

Regione BASILICATA
Provincia di Matera
COMUNE di IRSINA



IMPIANTO EOLICO
"Sant'Eufemia"

PROGETTO DEFINITIVO

Cod. Prog : IRS 2

Cod. Elab.: A.5

SCALA =
DATA: Agosto 2023

Relazione specialistica
Studio anemologico

PROPONENTE

WINDERG

Winderg s.r.l.

via Trento, 64
20871 - Vimercate (MB)
P.IVA 04702520968

WINDERG s.r.l.
Presidente e Amministratore Delegato
Dott. Michele Giambelli

INCARICO



Via Enrico Fermi, 38
85021 Avigliano (PZ)
Tel. 0971.700637
mail: adr_srls@virgilio.it
A.U : Ing. Rocco Sileo

A.D.R. srls
Via Enrico Fermi, 38
85021 AVIGLIANO (PZ)
C.F. e P.IVA 02022800763

PROGETTISTA:

Dott. Ing. Rocco SILEO



Rev	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	01/08/2023	I emissione	Romaniello	Sileo	Winderg S.r.l

Sommario

1	INTRODUZIONE	3
2	LAYOUT DI PROGETTO	3
3	SINTESI DEI RISULTATI DEL PROCESSO DI STIMA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIA ANNUA (AEP).....	4
4	REQUISITI TECNICI MINIMI	5
5	MODELLO DI CALCOLO.....	7
5.1	<i>MODELLO DIGITALE DEL TERRENO.....</i>	<i>9</i>
5.2	<i>MAPPA DI RUGOSITA'.....</i>	<i>9</i>
5.3	<i>DENSITA' DELL'ARIA</i>	<i>10</i>
5.4	<i>CALIBRAZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE</i>	<i>10</i>
6	STAZIONE DI MISURA	12
7	ANALISI DATI ANEMOMETRICI.....	28
7.1	<i>DISPONIBILITÀ DEI DATI MISURATI</i>	<i>28</i>
7.2	<i>STATISTICA DEL VENTO</i>	<i>30</i>
7.3	<i>CORRELAZIONE DI LUNGO TERMINE.....</i>	<i>31</i>
7.4	<i>CALCOLO DEL FATTORE DI SCALA.....</i>	<i>33</i>
7.5	<i>STATISTICA DEL VENTO DEI DATI DI SITO STORICIZZATI.....</i>	<i>33</i>
8	CURVA DI POTENZA.....	34
9	PERDITE TECNICHE.....	36
10	CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ANNUA (AEP).....	37
10.1	<i>PERDITE DI SCIA.....</i>	<i>37</i>
11	CONCLCUSIONI	38
12	Allegati	39
12.1	<i>ANALISI DATI VENTO – STAZIONE ANEMOMETRICA MM-95m.....</i>	<i>39</i>
12.2	<i>WINDPRO PARK result con la turbina Vestas V172</i>	<i>41</i>

1 Introduzione

Di seguito è riportata la stima media annua di energia elettrica prodotta per un impianto eolico denominato "Sant'Eufemia" costituito da 7 turbine in progetto nel comune di Irsina nella provincia di Matera. La turbina considerata nella simulazione è la Vestas V172 con potenza nominale da 7,2MW, diametro rotore da 172 m e altezza mozzo da 125m.

Per il calcolo della stima di produzione media annua ci si è avvalsi di una stazione anemometrica installata nel comune di Lavello storicizzata con i dati di rianalisi ERA5.

2 Layout di progetto

La seguente tabella mostra le coordinate UTM WGS84 del parco eolico in progetto

Denominazione	Est [m]	Ovest [m]	h s.l.m [m]
A01	599361	4517664	324
A02	599992	4518151	353
A03	600494	4518934	431
A04	601176	4519152	364
A05	602405	4519533	403
A06	603218	4520314	372
A07	603936	4520620	320

Tabella 1: Coordinate UTM WGS84 delle turbine in progetto nel territorio comunale di Irsina.

La seguente immagine estratta da Google Earth mostra il layout dell'impianto in progetto.



Figura 1: Layout di progetto

3 Sintesi dei risultati del processo di stima della produzione di energia media annua (AEP)

I dati misurati dalla stazione anemometrica installata nel comune di Lavello con altezza massima di 95 m s.l.t., che chiameremo MM-95m, evidenzia una buona risorsa eolica i cui valori misurati e quelli stimati ad altezza mozzo di 125 m sono riportati nella seguente tabella.

Stazione di misura	Velocità media misurata all'altezza di 89,5m (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata all'altezza di 89,5m (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata ad altezza mozzo di 125 m in posizione baricentrica dell'impianto eolico (Weibull) [m/s]
MM 95m	5,25	5,34	5,83

Tabella 2: Velocità medie annue nelle posizioni della stazione di misura e dell'impianto eolico.

Come si evince dalla tabella sopra la velocità media storicizzata su 27 anni e stimata ad altezza mozzo di 89,5 m è all'incirca di 5,34 m/s nel punto d'installazione della stazione di misura e raggiunge un valore medio a livello di wind farm pari a 5,83 m/s.

Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alla mutua interferenza delle turbine, il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard e le perdite tecniche stimate da valori di letteratura pari all'incirca a 6%.

TIPOLOGIA DI PERDITA	STIMA % DELLA PERDITA
Disponibilità windfarm	3 %
Rete e stazione di connessione	2,5 %
Isteresi, ghiaccio e degradazione pala	0,5 %

Tabella 3: Dettaglio delle perdite tecniche sottratte alla stima di produzione energetica media annua.

La tabella seguente riporta la stima di producibilità media annua in termini di energia prodotta e di ore annue equivalenti.

WTG	Loc. Est [m]	Loc. Nord [m]	Turbina	Potenza [KW]	Altitudine s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Net AEP [GWh]	Perdite scia [%]	Net AEP - 6% [GWh]	Vel. media [m/s]	Ore equivalenti [MWh/MW]
1	599361	4517664	VESTAS V172	7200	323,9	125,0	18,206	0,36	17,113	6,14	2377
2	599992	4518151	VESTAS V172	7200	352,9	125,0	17,433	4,33	16,387	6,13	2276
3	600494	4518934	VESTAS V172	7200	431,2	125,0	21,787	1,85	20,480	6,86	2844
4	601176	4519152	VESTAS V172	7200	364,4	125,0	18,124	4,64	17,037	6,27	2366
5	602405	4519533	VESTAS V172	7200	402,9	125,0	20,052	2,99	18,849	6,58	2618
6	603218	4520314	VESTAS V172	7200	371,9	125,0	19,320	2,75	18,160	6,43	2522
7	603936	4520620	VESTAS V172	7200	320,0	125,0	18,350	3,86	17,249	6,27	2396
Valori medi								2,97	17,896	6,38	2486
Totale				50400			133,271		125,275		

Tabella 4: Stima di producibilità media annua dell'impianto eolico di progetto con le turbine Vestas V172 da 7.2 MW di potenza e 125 m di mozzo s.l.t.

Il valore medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla **potenza nominale è pari a 2486 ore/anno** con una produzione di **energia totale annua pari a 125,275 GWh**, in linea con le produzioni medie annue di altri siti installati sempre in provincia di Matera, evidenziando una buona risorsa eolica la cui rosa dell'energia (figura seguente) mostra una direzione predominante mediamente a 45° nel quadrante di NW con componenti minori dai quadranti di SE.

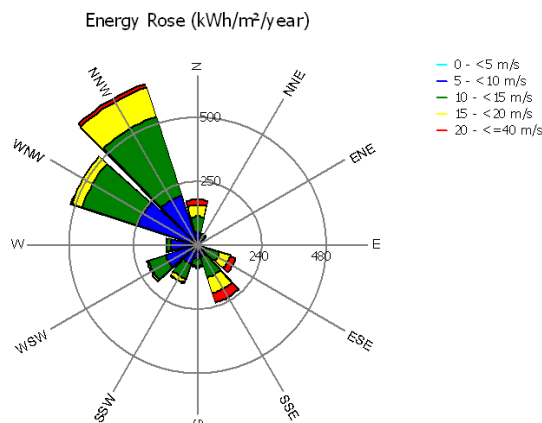


Figura 1: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

4 Requisiti tecnici minimi

I progetti per la realizzazione di impianti eolici di grade generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti requisiti minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
Il calcolo del profilo del vento stimato grazie ai dati della stazione di misura MM-95 mostra che il vento a 25 m dal suolo è pari a 4,46 m/s come mostra la figura 2.
- b) Ore equivalenti di funzionamento di un aerogeneratore non inferiore a 2000 ore;
Le ore equivalenti stimate per l'impianto eolico in progetto sono pari a 2489 ore/anno.
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,15 kWh/(anno*mc), come riportato nella formula seguente

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,15 [kWh / (anno \cdot m^3)]$$

Dove

E = Energia prodotta dalla turbina [KWh/anno]. Nel caso di un impianto eolico costituito da più di una turbina è stata considerata la produzione media dell'impianto eolico

D = Diametro del rotore [m]

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espresso in m), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

Di seguito il calcolo della densità volumetrica annua che è superiore al valore limite di 0,15

E	17896405	kWh
Hub	125,0	m
D	172	m
R	86	m
H	211,0	m
Ev	0,159	

Tutti i requisiti tecnici minimi sono soddisfatti.

STUDIO ANEMOLOGICO

Site Data MM-95 - Storic
Site coordinates UTM (north)-WGS84 Zone: 33 East: 566.827 North: 4.541.943

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
 Air density calculation method
 Height dependent, temperature from climate station
 Station: POTENZA V3 2014
 Base temperature: 10,5 °C at 843,0 m
 Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
 Air density for Site center in key hub height: 490,0 m + 50,0 m = 1,159 kg/m³ -> 94,6 % of Std
 Relative humidity: 0,0 %

All sectors

Height	Mean wind speed [m/s]	A- parameter [m/s]	k- parameter	Wind energy [kWh/m ²]	Yield [MWh]	Yield change [MWh]
5						
10						
15						
20	4,37	3,4	0,68	1.183	6.184	-4.057
25	4,46	4,3	0,94	1.248	6.640	-3.600
30	4,55	4,8	1,17	1.299	7.029	-3.212
35	4,64	5,0	1,33	1.339	7.368	-2.872
40	4,72	5,2	1,45	1.372	7.672	-2.569
45	4,80	5,3	1,53	1.399	7.946	-2.294
50	4,87	5,4	1,60	1.421	8.198	-2.042
55	4,94	5,5	1,66	1.441	8.432	-1.808
60	5,00	5,6	1,71	1.458	8.651	-1.590
65	5,07	5,7	1,75	1.473	8.857	-1.384
70	5,13	5,8	1,79	1.488	9.052	-1.188
75	5,18	5,8	1,83	1.501	9.239	-1.001
80	5,24	5,9	1,87	1.515	9.419	-821
85	5,29	6,0	1,90	1.528	9.592	-648
90	5,34	6,0	1,94	1.540	9.744	-496
95	5,39	6,1	1,97	1.556	9.924	-316
100	5,44	6,1	2,01	1.569	10.084	-156
105	5,48	6,2	2,04	1.584	10.240	0
110	5,53	6,2	2,07	1.598	10.394	153
115	5,57	6,3	2,10	1.612	10.544	304
120	5,62	6,3	2,13	1.627	10.693	452
125	5,66	6,4	2,16	1.641	10.839	599
130	5,70	6,4	2,19	1.656	10.983	743
135	5,74	6,5	2,22	1.671	11.126	885
140	5,78	6,5	2,25	1.686	11.266	1.026
145	5,82	6,6	2,28	1.701	11.406	1.165
150	5,86	6,6	2,31	1.715	11.544	1.303
155	5,89	6,6	2,33	1.730	11.680	1.440
160	5,93	6,7	2,36	1.746	11.815	1.575
165	5,96	6,7	2,39	1.761	11.949	1.709
170	6,00	6,8	2,42	1.776	12.082	1.842
175	6,03	6,8	2,44	1.791	12.214	1.974
180	6,07	6,8	2,47	1.806	12.345	2.104
185	6,10	6,9	2,49	1.821	12.474	2.234
190	6,13	6,9	2,52	1.836	12.603	2.363
195	6,17	6,9	2,54	1.852	12.731	2.490
200	6,20	7,0	2,57	1.867	12.857	2.617

