiency vs. wind speed**

Data used in calculation, Mean air density: 1,186 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	74,9	0,26
4,0	274,9	0,41
5,0	576,8	0,44
6,0	1.027,2	0,45
7,0	1.656,2	0,46
8,0	2.467,7	0,46
9,0	3.372,7	0,44
10,0	3.895,2	0,37
11,0	3.992,8	0,29
12,0	4.000,0	0,22
13,0	4.000,0	0,17
14,0	4.000,0	0,14
15,0	4.000,0	0,11
16,0	4.000,0	0,09
17,0	4.000,0	0,08
18,0	4.000,0	0,07
19,0	3.971,0	0,06
20,0	3.773,0	0,05
21,0	3.416,0	0,04
22,0	2.929,0	0,03
23,0	2.377,0	0,02
24,0	1.795,0	0,01

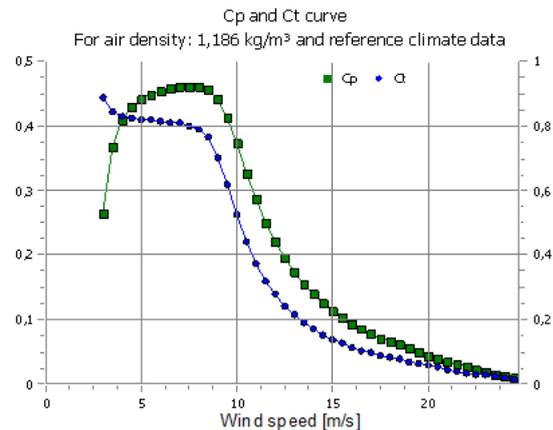
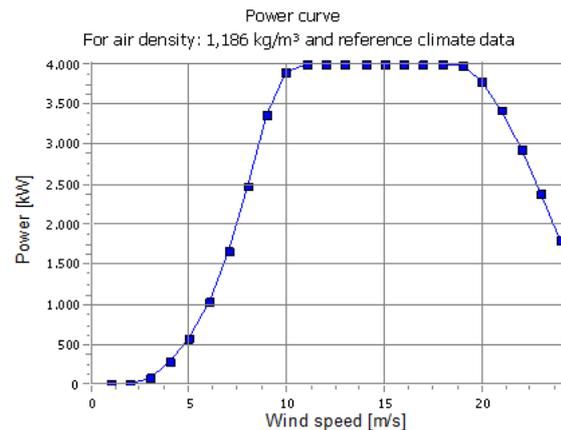


Figura 4: Curva di potenza della Vestas V150 – 4.0 MW

ENERCON E-160 EP5 4600 160.0 !O! Mode 00 - OM 0 s - 4600 kW [MWh] 9.423 13.603 17.448 20.711 23.269 25.079  
Check value [%] 2 3 3 3 4 5

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. S1171/00-0016 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
2,5	36,0	0,19	2,5	0,95
3,0	97,0	0,29	3,0	0,86
3,5	192,0	0,36	3,5	0,84
4,0	320,0	0,41	4,0	0,84
4,5	484,0	0,43	4,5	0,84
5,0	688,0	0,45	5,0	0,83
5,5	934,0	0,46	5,5	0,83
6,0	1.224,0	0,46	6,0	0,82
6,5	1.558,0	0,46	6,5	0,80
7,0	1.928,0	0,46	7,0	0,78
7,5	2.320,0	0,45	7,5	0,74
8,0	2.715,0	0,43	8,0	0,69
8,5	3.097,0	0,41	8,5	0,64
9,0	3.450,0	0,38	9,0	0,59
9,5	3.783,0	0,36	9,5	0,53
10,0	4.026,0	0,33	10,0	0,48
10,5	4.231,0	0,30	10,5	0,43
11,0	4.379,0	0,27	11,0	0,38
11,5	4.476,0	0,24	11,5	0,33
12,0	4.535,0	0,21	12,0	0,30
12,5	4.568,0	0,19	12,5	0,26
13,0	4.585,0	0,17	13,0	0,23
13,5	4.594,0	0,15	13,5	0,21
14,0	4.598,0	0,14	14,0	0,19
14,5	4.599,0	0,12	14,5	0,17
15,0	4.600,0	0,11	15,0	0,15
15,5	4.600,0	0,10	15,5	0,14
16,0	4.600,0	0,09	16,0	0,12
16,5	4.600,0	0,08	16,5	0,11
17,0	4.600,0	0,08	17,0	0,10
17,5	4.600,0	0,07	17,5	0,10
18,0	4.600,0	0,06	18,0	0,09
18,5	4.600,0	0,06	18,5	0,08
19,0	4.600,0	0,05	19,0	0,08
19,5	4.600,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.600,0	0,05	20,0	0,07
20,5	4.600,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.600,0	0,04	21,0	0,06
21,5	4.600,0	0,04	21,5	0,05
22,0	4.600,0	0,04	22,0	0,05