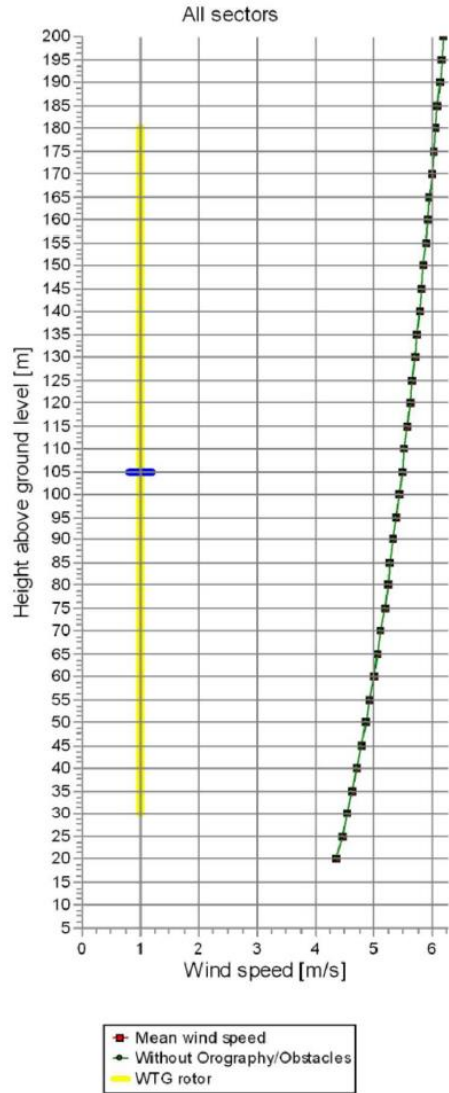


Figura 2: Profilo del vento stimato con i dati della stazione di misura MM-95m

5 Modello di calcolo

Il programma utilizzato per le stime e le simulazioni di seguito esposte, è WindPRO con implementazione di WASP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibili sul mercato. Il software è stato impiegato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è sinteticamente tracciato nei seguenti punti:

- **I Dati di input** necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
 - ✓ L'orografia della zona interessata introdotta attraverso un modello digitale del terreno con curve iso-livello.
 - ✓ I dati sul vento (velocità, direzione e deviazione standard per la stima della turbolenza) di almeno un punto dell'area considerata, in periodi su base annuale completi per evitare effetti dovuti alla stagionalità della misura
 - ✓ Caratteristiche di "rugosità" del terreno, definita attraverso progetti che studiano la copertura del suolo e da cui si possono derivare le informazioni sulla rugosità come il progetto Corine Land Cover (CLC), nato a livello europeo specificamente per il rilevamento e il monitoraggio delle caratteristiche di copertura e uso del territorio, con particolare attenzione alle esigenze di tutela ambientale.
 - ✓ Eventuali ostacoli
- **L'output** è costituito dal cosiddetto WindAtlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e calcolare la producibilità media annua di una singola macchina o di una intera wind farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

Nel dettaglio il modello WASP è composto da un set di modelli numerici che hanno il compito di correggere le misure anemometriche al fine di ottenere una climatologia del vento della zona considerata.

Questi modelli sono:

- **Il modello per la stabilità:** si basa su alcune correzioni da apportare al profilo logaritmico del vento al mutare delle condizioni di stabilità atmosferica e richiede come input le medie climatologiche e gli scarti quadratici medi del flusso di calore superficiale. Il modello è derivato dalla legge di resistenza geostrofica ed il profilo del vento è derivato da una espansione del primo ordine dell'espressione del flusso di calore sensibile per condizioni di neutralità atmosferica
- **Il modello per il cambio di rugosità:** si basa su alcune correzioni da apportare al campo dei venti nel caso in cui il terreno non è omogeneo. In questo caso al terreno sono assegnate delle lunghezze di rugosità in modo tale che il flusso del vento, passando tra due superfici disomogenee, è calcolato da considerazioni sullo stato limite superficiale. Tale modello gioca un ruolo sostanziale nella stima di producibilità di una wind farm in quanto stabilisce quale debba essere il fattore di crescita della velocità del vento con

l'altezza. Risulta fondamentale dunque riprodurre in maniera rigorosa le caratteristiche di rugosità della zona in esame introducendo una mappa di rugosità del territorio

- **Il modello per l'effetto-barriera:** entra in gioco considerando gli effetti di attrito causati dalla resistenza aerodinamica dovuta ad eventuali ostacoli con dimensioni variabili vicini all' anemometro o al sito eolico. Infatti è noto come in prossimità di un ostacolo, a distanze o quote comparabili con la sua altezza, il profilo del vento ne viene perturbato. Questo modello permette così di "pulire" il dato anemometrico eliminando questi effetti.
- **Il modello per l'orografia:** utilizzato per correggere i dati del vento da effetti dovuti alle disomogeneità del terreno circostante; in questo caso vengono calcolati gli effetti indotti dalle variazioni altimetriche del terreno intorno alla stazione di misura

Di seguito il diagramma di flusso sintetico ed esplicativo del processo di calcolo nella stima della climatologia del vento nella zona considerata.

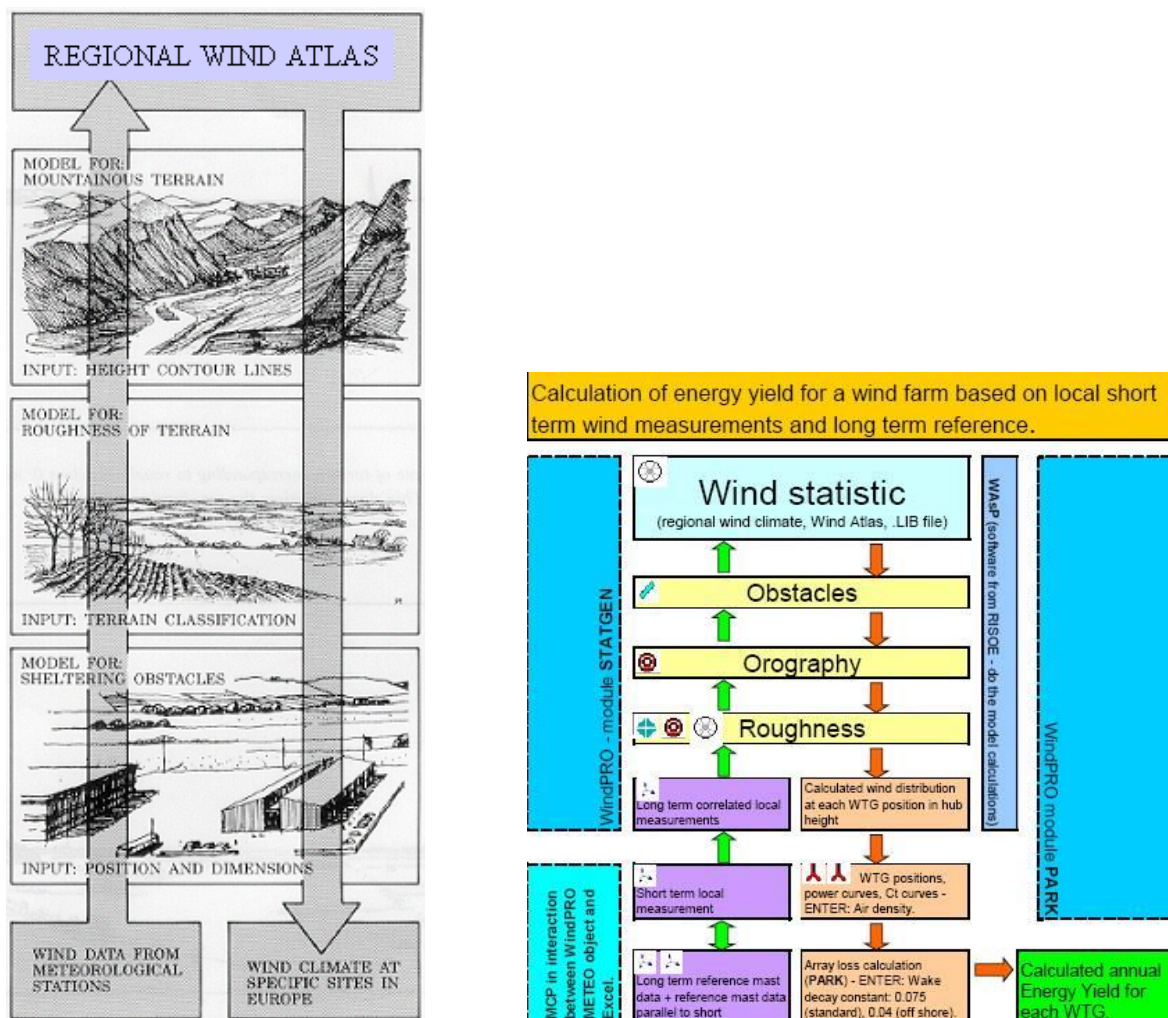


Figura 3: Diagramma di flusso del programma WASP/WindPRO

Il software WindPRO utilizza come piattaforma di calcolo WASP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze.

5.1 Modello digitale del terreno

Come base del modello digitale del terreno sono state utilizzate le curve SRTM Dataset (Shuttle Radar Topography Mission) con passo in altezza di 10 m direttamente disponibili con il software WindPRO. L'estensione del modello digitale è di 40X40 km centrato sul baricentro del sito d'impianto.

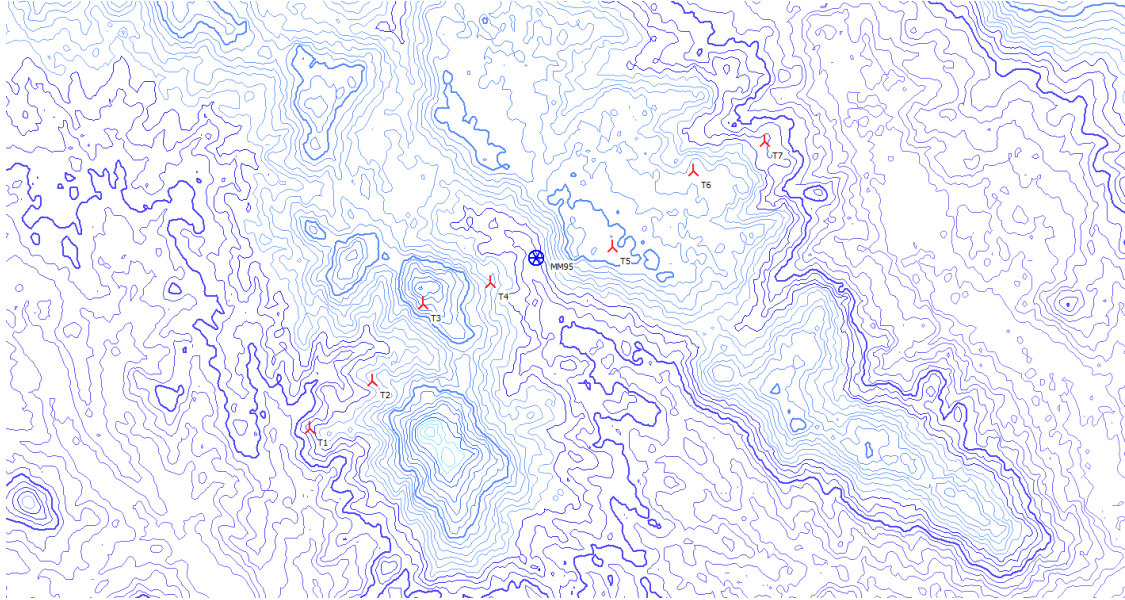


Figura 4: Modello digitale del terreno

5.2 Mappa di rugosità

La rugosità terrestre superficiale è determinata principalmente dall'altezza e dal tipo di vegetazione e dalla presenza o meno di edifici ed altre costruzioni. La rugosità ha un impatto importante nella determinazione della risorsa eolica ad altezza mozzo delle turbine. La mappa di rugosità ha un'estensione di 40X40 km ed è stata ricavata dai dati del progetto "Corine Land Cover 2000".

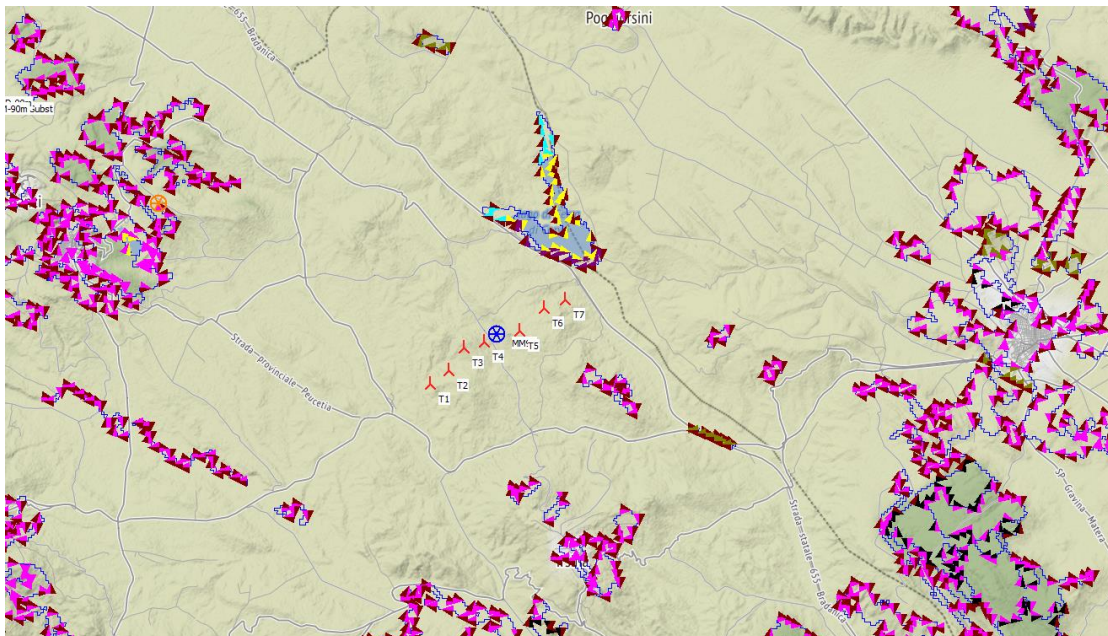


Figura 5: Modello digitale della rugosità derivata dal progetto Corine Land Cover 2000

5.3 Densità dell'aria

Per ogni posizione delle turbine del layout di progetto è stata stimata la densità dell'aria ad altezza mozzo in base alla quota e ai dati climatici disponibili in WINDPRO dalla stazione climatica di Potenza che è localizzata a circa 30 km dal sito d'impianto in direzione sud.

La stima di producibilità è stata calcolata tenendo in conto il deficit produttivo dovuto alla densità del sito leggermente inferiore a quella standard di $1,225 \text{ kg/m}^3$ con cui viene corretta la curva di potenza dell'aerogeneratore. La densità del sito è mediamente pari a $1,164 \text{ kg/m}^3$.

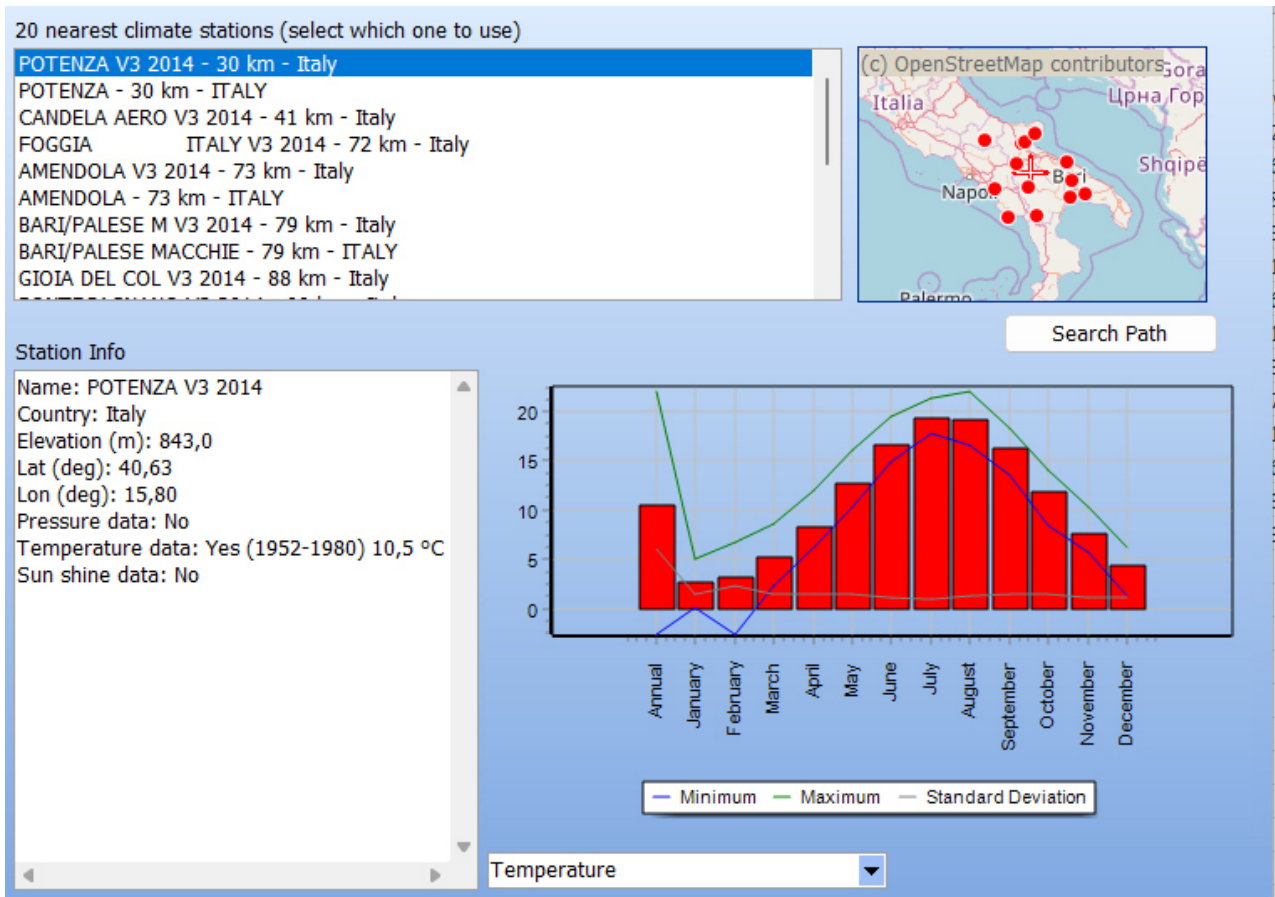


Figura 6: Data base climatico di Potenza disponibile in Windpro

5.4 Calibrazione del modello di simulazione

In generale il modello di calcolo Windpro/WASP viene calibrato controllando il profilo del vento verticale stimato da WASP in modo da accordarsi a quello misurato in sito dalle stazioni anemometriche presenti e verificando in un secondo momento il grado di approssimazione del modello stesso nel predire la risorsa eolica misurata in sito.

In dettaglio il processo di calibrazione avviene settando alcuni parametri all'interno del software di calcolo WASP che agiscono direttamente sul profilo verticale del vento calcolato e variando le altezze di calcolo del Wind Atlas:

1. Modifica dei parametri che influiscono sul profilo verticale del vento

E' possibile settare due parametri che influiscono sulla stabilità e il grado di turbolenza del profilo del vento verticale nel modello di calcolo:

- **Offset Heatflux over land:** regola la stabilità del profilo in termini di valor medio del vento. Il valore di default è pari a -40
- **RMS heatfkux over land:** è un indice del grado di variabilità intorno al valore medio e quindi della turbolenza all'interno di un profilo. Il valore di default è pari a 100 che indica condizioni piuttosto variabili intorno al vento medio.

2. Modifica delle altezze di calcolo del Wind Atlas

Oltre alla modifica dei suddetti parametri può essere settato il range di quote alle quali stimare il "Wind Atlas" (la statistica del vento) inserendo le altezze dei mozzi delle turbine per le quali viene stimata la produzione media annua di energia. In questo modo si evitano errori di estrapolazione che il modello compie quando le altezze dei mozzi delle turbine non coincidono con quelle del Wind Atlas.

Come termine di confronto per la calibrazione del modello di calcolo il software mette a disposizione la possibilità di calcolare il profilo verticale del vento dai dati misurati dalle stazioni anemometriche di sito sia secondo la formula logaritmica che secondo il profilo della legge di potenza. Il profilo logaritmico è l'approssimazione migliore per lo strato limite terrestre e varia sia con la turbolenza meccanica originata dalla rugosità superficiale che da quella di origine termica. Il profilo del vento secondo la legge di potenza può essere stimato direttamente attraverso due misure di vento a due quote diverse. In questo caso i due profili sono stati stimati partendo dai dati anemometrici di sito misurati a 49,5 m e 89,5 m della stazione anemometrica MM-95m. Nel caso oggetto di studio non sono state apportate modifiche e sono stati lasciati i valori di default.

Di seguito vengono riportati i parametri di WASP e il risultato in termini di confronto tra il profilo di WASP e i profili logaritmico e di potenza:

- Offset Heatflux over land= 0
- RMS heatfkux over land = 100
- Altezze per il Wind Atlas = 100m, pari all'incirca all'altezza mozzo di 105 m delle turbine previste per l'impianto eolico oggetto di studio.

Il grafico seguente mostra la sovrapposizione del profilo verticale calcolato da WASP (in rosso) con i profili logaritmico e di potenza stimati dai dati della stazione di misura di riferimento.

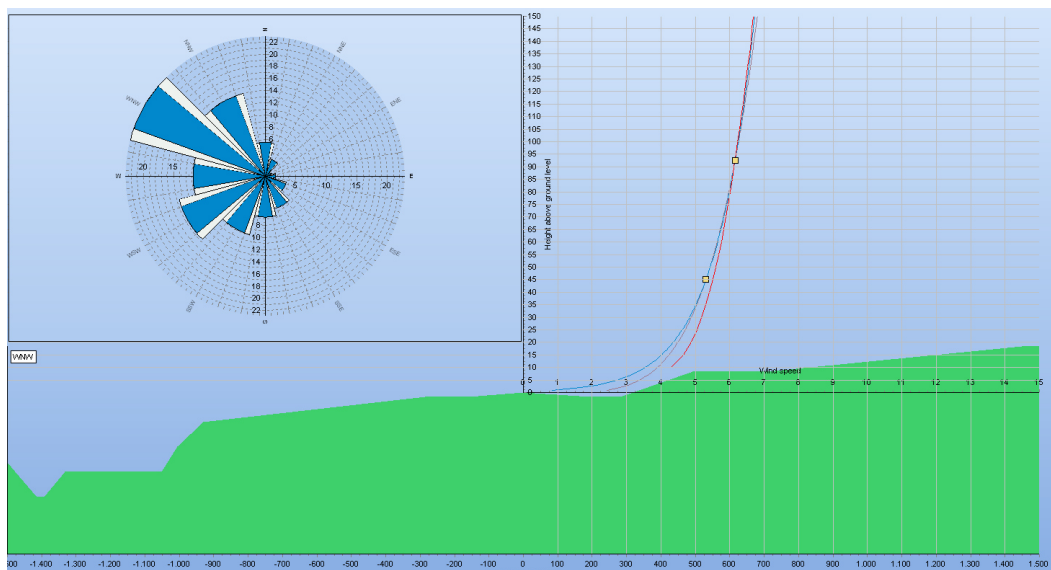


Figura 7: Confronto profilo di WASP con i profili logaritmico e di potenza

La verifica della calibrazione del modello è stata eseguita con il tool Cross Predict presente in WindPRO utilizzando come dati di input i dati vento misurati a 89,5 m dalla stazione anemometrica installata nel comune di Lavello dopo essere stati filtrati e storicizzati. Attraverso i dati di input il modello di calcolo stima il vento medio proprio nella posizione e all'altezza della stazione anemometrica confrontando il valore ottenuto con quello reale misurato. La seguente immagine mostra il risultato di verifica del processo di calibrazione dove il valore di A[%] è la variazione della stima del vento medio rispetto a quello misurato ed è pari a 0% evidenziando un processo di stima affidabile con un errore percentuale pari a 0%.