**Power and efficiency vs. wind speed**

Data used in calculation, Mean air density: 1,186 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	92,9	0,29
4,0	308,6	0,40
5,0	665,3	0,45
6,0	1.185,2	0,46
7,0	1.870,3	0,46
8,0	2.643,9	0,43
9,0	3.372,9	0,39
10,0	3.952,3	0,33
11,0	4.324,6	0,27
12,0	4.507,8	0,22
13,0	4.576,1	0,17
14,0	4.595,7	0,14
15,0	4.599,4	0,11
16,0	4.600,0	0,09
17,0	4.600,0	0,08
18,0	4.600,0	0,07
19,0	4.600,0	0,06
20,0	4.600,0	0,05
21,0	4.600,0	0,04
22,0	4.600,0	0,04

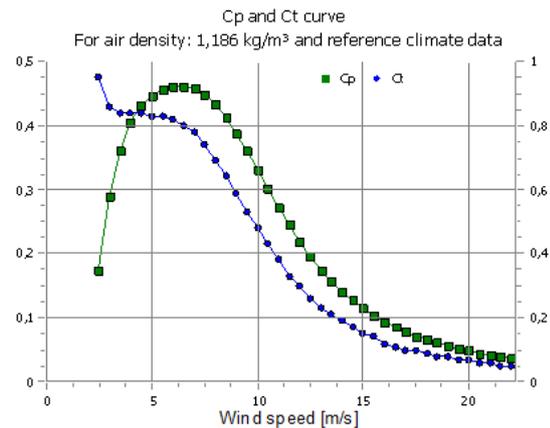
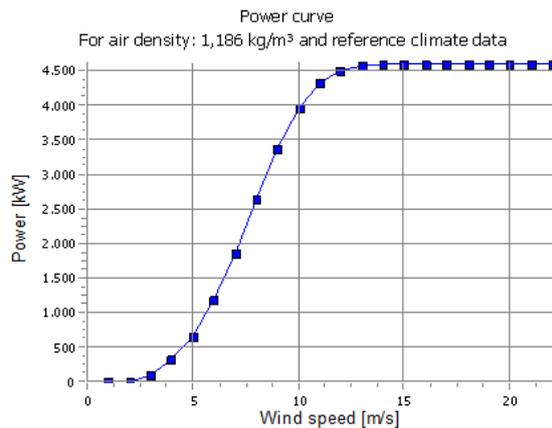


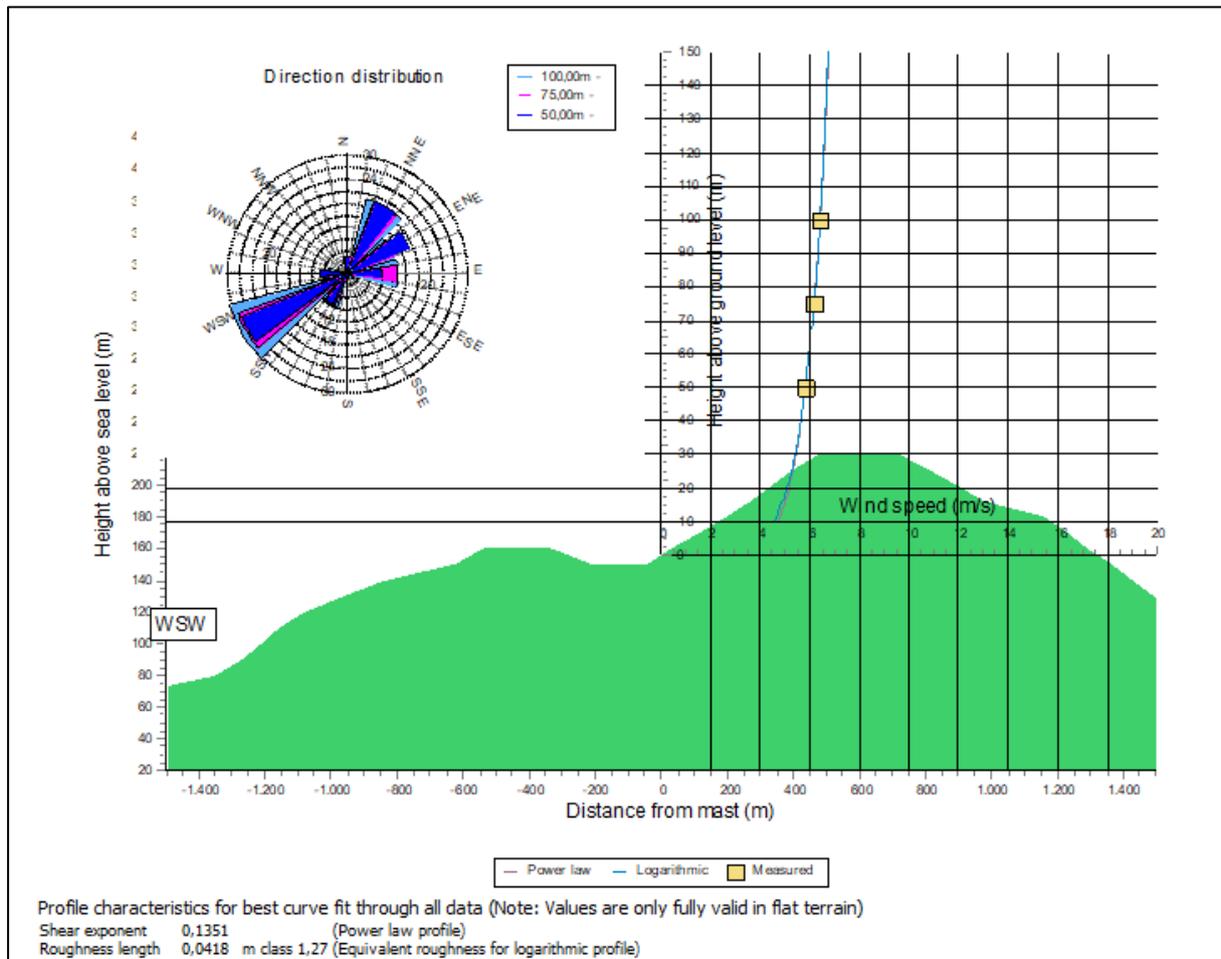
Figura 5: Curva di potenza della Enercon E160 – 4.6 MW

## 2.3 Risorsa eolica

L'area di studio è caratterizzata da una risorsa eolica non eccelsa con venti provenienti dai settori Nord Orientali e Sud Occidentali. Le informazioni di seguito illustrate sono state ricavate dal set di dati satellitare WRF-ERA5\_N40,63463\_E015,206665 a 100 m s.l.t. per l'anno 2021 e da un set di dati ERA5 trentennale. Il database in questione è da ritenersi affidabile e rappresentativo della anemologia che caratterizza l'area anche sul lungo periodo, in quanto i valori assoluti dei dati satellitari sono stati validati e ri-calibrati grazie a diversi database disponibili nel raggio di circa 10 km provenienti da stazioni di misura terrestri alte 40 m con periodo di monitoraggio superiore ai 3 anni.

I dati WRF ERA5 sono dati di ri-analisi a mesoscala derivati da dati di input ERA estrapolati con una risoluzione spaziale di  $0,03^\circ \times 0,03^\circ$  ossia di circa  $3 \times 3$  km con risoluzione temporale oraria.

Di seguito sono illustrate le distribuzioni statistiche aggregate del set di dati citato a quota 100 m s.l.t. che è stato utilizzato per sviluppare una mappa della risorsa eolica a 100 m s.l.t.



**Figura 6: Analisi delle direzioni del vento nel punto del set di dati anemometrici ad altezza 100 m s.l.t. Sono mostrate: la distribuzione generale dei dati, le direzioni del vento in energia, per velocità, e la rosa in frequenza.**

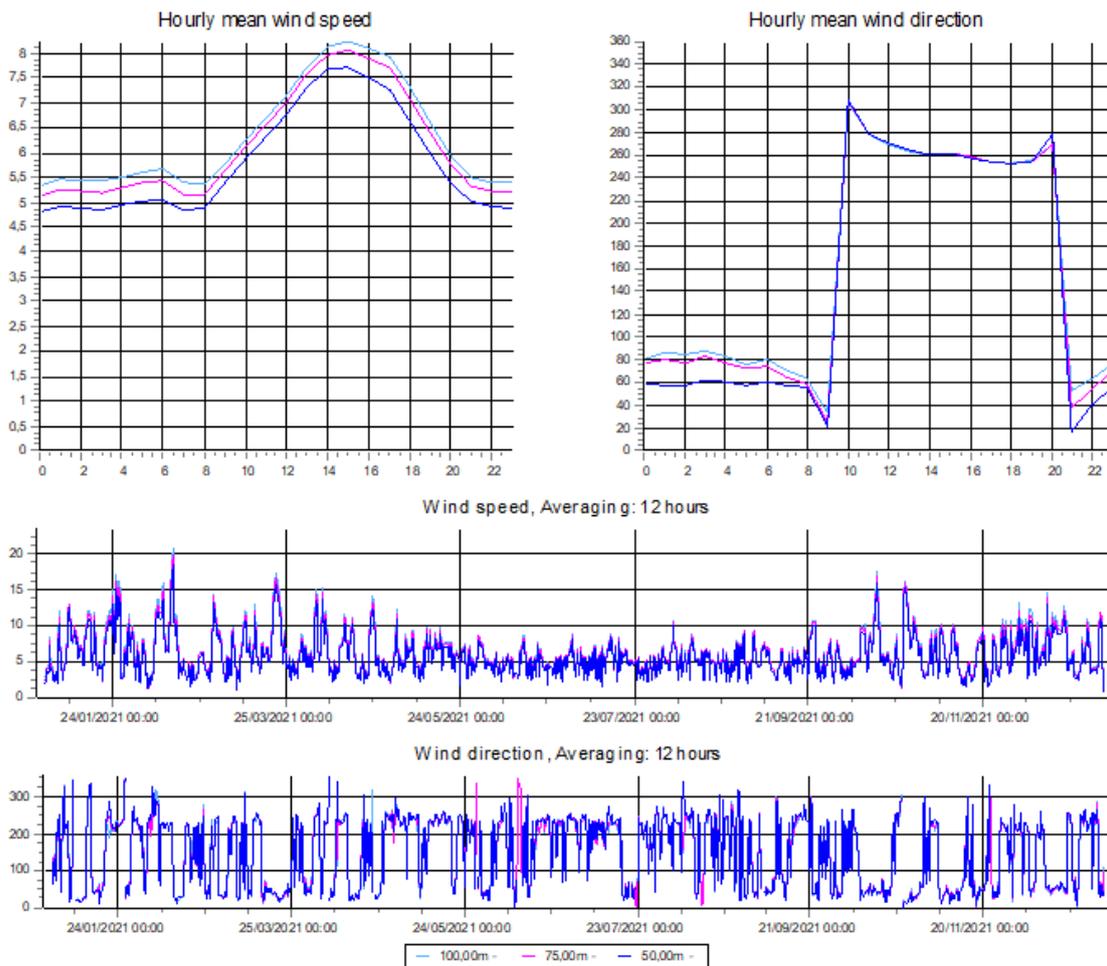
**Tabella 5: Dati numerici delle distribuzioni dei dati per settori di direzione**