Predicted at	Description	Height ID	Height [m]	Displacement height [m]	Site data object	Measured wind speed [m/s]	A	A [%]
A	MM-95m Stori	89,50m -	89,5	0,0	12 Sectors MM-95m M	5,34	<input checked="" type="checkbox"/>	0,0

Figura 8: Risultato del processo di calibrazione del modello.

6 Stazione di misura

La stima della risorsa eolica per il sito in esame è stata calcolata con i dati anemometrici misurati dalla stazione anemometrica installata nel comune di Lavello con altezza massima di 95 m installata alle coordinate riportate nella seguente tabella.

Stazione di misura	Altezza torre [m]	Coordinate UTM WGS84		Quota s.l.m. [m]	Distanza dal sito [m]
		Est [m]	Nord [m]		
MM-95m	95	566827	4541943	342	41.000

Tabella 5: Stazione anemometria di sito

La stazione anemometrica è stata installata il 5 aprile 2018 e dispone di 3 altezze di misura a 92,5m, 89,5m e 45m ed è equipaggiata con 3 anemometri calibrati modello VectorA100M per la misura della velocità del vento e due sensori di direzione modello VectorW200P. La tabella seguente riporta la configurazione della torre anemometrica.

Item	Tipo Sensore	N. Serie	Altezza misura [m]	Orientamento braccio porta sensore (rispetto al Nord)
Anemometro	VectorA100M Calibrato	3884	92,5	14
Anemometro	VectorA100M Calibrato	3886	89,5	10
Anemometro	VectorA100M Calibrato	3889	45	194
Banderuola	VectorW200P	61927	89,5	190
Banderuola	VectorW200P	61928	45	130
Data Logger	Campbel CR3000	10639	/	/

Tabella 6: Configurazione torre anemometrica di sito denominata MM-95m

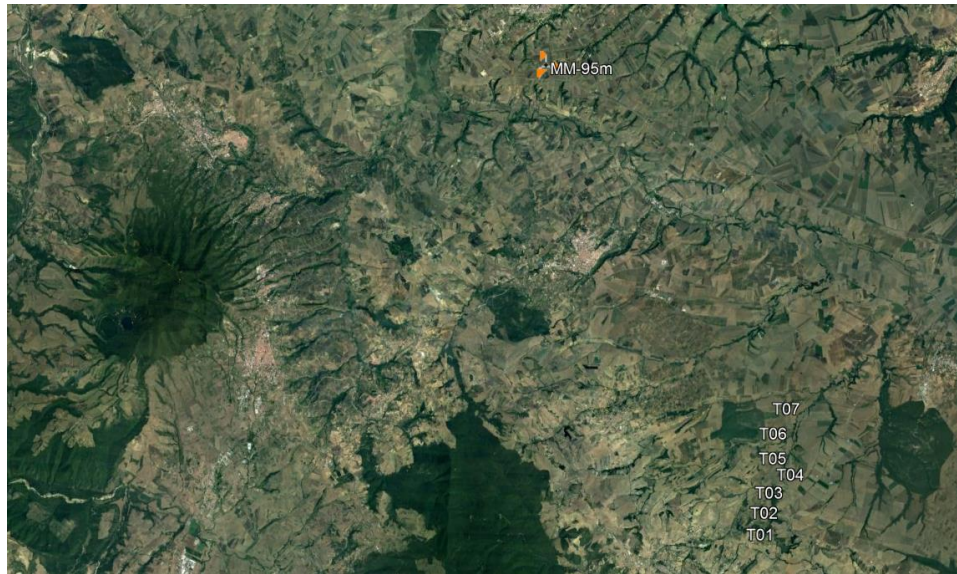


Figura 9: Posizione della torre anemometrica MM-95m rispetto all'impianto eolico di progetto.

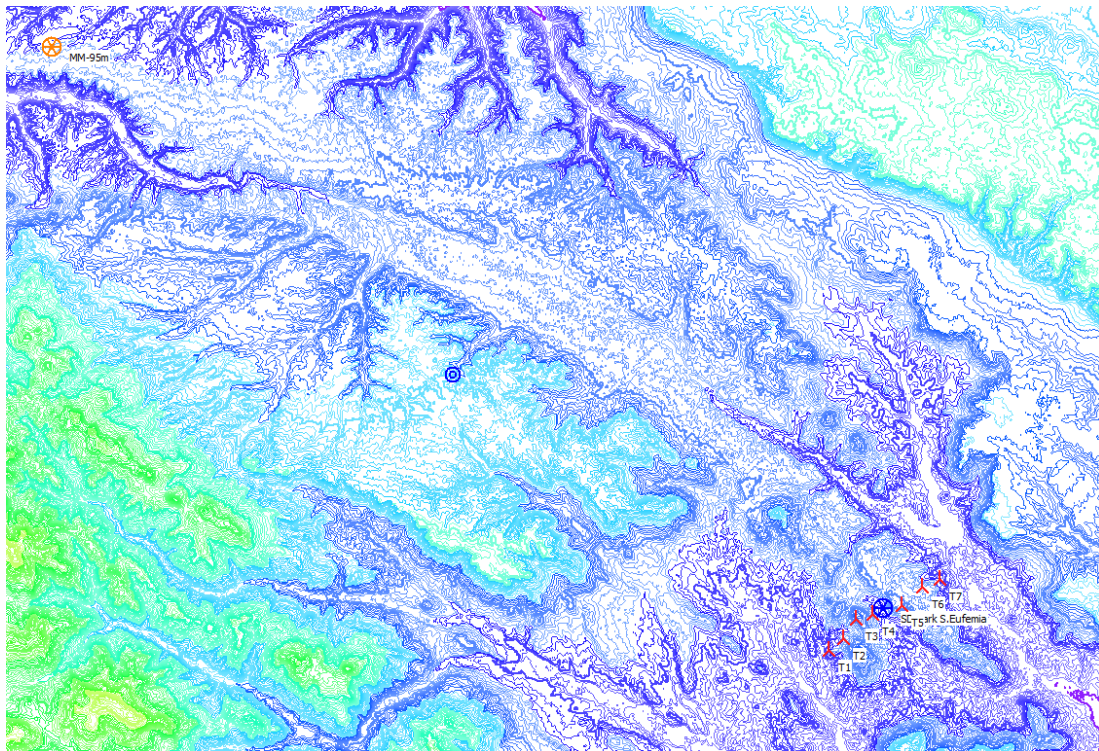


Figura 10: Posizione della torre anemometrica MM-95m rispetto all'impianto eolico di progetto su DTM del modello di calcolo



Figura 11: Sito d'installazione della stazione anemometrica MM-95 m

Di seguito vengono riportati il report installazione e i certificati di calibrazione dei 3 sensori anemometrici.

Site	Basilicata, Italy					
Met mast structure	Self Standing TV95	Met mast height		92,5 + 2,5		
Datalogger	Campbell CR3000		Communication System		GSM/SCADA	
Coordinates	Zone	X	Y	Altitude	Map Datum	
	33T	566726	4542042	354	WWGS84	
Met Mast Equipment						
Equipment	Type	Serial Number	Channel number	Height	Boom Orientation (0°/N)	Comments
Anemometer 1 (A1)	VectorA100M	3884		TOP	-	The anemometer 1 belongs to the consultant, when the PCV finalize , the EDPR sensor will be installed.
Anemometer 2 (A2)	VectorA100M	3886		89,5	14	
Anemometer 3 (A3)	VectorA100M	3889		45	10	
Wind Vane 1 (V1)	VectorW200P	61927		89,5	194	
Wind Vane 2 (V2)	VectorW200P	61928		45	190	
Temperature and humidity sensor (T1)	Vaisala HMP155A	M2430127		89,5	130	
Rain detector 1	Vaisala DRD11A	M044028		5	-	
Pressure sensor (B)	Vaisala PTB210	L2630181		1,5	-	
Datalogger (DAT)	Campbell CR3000	10639		1,5	-	
Beacon	1x2000+3x32cd			92,5-45		

Figura 12: Report installazione della stazione anemometrica MM-95m

General drawings:

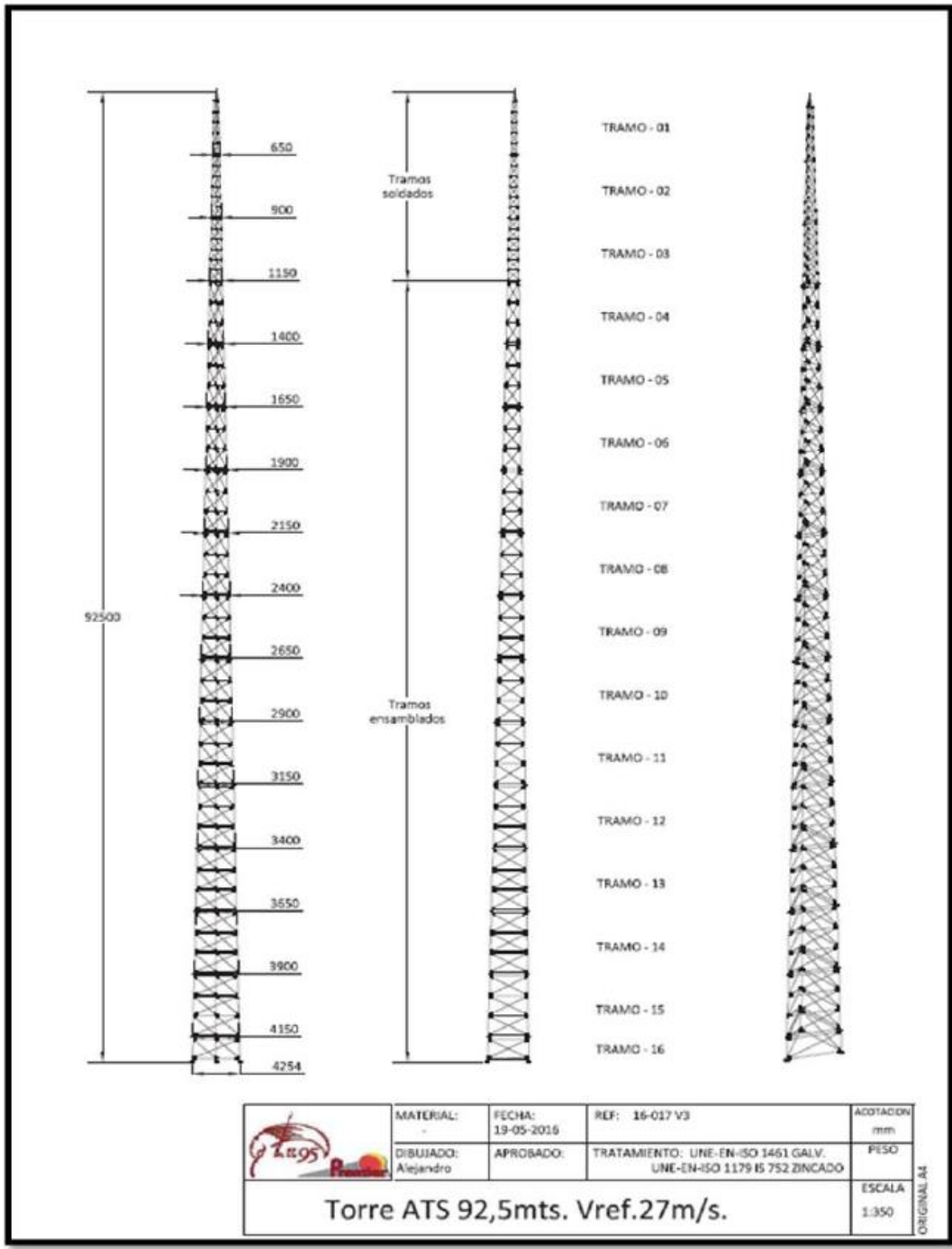


Figura 13: Configurazione torre anemometrica MM-95m



Figure 1. Met Mast Structure



Figure 2. Met Mast Structure



Figure 4 Fall Arrest System Plate



Figure 5. Anti-climb fence



Figure 6. Fall arrest system



Figure 7. Electrical box

Figura 14: Foto della torre MM-95m

Anemometer 1 (TOP) Serial Number 3884:

2 (3884)

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

DEUTSCHE
WINDGUARD

accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH
as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im
Deutschen Kalibrierdienst