**Mast:** WRF-ERA5\_N40,63463\_E015,206665; WRF-ERA5\_

Height: **100,00m** -

**Weibull data**

Sector	A [m/s]	k	f	Mean wind speed [m/s]
0-N	10,05	1,978	3,86	8,91
1-NNE	10,64	2,598	19,53	9,45
2-ENE	5,91	1,936	12,67	5,24
3-E	4,23	1,831	13,17	3,76
4-ESE	2,58	1,456	2,35	2,33
5-SSE	1,27	1,271	0,61	1,18
6-S	5,66	1,106	1,56	5,45
7-SSW	8,08	1,813	9,11	7,18
8-WSW	7,31	2,510	30,50	6,48
9-W	4,79	1,596	4,93	4,30
10-WNW	2,20	1,052	0,92	2,16
11-NNW	1,67	1,033	0,78	1,64
<b>Mean</b>	<b>7,15</b>	<b>1,724</b>	<b>100,00</b>	<b>6,37</b>

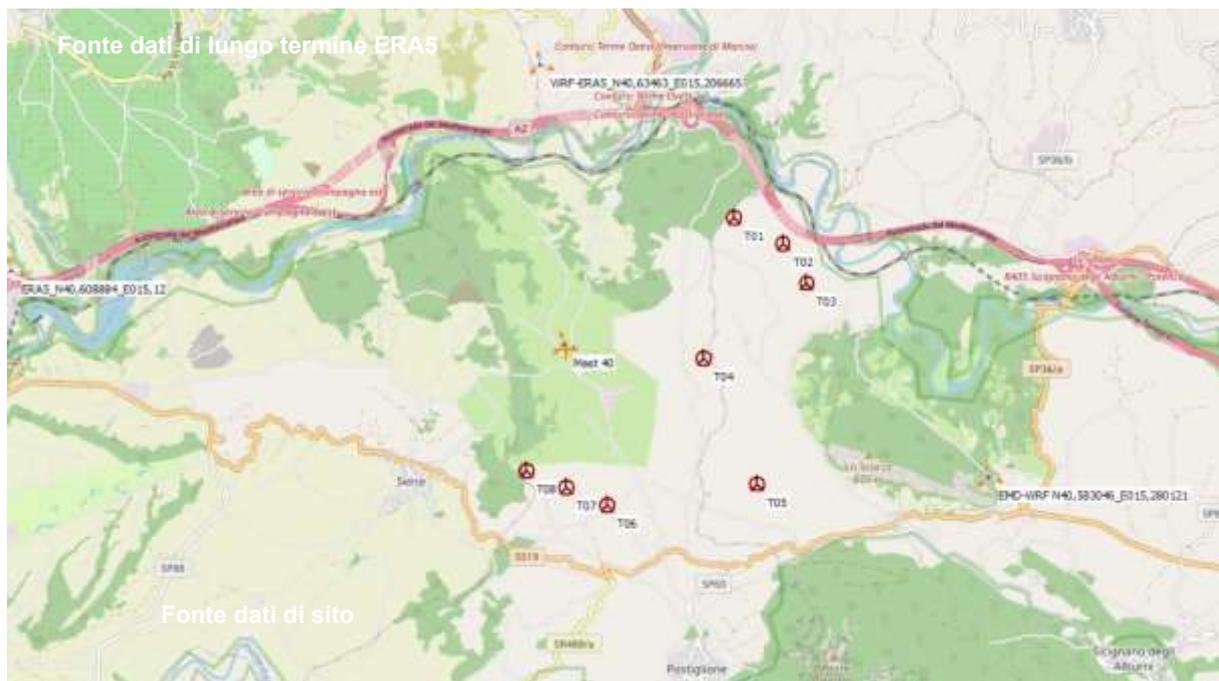


**Figura 7: Caratteristiche anemologiche, valori medi orari annui**

**Tabella 6: Caratteristiche delle stazioni di misura utilizzate per la comprensione e valutazione della climatologia del sito**

ID STAZIONE	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Data inizio misura	Data fine misura	Mesi
EMD-WRF Europe N40,583046_E015,280121	523706	4492511	270	01/01/2021	01/01/2022	12
WRF-ERA5 N40,63463_E015,206665	517476	4498219	156	01/01/2021	01/01/2022	12
ERA5 N40,608884_E015,12	510152	4495348	110	01/01/1992	31/12/2021	360

Le immagini seguenti mostrano le posizioni di tutte le stazioni riportate in tabella con la dislocazione degli aerogeneratori di progetto proposte su stralcio di ortofoto planimetrica estratta da Google Earth e nella versione priva di cartografica di base per migliorarne comprensione e visibilità.