DKD



DAkkS
Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-40545-ES-09

1615032
D-E
15146-05-00
09/2016

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

Object <small>Gegenstand</small>	Cup Anemometer	<p>The calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI). The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</p> <p>Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine für die Erhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.</p>
Manufacturer <small>Hersteller</small>	Windspeed LTD Oenigholme L118 2AB	
Type <small>Typ</small>	A100M	
Serial number <small>Fabrikationsnummer</small>	3884 F482	
Customer <small>Auftraggeber</small>	Vestas Manufacturing A/S	
Order No. <small>Auftragsnummer</small>	A13797	
Project No. <small>Projektnummer</small>	VT160906	
Number of pages <small>Anzahl der Seiten</small>	4	
Date of Calibration <small>Datum der Kalibrierung</small>	28.09.2016	

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.
Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

<small>Date</small> Datum	<small>Head of the calibration laboratory</small> Leiter des Kalibrierlaboratoriums	<small>Person in charge</small> Beauftragter
28.09.2016		
	<small>Dipl.-Phys. Dieter Wittmann</small>	<small>Techniker/Dipl. Hanning</small>

Figura 15: Certificato di calibrazione anemometro installato in sommità - 92,5m

Calibration object Kalibriergegenstand	Cup Anemometer										
Calibration procedure Kalibrierverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: QM-4L-AX-VA Based on following standards: • METASNET: Anemometer calibration procedure • IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines • IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry • ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits • ISO 15622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers 										
Place of calibration Ort der Kalibrierung	Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Services GmbH, Varel										
Test conditions Messbedingungen	<table border="0"> <tr> <td>wind tunnel area</td> <td>10000 cm²</td> </tr> <tr> <td>anemometer frontal area</td> <td>200 cm²</td> </tr> <tr> <td>diameter of mounting pipe</td> <td>27 mm</td> </tr> <tr> <td>blockage ratio ¹⁾</td> <td>0.020 [-]</td> </tr> <tr> <td>software version</td> <td>7.64</td> </tr> </table> <p>¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.</p>	wind tunnel area	10000 cm ²	anemometer frontal area	200 cm ²	diameter of mounting pipe	27 mm	blockage ratio ¹⁾	0.020 [-]	software version	7.64
wind tunnel area	10000 cm ²										
anemometer frontal area	200 cm ²										
diameter of mounting pipe	27 mm										
blockage ratio ¹⁾	0.020 [-]										
software version	7.64										
Ambient conditions Umgebungsbedingungen	<table border="0"> <tr> <td>air temperature</td> <td>23.0 °C ± 0.1 °C</td> </tr> <tr> <td>air pressure</td> <td>1018.7 hPa ± 0.3 hPa</td> </tr> <tr> <td>relative air humidity</td> <td>50.0 % ± 2.0 %</td> </tr> </table>	air temperature	23.0 °C ± 0.1 °C	air pressure	1018.7 hPa ± 0.3 hPa	relative air humidity	50.0 % ± 2.0 %				
air temperature	23.0 °C ± 0.1 °C										
air pressure	1018.7 hPa ± 0.3 hPa										
relative air humidity	50.0 % ± 2.0 %										
Measurement uncertainty Messunsicherheit	<p>The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-OKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.</p> <p>The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)</p>										
Additional remarks Zusätzliche Anmerkungen	Calibrated with 405 Type Single Mount Anemometer with 6 metre cable										

1615032
D-Nr.
13140-01-00
09/2016

Calibration result
Kalibrierprotokoll

Sensor wet	Tunnel speed	Uncertainty (k=2)
Hz	m/s	m/s
40.004	4.016	0.050
59.952	5.967	0.053
80.226	7.964	0.053
101.405	9.968	0.053
122.373	11.012	0.062
143.907	12.963	0.063
162.842	15.057	0.053
181.737	14.397	0.054
152.023	13.018	0.062
118.478	10.079	0.062
90.371	8.950	0.051
70.640	7.010	0.051
49.373	4.980	0.051

File: 141.0002

Statistical analysis

Slope 0.09738 [m/s]/[Hz] ±0.00022 [m/s]/[Hz]
 Offset 0.1419 m/s ±0.023 m/s
 Standard error (Y) 0.023 m/s
 Correlation coefficient 0.999973

Remarks

The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



Graphical representation of the result
 Grafische Darstellung des Ergebnisses

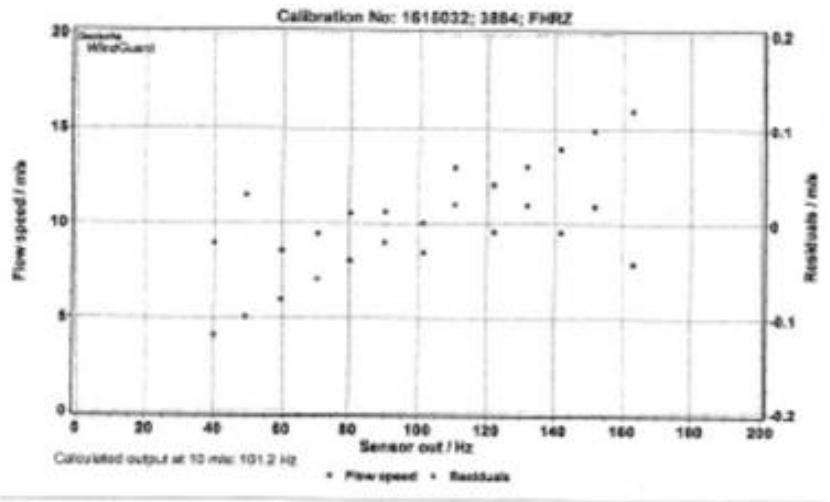


Photo of the measurement setup
 Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

Anemometer 2 (89,5m) Serial Number 3886:

Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH, Varel		DEUTSCHE WINDGUARD				
accredited by the / akkreditiert durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im Deutschen Kalibrierdienst						
		  DAkkS Deutscher Akkreditierungsdienst D-40 11419-CT-00				
Calibration certificate Kalibrierschein		Calibration mark Kalibrierzeichen				
		<table border="1"> <tr><td>1615034</td></tr> <tr><td>D-K</td></tr> <tr><td>15140-01-00</td></tr> <tr><td>09/2016</td></tr> </table>	1615034	D-K	15140-01-00	09/2016
1615034						
D-K						
15140-01-00						
09/2016						
Object Gegenstand	Cup Anemometer	This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realises the unity of measurement according to the International System of Units (SI). The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals. Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheit in Übereinstimmung mit dem internationalen Einheitsystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der Europäischen Kooperation für Akkreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung eines angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.				
Manufacturer Hersteller	Windspeed LTD Denbighshire LL18 2AB					
Type Typ	A100M					
Serial number Prüf-/Serien-Nr.	3855 FHSB					
Customer Auftraggeber	Vites Manufacturing A/S					
Order No. Auftragsnummer	A13797					
Project No. Projektnummer	VT162906					
Number of pages Anzahl der Seiten	4					
Date of Calibration Datum der Kalibrierung	28.09.2016					
This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically. Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.						
Date Datum	Head of the calibration laboratory Leiter des Kalibrierlaboratoriums	Person in charge Sachbearbeiter				
28.09.2016	 Dipl. Phys. Ulrike Westermann	 Techniker (StB. Krawinkel)				
3 (3886)						

Figura 16: Certificato di calibrazione anemometro installato a 89,5 m.

Calibration object <i>Kalibrierobjekt</i>	Cup Anemometer										
Calibration procedure <i>Kalibrierverfahren</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: QM-IL-AK-VA Based on following standards: • MEASNET: Anemometer calibration procedure • IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines • IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry • ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits • ISO 15622: Meteorology - Sonic anemometer/thermometers 										
Place of calibration <i>Ort der Kalibrierung</i>	Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Services GmbH, Varel										
Test conditions <i>Messbedingungen</i>	<table border="0"> <tr><td>wind tunnel area</td><td>10000 cm²</td></tr> <tr><td>anemometer frontal area</td><td>200 cm²</td></tr> <tr><td>diameter of mounting pipe</td><td>27 mm</td></tr> <tr><td>blockage ratio ¹⁾</td><td>0.020 [%]</td></tr> <tr><td>software version</td><td>7.64</td></tr> </table> <p>¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.</p>	wind tunnel area	10000 cm ²	anemometer frontal area	200 cm ²	diameter of mounting pipe	27 mm	blockage ratio ¹⁾	0.020 [%]	software version	7.64
wind tunnel area	10000 cm ²										
anemometer frontal area	200 cm ²										
diameter of mounting pipe	27 mm										
blockage ratio ¹⁾	0.020 [%]										
software version	7.64										
Ambient conditions <i>Umgebungsbedingungen</i>	<table border="0"> <tr><td>air temperature</td><td>23.3 °C ± 0.1 °C</td></tr> <tr><td>air pressure</td><td>1018.9 hPa ± 0.3 hPa</td></tr> <tr><td>relative air humidity</td><td>49.9 % ± 2.0 %</td></tr> </table>	air temperature	23.3 °C ± 0.1 °C	air pressure	1018.9 hPa ± 0.3 hPa	relative air humidity	49.9 % ± 2.0 %				
air temperature	23.3 °C ± 0.1 °C										
air pressure	1018.9 hPa ± 0.3 hPa										
relative air humidity	49.9 % ± 2.0 %										
Measurement uncertainty <i>Messunsicherheit</i>	The expanded uncertainty assigned to the measurement result is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k = 2. It has been determined in accordance with DAkkD-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%. The reference flow speed measurement is traceable to the German NMJ (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, k=2)										
Additional remarks <i>Zusätzliche Anmerkungen</i>	Calibrated with 405 Type Single Mount Anemometer with 6 metre cable										

1615034
D-6
11140-01-00
09/2016

Calibration result
Kalibriergebnis

Sensor set No	Tunnel speed m/s	Uncertainty (k=2) m/s
30.802	4.024	0.020
30.556	5.039	0.021
40.109	7.052	0.021
40.245	9.068	0.022
120.770	12.079	0.024
140.117	15.096	0.028
142.346	16.947	0.033
150.795	18.802	0.035
152.209	19.615	0.032
110.996	10.960	0.022
40.276	8.257	0.022
30.383	7.012	0.021
40.372	4.982	0.020

Tab. 10/1924

Statistical analysis

Slope 0.09705 [(m/s)/(1/s)] ± 0.00016 [(m/s)/(1/s)]
 Offset 0.1727 m/s ± 0.018 m/s
 Standard error (Y) 0.018 m/s
 Correlation coefficient 0.999985

Remarks

The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



Page 4 / 4
Date:

1615034
D-Nr: 15140-01-00
09/2016

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses

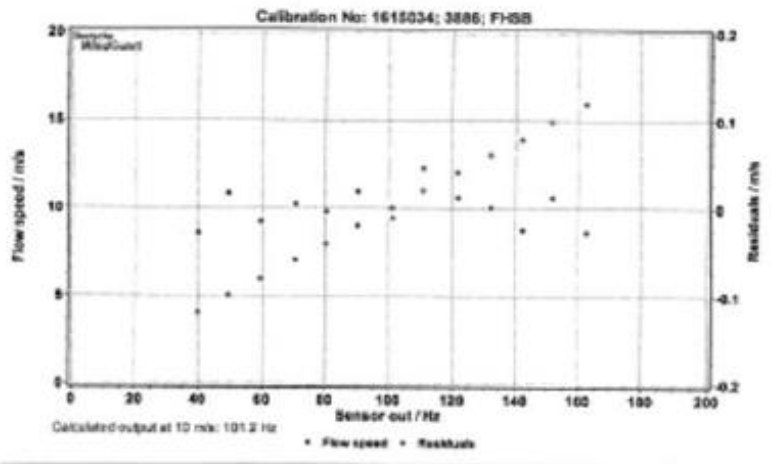


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

DEUTSCHE
WINDGUARD

Anemometer 3 (45m) Serial Number 3889:



7

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

DEUTSCHE
WINDGUARD

accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH
as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im
Deutschen Kalibrierdienst

DKD

as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im Deutschen Kalibrierdienst

1615038
D-K
15140-01-00
09/2016

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

Object <small>Objekt</small>	Cup Anemometer	<p>This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI). The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals. Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der Europäischen Zusammenarbeit für Akkreditierung (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Erhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.</p>
Manufacturer <small>Hersteller</small>	Windspeed LTD Derbyshire LL18 2AB	
Type <small>Typ</small>	A100M	
Serial number <small>Produktions-Nr.</small>	3889 FHJA	
Customer <small>Auftraggeber</small>	Vestas Manufacturing A/S	
Order No. <small>Auftragsnummer</small>	A13799	
Project No. <small>Projektnummer</small>	VT160908	
Number of pages <small>Anzahl der Seiten</small>	4	
Date of Calibration <small>Datum der Kalibrierung</small>	28.09.2016	

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.
Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.



Date <small>Datum</small>	Head of the calibration laboratory <small>Leiter des Kalibrierlaboratoriums</small>	Person in charge <small>Abschreiber</small>
28.09.2016		
	Dipl. Phys. Dieter Wiedemann	Techniker Dirk Hennings

Figura 17: Certificato di calibrazione anemometro installato a 45 m.

Calibration object Kalibriergegenstand	Cup Anemometer										
Calibration procedure Kalibrierverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: QM-IL-AE-VA Based on following standards: • MEASNET: Anemometer calibration procedure • IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines • IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry • ISO 3166: Measurement of fluid in closed conduits • ISO 16472: Meteorology - Series anemometers/thermometers 										
Place of calibration Ort der Kalibrierung	Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Services GmbH, Varel										
Test conditions Anbaubedingungen	<table border="0"> <tr> <td>wind tunnel area</td> <td>10000 cm²</td> </tr> <tr> <td>anemometer frontal area</td> <td>200 cm²</td> </tr> <tr> <td>diameter of mounting pipe</td> <td>27 mm</td> </tr> <tr> <td>blockage ratio¹⁾</td> <td>0.020 [%]</td> </tr> <tr> <td>software version</td> <td>7.64</td> </tr> </table> <p>¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.</p>	wind tunnel area	10000 cm ²	anemometer frontal area	200 cm ²	diameter of mounting pipe	27 mm	blockage ratio ¹⁾	0.020 [%]	software version	7.64
wind tunnel area	10000 cm ²										
anemometer frontal area	200 cm ²										
diameter of mounting pipe	27 mm										
blockage ratio ¹⁾	0.020 [%]										
software version	7.64										
Ambient conditions Umgebungsbedingungen	<table border="0"> <tr> <td>air temperature</td> <td>24.0 °C ± 0.1 °C</td> </tr> <tr> <td>air pressure</td> <td>1018.6 hPa ± 0.3 hPa</td> </tr> <tr> <td>relative air humidity</td> <td>49.7 % ± 2.0 %</td> </tr> </table>	air temperature	24.0 °C ± 0.1 °C	air pressure	1018.6 hPa ± 0.3 hPa	relative air humidity	49.7 % ± 2.0 %				
air temperature	24.0 °C ± 0.1 °C										
air pressure	1018.6 hPa ± 0.3 hPa										
relative air humidity	49.7 % ± 2.0 %										
Measurement uncertainty Messunsicherheit	<p>The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.</p> <p>The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)</p>										
Additional remarks Zusätzliche Anmerkungen	Calibrated with 405 Type Single Mount Anemometer with 51 metre cable										

1615038
D-Nr.
13140-01-00
09/2016

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out Hz	Tunnel speed m/s	Uncertainty (k=2) m/s
29.900	4.012	0.090
30.028	5.943	0.096
30.408	7.900	0.101
311.341	9.970	0.103
122.351	12.003	0.109
142.302	13.943	0.113
161.851	15.896	0.119
182.360	14.804	0.124
112.513	11.006	0.103
111.438	10.979	0.102
30.372	8.939	0.101
30.186	6.999	0.097
49.346	4.922	0.090

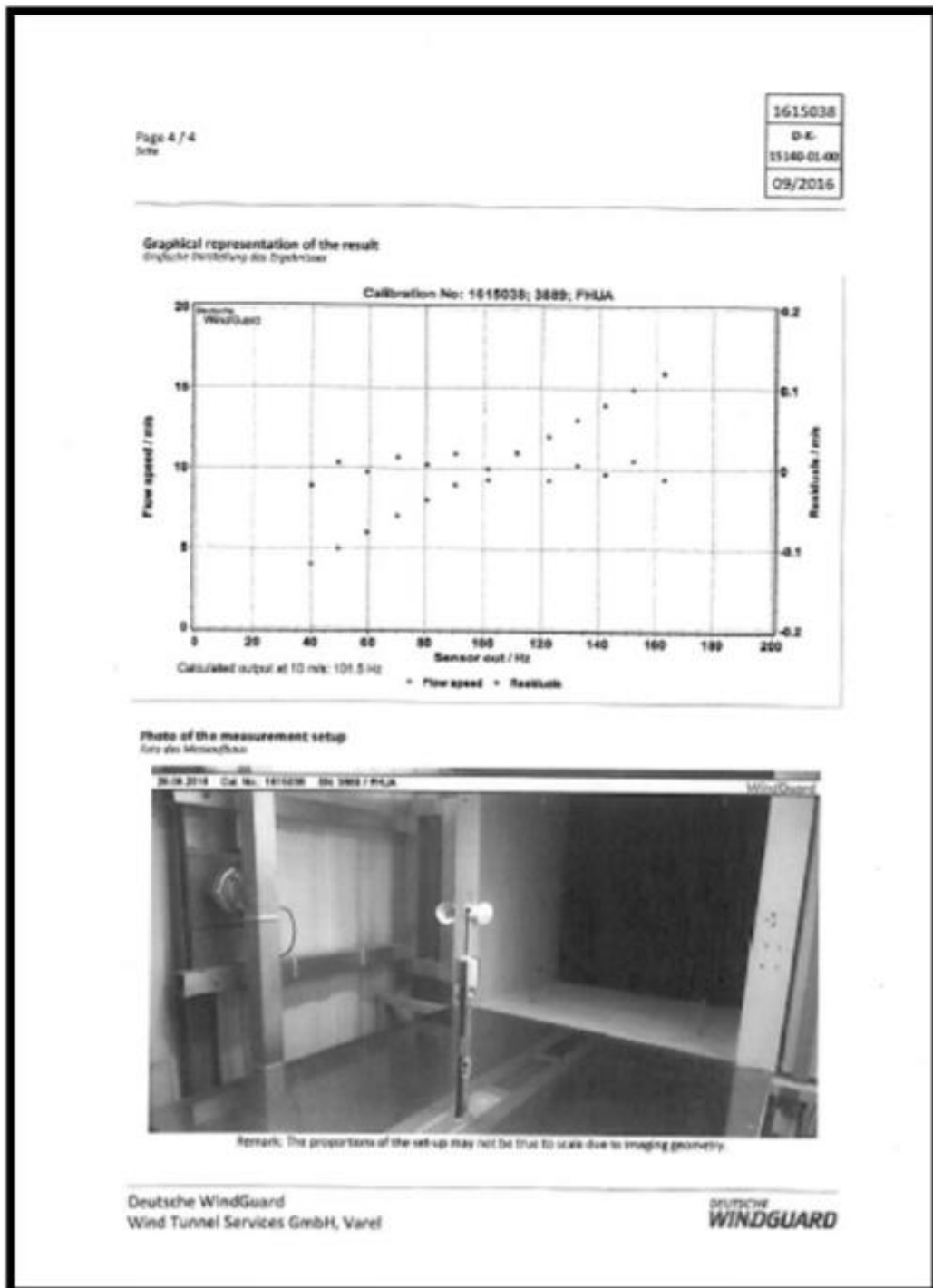
FN: 1612028

Statistical analysis

Slope	0.09684 (m/s)/(Hz) ± 0.00010 (m/s)/(Hz)
Offset	0.1695 m/s ± 0.011 m/s
Standard error (V)	0.011 m/s
Correlation coefficient	0.999904

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET





7 Analisi dati anemometrici

Di seguito è riportata la sintesi statistica derivante dall'analisi dei dati della stazione anemometrica da 95m installata nel comune di Lavello denominata di seguito MM-95m.

7.1 Disponibilità dei dati misurati

L'analisi della disponibilità del dato nel periodo di misura è di fondamentale importanza nella definizione degli intervalli di dati utilizzabili nella stima della risorsa eolica che ha un carattere stagionale con una densità di energia maggiore nei mesi primaverili e invernali rispetto ai mesi

Anem - 89,5m [m/s]	2018	2019
Gennaio		6,02
Febbraio		6,77
Marzo		5,92
Aprile		5,26
Maggio	4,28	
Giugno	5,66	
Luglio	5,18	
Agosto	4,01	
Settembre	4,14	
Ottobre	4,41	
Novembre	4,51	
Dicembre	5,21	
Valori Medi	4,67	

Tabella 9: Valori medi mensili della velocità media a 89,5 m nel periodo di misura di 12 mesi

7.2 Statistica del vento

I 12 mesi di dati utili misurati dalla stazione anemometrica da 95 m sono stati analizzati ed elaborati e di seguito vengono sinteticamente riportate la distribuzione statistica della velocità media del vento alla quota di misura di 89,5 m.

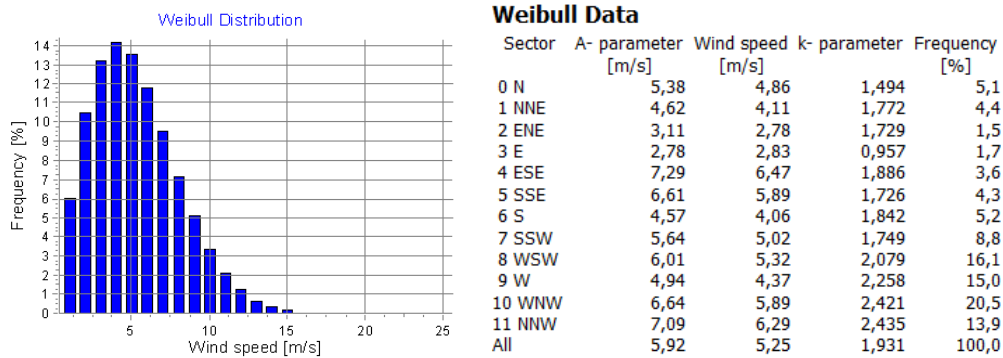


Figura 18: Distribuzione in frequenza della velocità del vento a 89,5 m per settore di direzione. La tabella accanto al grafico indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A=parametro di scala k=parametro di forma). La terza colonna "Wind Speed" è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione.

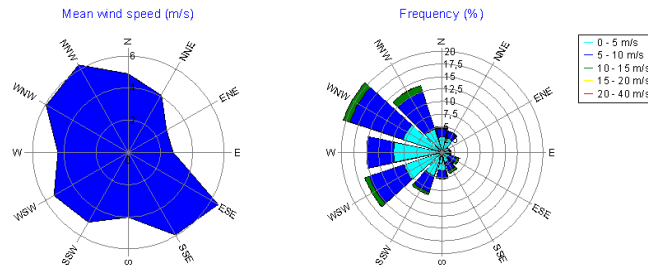


Figura 19: Velocità media e distribuzione in frequenza percentuale dei dati per settore di provenienza

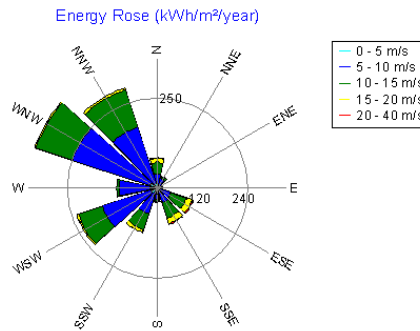


Figura 20: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

La risorsa eolica misurata dalla stazione di misura ha una direzione predominante corrispondente mediamente ai quadranti NW (Nord-Ovest) con un'altra componente minore dalla direzione WSW (Oves-Sud-Ovest).

7.3 Correlazione di lungo termine

Al fine di ridurre l'incertezza sulla stima della risorsa eolica legata al periodo di misura relativamente breve, disponibile dalla stazione anemometrica di sito, è stata condotta una correlazione con dati di rianalisi di lungo termine disponibili in prossimità del sito oggetto di studio. La metodologia consiste nel calcolare uno Scaling Factor dal confronto con la serie di lungo termine da applicare ai dati di sito di breve periodo.