**Figura 8: Dislocazione stazioni satellitari e fonti dati di sito**

### 3 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA ATTESA DALLA WIND FARM

Il software utilizzato per la stima di produzione prevede la possibilità di posizionare nel modello digitale utilizzato, le turbine per le quali calcolare la resa energetica attesa considerando la presenza di ostacoli, altre turbine esistenti o di futura installazione.

Per poter operare nel modo ritenuto più corretto, si è preventivamente proceduto alla estrapolazione verticale del dato di vento nel punto dell'anemometro da quota 60 m (dato misurato) a quota 95 m s.l.t.

(altezza mozzo turbine) attraverso metodologia di elaborazione del parametro di wind shear misurato ed analizzato per singolo settore di direzione e provenienza del vento e si è successivamente proceduto con un approccio di tipo "*time domain*", un calcolo a step temporali basato su misure di vento in sito o dati a mesoscala. Questo approccio offre maggiori vantaggi rispetto al classico approccio statistico con distribuzione di Weibull in quanto non tutte le condizioni possono essere descritte con una distribuzione di Weibull, inoltre le variazioni legate al tempo, come le variazioni giorno-notte e le variazioni stagionali, vengono perse perché vengono mediate.

Il calcolo nel dominio del tempo fornisce i seguenti vantaggi :

- nessun adattamento Weibull, nessuna perdita di informazioni;
- correzione della curva di potenza (densità, turbolenza, shear veer) per passo temporale;
- impostazioni del modello di scia su base temporale attraverso l'intensità di turbolenza;
- interpolazione orizzontale consentita (tra i differenti nodi a mesoscala);
- uso diretto dei dati
- comparabilità con le serie temporali di produzione;
- calcolo dettagliato delle decurtazioni;
- risultato nel dominio del tempo.

Il modulo "PARK" del software Wind Pro utilizza una funzione di trasferimento tra i punti di misura e il punto delle turbine per settori di direzione per effettuare il calcolo nel dominio del tempo. La funzione di trasferimento viene utilizzata su ogni intervallo di tempo di velocità del vento per estrapolarla al punto di calcolo. Questa operazione viene identificata come operazione di scalatura dei dati ed è implementata nel software WindPro attraverso il concetto di "*scaler*". Lo *scaler* è un processo che permette di "trasferire" il vento (e altri parametri climatici) da una posizione (ad esempio quella di una stazione di misura) a un'altra (posizione delle turbine) nel dominio del tempo. Si tratta di uno strumento di interpolazione molto complesso che utilizza diversi modelli di flusso rendendolo in grado di utilizzare più punti di misure con diverse altezze.

**Winddata for site**

Sector	Free mean wind speed [m/s]	Wake reduced mean wind speed [m/s]	Frequency [%]
0 N	7,2	7,0	3,2
1 NNE	8,3	8,1	17,2
2 ENE	4,8	4,7	14,4
3 E	3,3	3,3	14,9
4 ESE	2,0	2,0	1,9
5 SSE	1,2	1,2	0,5
6 S	4,8	4,8	1,4
7 SSW	6,5	6,4	6,4
8 WSW	5,2	5,1	32,2
9 W	3,7	3,7	6,2
10 WNW	2,1	2,1	0,9
11 NNW	1,8	1,8	0,7
All	5,3	5,2	100,0

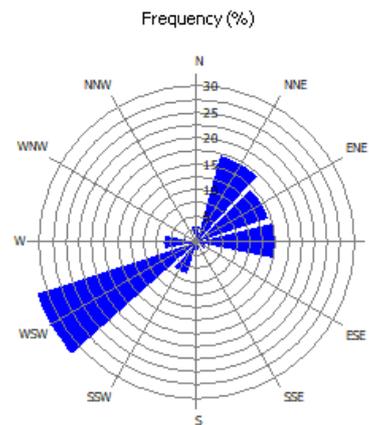
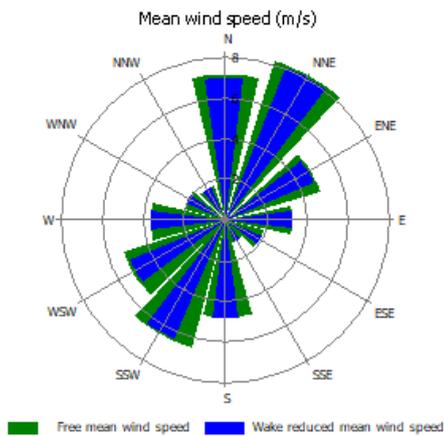
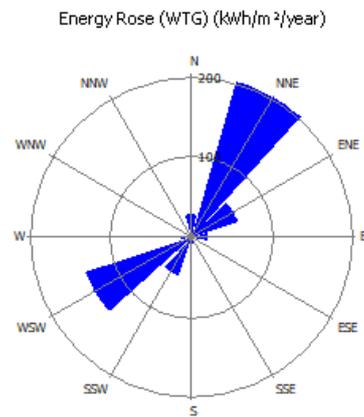
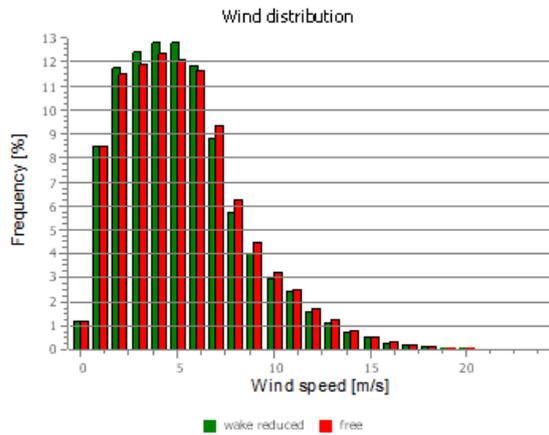


Figura 9: grafici delle caratteristiche anemologiche attese nella posizione t04 della windfarm ad altezza 112m

### 3.1 Sintesi di Producibilità

A seguire vengono mostrate in successione le tabelle di sintesi della produzione energetica attesa sul lungo periodo dalla wind farm nella configurazione che prevede diversi modelli di aerogeneratori corrispondenti a diverse ipotesi di installazione. Le tabelle proposte evidenziano i valori energetici lordi, ed al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche totali, stimate in considerazione delle potenziali mutue interferenze derivanti delle turbine già insistenti sul territorio, e dalle turbine autorizzate e di probabile futura installazione.

Da osservare che, in base alla anemologia prevista, la scelta degli aerogeneratori è ricaduta su modelli particolarmente produttivi, con grande rotore e scelti nella taglia di potenza che ne ottimizza il funzionamento.

**Tabella 7: Sintesi delle stime eseguite per le diverse ipotesi di installazione .**

Modello WT	N° WTG	Potenza Tot. [KW]	Altitudine media [m]	Produzione lorda [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	AEP Produzione annua netta [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
Vestas V136 3*3.6 MW e 4*4.0 MW	8	30.400	249	67.767	2,02	66.398	60.755	1999
VESTAS V150 8*4.0 MW	8	32.000	249	81.027	2,06	79.362	72.616	2269
Enercon E160 7*4.6 MW	7	32.200	256	78.368	1,66	77.066	70.515	2190

**Tabella 8: Stima di produzione energetica attesa dall'impianto, livelli di confidenza e probabilità di superamento nell'ipotesi di installazione del modello di turbina Vestas V136 con altezza mozzo 112 m e potenze miste di 3.6 e 4.0 MW**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore WTG Type	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzion e lorda Gross [AEP] [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,5%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]	Densità dell'aria [kg/m <sup>3</sup> ]	Sensitività	P75 10 YEAR [MWh]	P90 10 YEAR [MWh]
T01	520164	4496103	200	VESTAS V136	4.000	112,0	5,49	9.090	0,38	9.055	8.285	2071	1,187	2,10	7.686	7.146
T02	520841	4495749	192	VESTAS V136	3.600	112,0	5,13	7.578	0,82	7.515	6.877	1910	1,188	2,06	6.389	5.949
T03	521175	4495203	201	VESTAS V136	3.600	112,0	5,15	7.680	2,85	7.461	6.827	1896	1,187	2,01	6.354	5.929
T04	519749	4494153	263	VESTAS V136	3.600	112,0	5,30	8.147	4,92	7.746	7.088	1969	1,180	1,96	6.609	6.178
T05	520497	4492408	318	VESTAS V136	3.600	112,0	5,14	7.669	0,76	7.611	6.964	1934	1,173	2,15	6.448	5.984
T06	518421	4492102	300	VESTAS V136	4.000	112,0	5,43	8.960	1,79	8.799	8.051	2013	1,175	1,94	7.513	7.029
T07	517852	4492350	277	VESTAS V136	4.000	112,0	5,55	9.327	3,13	9.035	8.267	2067	1,178	1,95	7.712	7.212
T08	517302	4492586	243	VESTAS V136	4.000	112,0	5,54	9.317	1,52	9.175	8.395	2099	1,182	1,96	7.828	7.318
<b>Media</b>			<b>249</b>				<b>5,34</b>		<b>2,02</b>			<b>1999</b>	<b>1,181</b>	<b>2,02</b>	<b>7.067</b>	<b>6.593</b>
<b>Totale</b>				<b>8</b>	<b>30.400</b>			<b>67.767</b>		<b>66.398</b>	<b>60.755</b>				<b>56.534</b>	<b>52.734</b>