I dati di due stazioni di misura sono correlabili tra loro solo se sono soggette alla stessa risorsa eolica e l'esistenza di tale correlazione può essere verificata confrontando il trend delle variazioni percentuali delle medie mensili delle due stazioni anemometriche in un periodo contemporaneo.

In prossimità del sito oggetto di studio sono disponibili i dati di rianalisi ERA5 di ultima generazione. I dati ERA5 sono la quinta release di rianalisi sul clima globale rese disponibili dal centro europeo ECMWF e offrono una risoluzione molto più elevata delle precedenti, consentendo studi di maggior dettaglio e affidabilità. Le rianalisi forniscono una descrizione numerica del clima recente integrando opportunamente dati da modello e osservazioni. Si tratta di un'analisi del clima globale del pianeta ad alta risoluzione spaziale (31km) e temporale (medie orarie – 24 dati al giorno), gratuita e di libera consultazione fornita da ECMWF attraverso il Copernicus Climate Change Service (C3S). La seguente mappa riporta la posizione del nodo ERA5 con i dati di rianalisi rispetto al sito oggetto di studio che risulta essere in posizione baricentrica.



Figura 21: Posizione del sito oggetto di studio rispetto al nodo con i dati di rianalisi ERA5 scelti come stazione di misura di lungo termine

Di seguito viene riportato il processo di correlazione e storicizzazione dei dati misurati in sito dalla stazione anemometrica MM Lavello – 95m e i dati di rianalisi ERA5.

La tabella e il grafico seguenti riportano i dati di rianalisi ERA5 con periodo di misura di 27 anni completi (1992-2018) con medie orarie e disponibilità del dato del 100%.

La tabella riporta le medie mensili della velocità del vento (m/s) dei dati di rianalisi ERA5 e per ciascun anno di misura è calcolata la media annuale “AV” (m/s) e la sua variazione percentuale “%” rispetto alla media totale su 27 anni pari a 2.75 m/s.

Il grafico mostra il trend delle medie annuali dei dati di rianalisi come variazione percentuale rispetto alla media totale sui 27 anni.

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
01	2,32	2,44	3,24	3,86	2,55	2,2	2,37	2,8	2,84	2,75	2,42	3,6	3,56	2,56	2,69	2,86	2,67	2,62
02	2,97	2,57	2,61	3,19	3,04	3,26	2,47	3,34	3,07	3,33	2,76	2,83	3,43	2,97	3,25	3,09	2,63	3,6
03	3,1	3,04	2,72	3,96	2,4	3,3	3,83	3,19	2,98	3,73	3,22	2,84	2,85	2,73	3,68	3,1	3,47	3,69
04	3,19	2,72	3,35	2,9	2,71	3,42	3,61	3,16	3,11	3,13	2,77	2,93	2,85	2,87	2,59	2,01	3,52	2,73
05	2,42	2,17	3,05	3,1	2,89	3,12	2,59	2,49	2,11	2,59	2,66	2,47	3,06	3,04	2,7	2,74	2,69	2,34
06	2,83	2,63	2,75	2,43	2,61	2,76	2,52	2,63	2,46	3,23	2,64	2	2,44	2,45	2,46	2,42	2,59	2,6
07	2,39	2,65	2,56	2,33	2,83	2,8	2,79	2,4	3,1	2,8	2,81	2,69	2,56	2,97	2,49	2,7	2,97	2,63
08	2,11	2,39	2,45	2,09	2,4	2,53	2,3	2,24	2,33	2,44	2,48	2,4	2,5	2,75	3,08	3,05	2,47	2,25
09	2,21	2,51	2,33	2,81	3,12	2,15	3,06	2,19	3,02	2,85	2,34	2,57	2,26	2,11	2,32	2,93	2,43	2,43
10	3,26	2,41	2,56	1,84	2,89	2,67	2,79	2,34	2,06	1,88	2,54	3,08	2,21	1,89	2,36	2,31	2,33	2,57
11	2,68	2,62	2,44	2,98	3,15	2,6	2,94	2,58	2,93	3,18	3,08	2,26	2,95	2,48	2,47	2,7	2,56	2,37
12	2,47	3,35	2,41	2,79	2,97	2,98	2,71	3,84	2,55	3,5	2,33	2,92	2,76	3,3	2,07	2,62	3,02	3,24
AV	2,66	2,62	2,71	2,85	2,79	2,81	2,83	2,76	2,71	2,95	2,67	2,72	2,78	2,67	2,68	2,71	2,78	2,75
%	-3,27	-4,36	-1,45	4,00	1,82	2,55	2,91	0,73	-1,45	7,27	-2,91	-1,09	1,45	-2,55	-2,55	-1,45	1,09	0,36

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019									
01	2,11	3,27	3,08	2,86	3,04	3,35	2,85	3,05	3,36									
02	2,85	2,92	2,85	3,06	2,93	3,5	2,81	2,97	3,71									
03	3,01	2,92	3,56	2,7	3,4	2,87	3,43	3,71	3,32									
04	2,74	3,36	2,8	3,11	2,95	2,87	2,89	2,46										
05	2,68	3,05	3,25	2,8	2,78	3,09	2,79	2,28										
06	2,55	2,76	2,76	2,5	2,72	2,68	2,55	3										
07	2,52	2,74	2,29	2,99	2,41	2,39	2,75	2,82										
08	2,21	2,42	2,27	2,66	2,17	2,65	2,78	1,9										
09	2,18	2,25	2,81	2,53	2,68	2,21	2,76	2,33										
10	2,64	2,27	2,02	2,44	2,44	2,36	2,74	2,48										
11	1,85	2,71	3,06	2,52	2,21	2,63	2,61	2,45										
12	3,36	3,52	2,27	2,72	1,81	2,43	3,43	2,86										
AV	2,56	2,85	2,75	2,74	2,62	2,75	2,87	2,69										
%	-6,91	3,64	0,00	-0,36	-4,36	0,00	4,36	-0,02										

Tabella 10: Medie mensili dei dati di rianalisi ERA5. Media sui 17 anni= 2.75 m/s

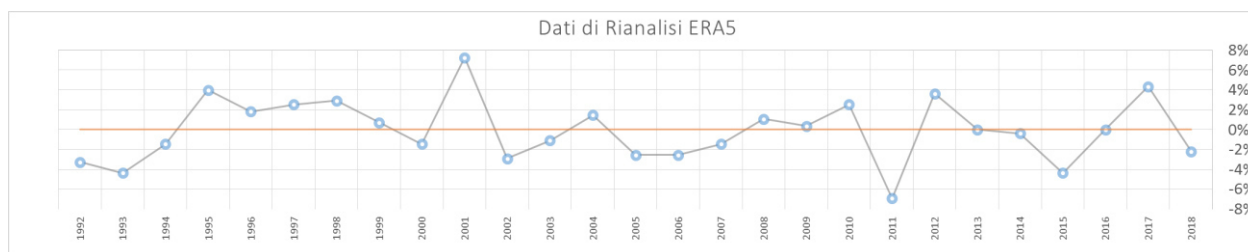


Figura 22: trend delle variazioni percentuali delle medie annuali rispetto alla media totale dei dati di rianalisi ERA5

Il grafico seguente mostra il confronto tra i trend delle variazioni percentuali delle medie mensili dei dati di rianalisi ERA5 e i dati vento misurati dalla stazione anemometrica di sito MM-95m rispetto alla media nel periodo contemporaneo che va da maggio 2018 ad aprile 2019.

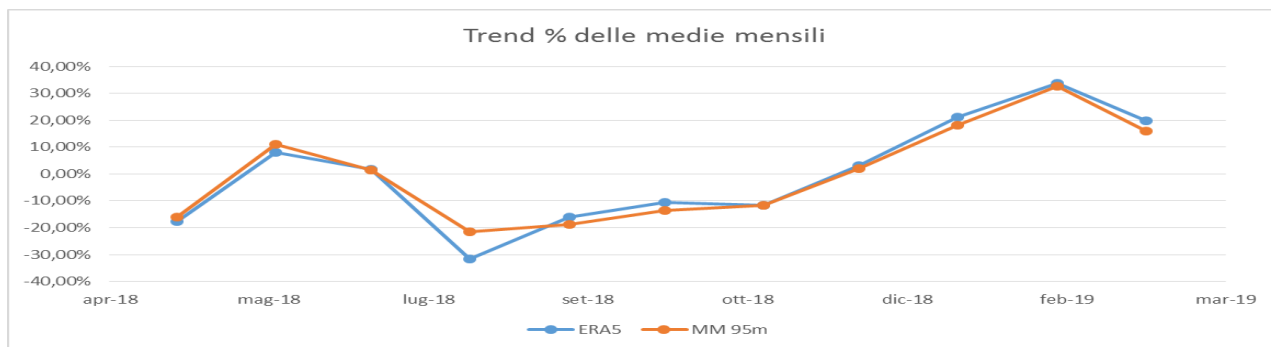


Figura 23: confronto dei trend delle medie mensili dei dati rianalisi con quelli di sito della stazione MM 95m

Dal grafico sopra si evince che il trend delle medie mensili del nodo ERA5 N40.89_ E15.84 ha lo stesso andamento del trend della risorsa eolica misurata dalla stazione anemometrica di sito evidenziando che la correlazione tra i due set di dati esiste e che entrambi sono soggetti alla stessa risorsa eolica. Inoltre la regressione lineare tra le medie mensili dei dati di rianalisi e quelli di sito mostrano una buona correlazione con un coefficiente di correlazione $R^2 = 0,9568$.

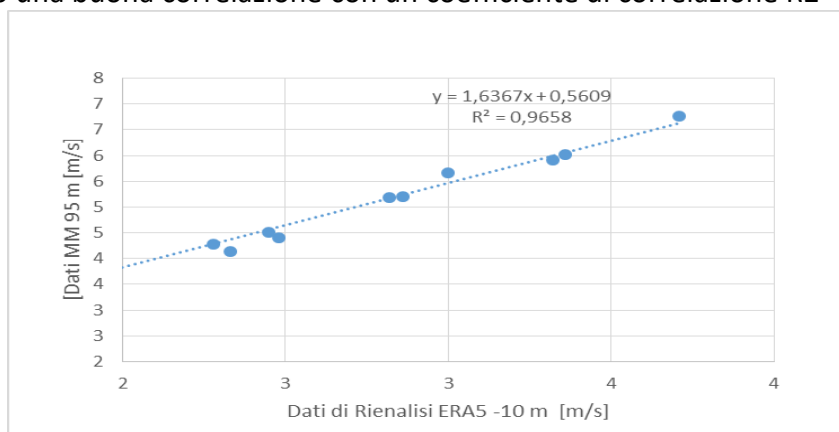


Figura 24: Regressione lineare tra le medie mensili dei dati di rianalisi e i dati anemometrici di sito nel periodo contemporaneo da maggio 2018 - aprile 2019.

7.4 Calcolo del fattore di scala

L'andamento del trend delle medie mensili dei dati di rianalisi mostra che nel 2018, periodo contemporaneo alla stazione di sito MM 95m, la media è inferiore a quella su 27 anni di circa - 2%. Esistendo la correlazione tra i dati della stazione di sito MM 95 e quella di rianalisi ERA5 si può concludere che lo stesso rapporto esiste anche tra il valor medio del vento del 2018 e quello su 27 anni della stazione di sito MM 95m. Quindi il fattore di scala da applicare ai dati di sito per storicizzarli su un periodo di 27 anni è pari a 1,02.

7.5 Statistica del vento dei dati di sito storicizzati

I dati vento di sito misurati dalla stazione anemometrica MM 95m sono stati filtrati in modo da ottenere 1 anno di dati, con una buona disponibilità, corrispondente ad un periodo di 12 consecutivi da maggio 2018 ad aprile 2019. Alla serie di dati vento selezionata è stato applicato il fattore di scala di 1,02 ricavato dalla storicizzazione dei dati vento di sito per confronto con i dati di rianalisi ERA5 del nodo ERA5 N40.89_ E15.84. I dati di sito storicizzati sono stati analizzati ed elaborati e di seguito ne vengono sinteticamente riportate la distribuzione statistica della velocità

media del vento e l'analisi delle sue direzioni di provenienza. La velocità media annua stimata ad altezza di 89,5m nel puto della stazione di misura MM 95m è di circa **5,34 m/s**.