**Tabella 9: Stima di produzione energetica attesa dall'impianto, livelli di confidenza e probabilità di superamento nell'ipotesi di installazione del modello di turbina autorizzata Vestas V150 4.0 MW con altezza mozzo 120 m**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore WTG Type	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzion e lorda Gross [AEP] [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,5%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]	Densità dell'aria [kg/m <sup>3</sup> ]	Sensitività	P75 10 YEAR [MWh]	P90 10 YEAR [MWh]
T01	520164	4496103	200	VESTAS V150	4.000	120,0	5,54	10.723	0,40	10.680	9.772	2443	1,186	1,92	9.126	8.544
T02	520841	4495749	192	VESTAS V150	4.000	120,0	5,19	9.301	0,89	9.219	8.435	2109	1,187	1,95	7.868	7.358
T03	521175	4495203	201	VESTAS V150	4.000	120,0	5,21	9.384	3,21	9.083	8.311	2078	1,186	1,92	7.761	7.266
T04	519749	4494153	263	VESTAS V150	4.000	120,0	5,36	9.915	5,17	9.402	8.603	2151	1,179	1,87	8.048	7.549
T05	520497	4492408	318	VESTAS V150	4.000	120,0	5,20	9.420	0,84	9.341	8.547	2137	1,172	2,04	7.946	7.405
T06	518421	4492102	300	VESTAS V150	4.000	120,0	5,50	10.507	1,78	10.321	9.443	2361	1,174	1,78	8.864	8.343
T07	517852	4492350	277	VESTAS V150	4.000	120,0	5,61	10.910	2,70	10.615	9.713	2428	1,177	1,79	9.114	8.575
T08	517302	4492586	243	VESTAS V150	4.000	120,0	5,59	10.867	1,52	10.702	9.792	2448	1,181	1,80	9.185	8.638
<b>Media</b>			<b>249</b>				<b>5,40</b>		<b>2,06</b>			<b>2269</b>	<b>1,180</b>	<b>1,88</b>	<b>8.489</b>	<b>7.960</b>
<b>Totale</b>				<b>8</b>	<b>32.000</b>			<b>81.027</b>		<b>79.362</b>	<b>72.616</b>				<b>67.903</b>	<b>63.660</b>

**Tabella 10: Stima di produzione energetica attesa dall'impianto, livelli di confidenza e probabilità di superamento nell'ipotesi di installazione del modello di turbina autorizzata Enercon E 160 4.6 MW con altezza mozzo 120 m**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore WTG Type	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione e lorda Gross [AEP] [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,5%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]	Densità dell'aria [kg/m <sup>3</sup> ]	Sensibilità	P75 10 YEAR [MWh]	P90 10 YEAR [MWh]
T01	520164	4496103	200	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,54	11.693	0,40	11.646	10.656	2317	1,186	1,89	9.962	9.338
T02	520841	4495749	192	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,20	10.199	0,91	10.106	9.247	2010	1,187	1,95	8.626	8.067
T04	519749	4494153	263	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,37	10.867	4,20	10.410	9.525	2071	1,179	1,86	8.915	8.365
T05	520497	4492408	318	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,20	10.303	0,54	10.247	9.376	2038	1,172	2,01	8.727	8.142
T06	518421	4492102	300	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,50	11.509	1,56	11.330	10.367	2254	1,174	1,78	9.731	9.158
T07	517852	4492350	277	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,61	11.921	2,55	11.617	10.630	2311	1,177	1,78	9.978	9.391
T08	517302	4492586	243	ENERCON E-160	4.600	120,0	5,59	11.876	1,41	11.709	10.714	2329	1,181	1,79	10.053	9.458
<b>Media</b>			<b>256</b>				<b>5,43</b>		<b>1,66</b>			<b>2190</b>	<b>1,179</b>	<b>1,87</b>	<b>9.427</b>	<b>8.846</b>
<b>Totale</b>				<b>7</b>	<b>32.200</b>			<b>78.368</b>		<b>77.066</b>	<b>70.515</b>				<b>65.982</b>	<b>61.902</b>

### 3.2 Analisi e stima delle Perdite Tecniche

Nelle stime appena proposte sono mostrati i valori di produzione attesa al netto delle perdite tecniche stimate nel valore del 8.5 %, una quantificazione standard determinata sulla base di valori medi derivati da esperienze di impianti simili con la stessa tipologia di aerogeneratori. Le potenziali sorgenti che possono indurre perdite di produzione energetica sono note e sono state considerate come perdite tecniche nei loro valori percentuali empirici. Tali valori sono stati quindi detratti dalla produzione lorda attesa.

**Tabella 11: Dettaglio della valutazione delle perdite tecniche (Ipotesi turbine V150 h 120)**

Descrizione	Metodologia di valutazione	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]	Energia [MWh/anno]
<b>Produzione lorda</b>				<b>71.687</b>
<b>Perdite di scia</b>		<b>1,66%</b>		
Perdite di scia, tutte le WTG esistenti	Calcolato	1,66%	1.189	70.499
Perdite di scia future installazioni limitrofe	Assunzione	0,00%	-	70.499
<b>Produzione al netto delle perdite di scia</b>				<b>70.499</b>
<b>Limitazioni/Decurtazioni</b>		<b>0,50%</b>		
Wind sector management	Assunzione	0,0%	-	70.499
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Assunzione	0,5%	352	70.146
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0,0%	-	70.146
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0,0%	-	70.146
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0,0%	-	70.146
Limitazioni in potenza per avifauna e chirotteri	Assunzione	0,0%	-	70.146
Altre limitazioni	Assunzione	0,0%	-	70.146
<b>Perdite per cause Ambientali</b>		<b>0,80%</b>		
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1%	70	70.076
Perdite dovute a "icing"	Assunzione	0,2%	140	69.936
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/icing/altro	Assunzione	0,2%	140	69.795
Temperature estreme	Assunzione	0,1%	70	69.725
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,2%	140	69.585
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0,0%	-	69.585
<b>Disponibilità</b>		<b>4,00%</b>		
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0%	2.088	67.497
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5%	348	67.149
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,1%	70	67.080
Altre disponibilità	Assunzione	0,4%	278	66.801
<b>Perdite prestazionali aerogeneratore</b>		<b>0,59%</b>		
Curva di potenza	Assunzione	0,1%	67	66.735
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1%	67	66.668
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,3%	200	66.467
Altre perdite prestazionali	Assunzione	0,1%	62	66.405
<b>Perdite Elettriche</b>		<b>2,86%</b>		
Perdite elettriche	Stimata	2,8%	1.833	64.573
Consumo apparecchiature elettriche di misura	Assunzione	0,1%	66	64.506
<b>Totale perdite e limitazioni tecniche</b>		<b>8,5%</b>	<b>5.992</b>	
<b>Produzione al netto delle perdite tecniche e delle limitazioni prevista alla UP</b>	<b>64.506</b>	<b>Ore Equivalenti [MWh/MW]</b>	<b>2.304</b>	

### 3.3 Analisi delle incertezze

In merito alle altre fonti di incertezze, è noto che gli studi legati alla meteorologia, tradizionalmente basati su considerazioni probabilistiche, hanno un elevato margine di incertezza che, nonostante le più moderne tecniche di modellazione, impedisce previsioni sicure. Le principali fonti di incertezza sono di seguito elencate:

- incertezza sui dati misurati: corretta installazione degli strumenti di misura, calibrazione degli strumenti, manutenzione ai sensori, etc...;
- incertezza legata alla previsione di lungo termine sulla base di dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni);
- incertezze legate alle condizioni di ventosità nelle aree adiacenti al palo anemometrico;
- mutamenti climatici registrati negli ultimi anni.

È' chiaro che la previsione ha un grado di incertezza che è tanto maggiore quanto più limitato è l'arco temporale interessato dall'analisi, nel senso che se volessimo stimare la velocità media del vento del prossimo mese o della prossima settimana si stimerebbe un numero con un grado di incertezza elevato; il carattere di stagionalità e quindi di incertezza della risorsa eolica è tanto più ridotto quanto maggiore è l'arco temporale cui ci si riferisce.

Le incertezze afferenti alla variabile velocità sono state opportunamente riportate in incertezza energetica tramite un fattore di sensitività calcolato attraverso il software WPRO per lo specifico sito. Per quanto concerne l'incertezza legata all'oscillazione meteorologica, la stazione di sito a seguito di correlazione con il nodo satellitare avente dati di lungo termine, ha consentito una buona stabilizzazione della velocità media stimata al mozzo degli aerogeneratori sul lungo periodo, con forte riduzione di tale incertezza sebbene nella valutazione complessiva è stata comunque tenuta in conto l'incertezza relativa alla variabilità del vento su basi temporali di 1 e 10 anni. Le più recenti pubblicazioni del settore, individuano l'oscillazione sui valori di velocità media nell'arco temporale di un anno intorno ad un valore del 6% mentre l'oscillazione sui valori di velocità media riferiti ad una media di dieci anni è invece di circa il 2%

Con le incertezze calcolate è stato inoltre possibile valutare le probabilità di superamento di un assegnato valore di produzione (calcolo dei percentili) come già riportato nelle tabelle proposte. I percentili su base annua forniscono una indicazione del peggio che ci si possa attendere in un anno particolarmente sfavorevole; i percentili su base decennale sono quelli da utilizzare per le analisi finanziarie in quanto danno un'indicazione di cosa accade alle producibilità con trend sfavorevole su base di lungo periodo, in relazione a tutti i parametri di incertezza che hanno concorso nella stima, primo fra tutti, l'oscillazione meteorologica.

**Tabella 12: Sensività risultante e dettaglio della valutazione delle incertezze calcolate con il valore di Sensitivity ottenuto (Ipotesi turbine V150 h 120)**

<b>Valutazione delle incertezze</b>			
<b>Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])</b>		<b>1,88</b>	
<b>Incerteza Parametri Anemologici</b>	<b>Inc. V. vento [%]</b>	<b>Inc. Energia [%]</b>	<b>Inc. Energia [MWh]</b>
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	1,50	2,83	2.242
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	1,50	2,83	2.242
Variabilità annuale Vm	6,00	11,30	8.970
Variabilità decennale Vm	1,90	3,57	2.837
Variabilità Futura Trend Ventosità	0,50	0,50	397
Parametri Anemologici/Altro	0,50	0,50	397
<b>Incerteza Modello di flusso e di simulazione</b>			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,50	2,83	2.242
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,50	2,83	2.242
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,50	2,83	2.242
<b>Incerteza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione</b>			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,50	4,71	3.737
Sistemi di misura	1,50	2,83	2.242
Produzione energetica/Altro	1,50	2,83	2.242
<b>Totale incerteza base 1 anno</b>	<b>7,65</b>	<b>14,36</b>	<b>11.399</b>
<b>Totale incerteza base 10 anni</b>	<b>5,11</b>	<b>9,56</b>	<b>7.585</b>