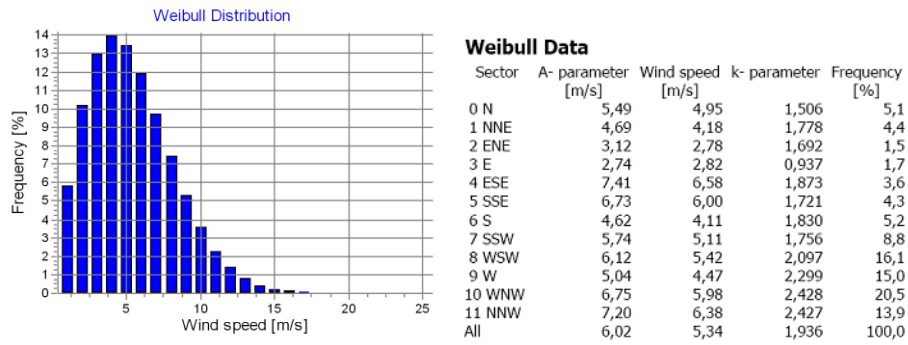


Figura 25: Distribuzione in frequenza della velocità del vento storizzata e misurata a 89,5 m per settore di direzione. La tabella accanto al grafico indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A=parametro di scala k=parametro di forma). La terza colonna "Wind Speed" è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione.

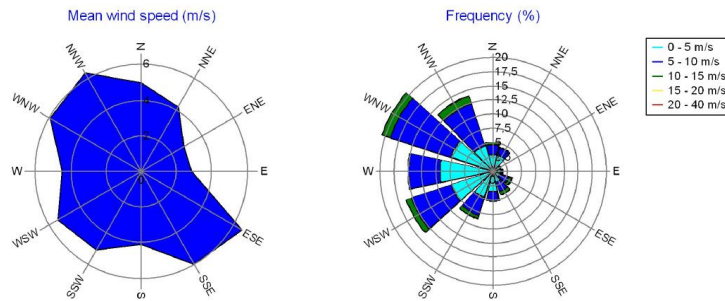


Figura 26: Velocità media e distribuzione in frequenza percentuale dei dati per settore di provenienza

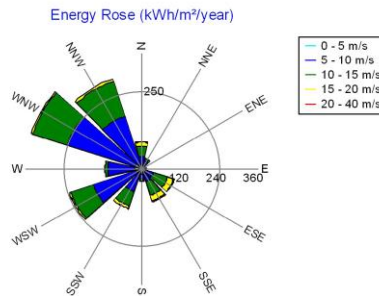


Figura 27: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

8 Curva di potenza

Per la stima della produzione energetica media annua è stata considerata la curva di potenza dell'aerogeneratore Vestas V172 con diametro da 172 m, altezza mozzo da 125m s.l.t. e potenza nominale da 7,2MW come previsto da progetto. Di seguito viene riportata la curva teorica di potenza dichiarata dal costruttore della turbina che viene calcolata secondo la specifica norma IEC in condizioni di funzionamento standard per un valore di densità dell'aria pari a 1,225kg/m³.

L'attendibilità della curva di funzionamento è garantita dalla certificazione della stessa da parte di un ente terzo accreditato. Dalla curva si evince che il generatore inizia a produrre per una velocità di 3 m/s (velocità di cut-in) raggiungendo la potenza nominale di 7,2MW (rated power) a circa 12 m/s e continua a produrre fino alla velocità di 25 m/s (velocità di cut-off).

Power curve

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

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,08	3,0	0,97
3,5	129,0	0,21	3,5	0,89
4,0	288,0	0,32	4,0	0,83
4,5	481,0	0,37	4,5	0,82
5,0	715,0	0,40	5,0	0,81
5,5	999,0	0,42	5,5	0,82
6,0	1.340,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.739,0	0,44	6,5	0,81
7,0	2.203,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.729,0	0,45	7,5	0,80
8,0	3.324,0	0,46	8,0	0,79
8,5	3.986,0	0,46	8,5	0,78
9,0	4.685,0	0,45	9,0	0,75
9,5	5.314,0	0,44	9,5	0,69
10,0	5.904,0	0,41	10,0	0,63
10,5	6.441,0	0,39	10,5	0,57
11,0	6.854,0	0,36	11,0	0,51
11,5	7.078,0	0,33	11,5	0,45
12,0	7.160,0	0,29	12,0	0,39
12,5	7.195,0	0,26	12,5	0,34
13,0	7.200,0	0,23	13,0	0,30
13,5	7.200,0	0,21	13,5	0,26
14,0	7.200,0	0,18	14,0	0,24
14,5	7.200,0	0,17	14,5	0,21
15,0	7.200,0	0,15	15,0	0,19
15,5	7.200,0	0,14	15,5	0,17
16,0	7.200,0	0,12	16,0	0,16
16,5	7.200,0	0,11	16,5	0,14
17,0	7.200,0	0,10	17,0	0,13
17,5	7.194,0	0,09	17,5	0,12
18,0	7.124,0	0,09	18,0	0,11
18,5	6.959,0	0,08	18,5	0,10
19,0	6.789,0	0,07	19,0	0,09
19,5	6.630,0	0,06	19,5	0,08
20,0	6.472,0	0,06	20,0	0,07
20,5	6.262,0	0,05	20,5	0,07
21,0	5.946,0	0,05	21,0	0,06
21,5	5.538,0	0,04	21,5	0,05
22,0	5.069,0	0,03	22,0	0,05
22,5	4.597,0	0,03	22,5	0,04
23,0	4.121,0	0,02	23,0	0,03
23,5	3.636,0	0,02	23,5	0,03
24,0	3.169,0	0,02	24,0	0,02
24,5	2.718,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.328,0	0,01	25,0	0,02

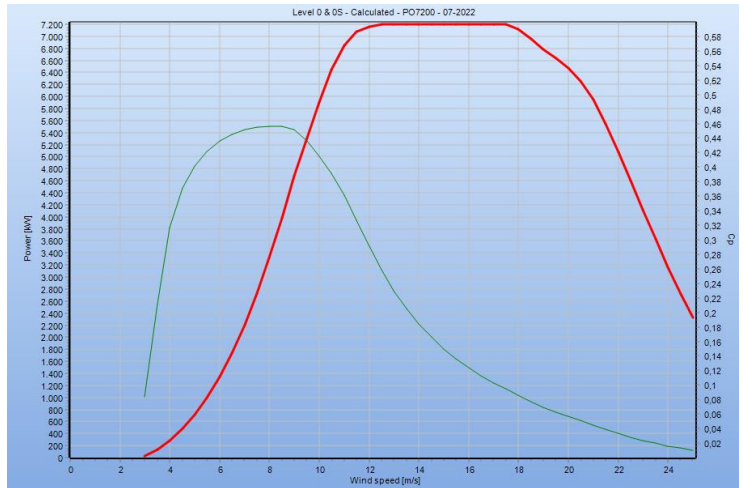


Figura 28: Curva di potenza della turbina Vestas V172-7,2MW con mozzo da 125m s.l.t.

Per evitare una sovrastima della produzione energetica annua il modello di calcolo permette la correzione della curva di potenza teorica con la densità dell'aria del sito oggetto di studio utilizzando i dati climatici disponibili nei pressi del sito stesso. Di seguito si riporta la curva di potenza corretta con un valore di densità dell'aria pari a 1,169 kg/m³ stimata per il sito della turbina T01 utilizzando il data base climatico di Potenza (PZ) (figura 30) da cui dista 30km.

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,169 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	22,7	0,06	2,50-3,50	57,7	57,7	0,3
4,0	267,7	0,31	3,50-4,50	289,2	346,9	1,9
5,0	677,7	0,40	4,50-5,50	700,7	1.047,6	5,8
6,0	1.274,8	0,43	5,50-6,50	1.212,0	2.259,6	12,4
7,0	2.099,5	0,45	6,50-7,50	1.746,4	4.006,0	22,0
8,0	3.171,1	0,46	7,50-8,50	2.204,0	6.210,0	34,1
9,0	4.467,8	0,45	8,50-9,50	2.464,1	8.674,1	47,6
10,0	5.669,9	0,42	9,50-10,50	2.425,0	11.099,1	61,0
11,0	6.640,2	0,37	10,50-11,50	2.110,0	13.209,1	72,6
12,0	7.106,5	0,30	11,50-12,50	1.639,3	14.848,5	81,6
13,0	7.196,3	0,24	12,50-13,50	1.165,2	16.013,6	88,0
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	790,8	16.804,5	92,3
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	522,5	17.326,9	95,2
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	338,3	17.665,2	97,0
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	215,9	17.881,2	98,2
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	134,9	18.016,0	99,0
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	81,8	18.097,9	99,4
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	49,1	18.147,0	99,7
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	28,8	18.175,8	99,8
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	15,9	18.191,7	99,9
23,0	4.121,0	0,02	22,50-23,50	8,4	18.200,1	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	4,2	18.204,3	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	1,4	18.205,7	100,0

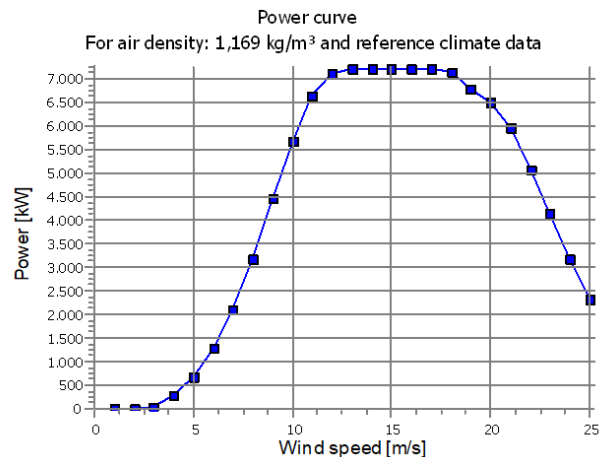


Figura 29: Curva di potenza della turbina Vestas V150-4,2MW con mozzo da 150m s.l.t. corretta con la densità dell'aria di sito stimata grazie al data base climatico di Potenza pari a 1,146 kg/m³.

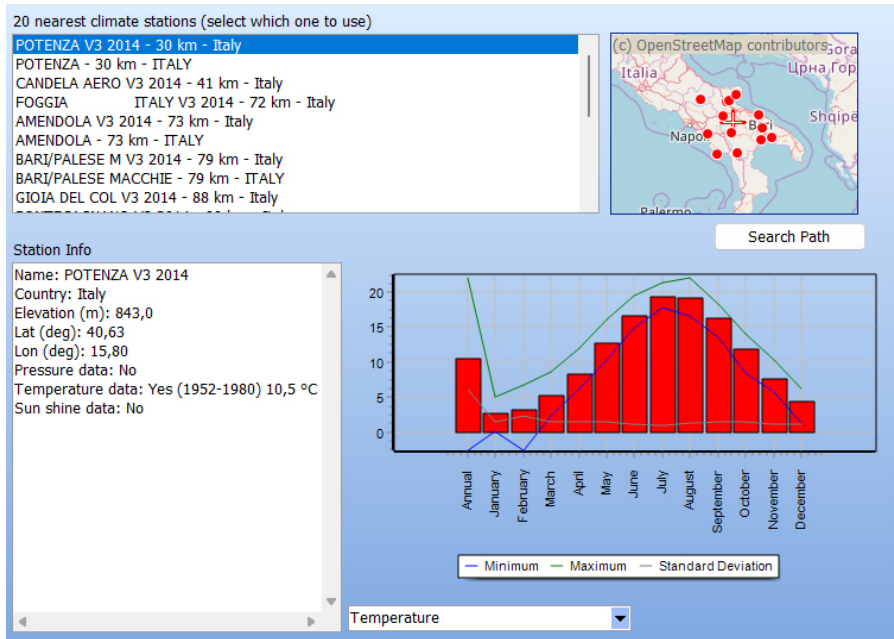


Figura 30: Data base climatico di Potenza

Oltre alle condizioni atmosferiche la power curve reale può subire variazioni rispetto a quella teorica per effetto della turbolenza propria del sito o dovuta alla scia causata dalla mutua interferenza tra gli aerogeneratori vicini, che non è presa in considerazione durante la sua definizione teorica.

9 Perdite tecniche

Le perdite tecniche che afferiscono alla produzione di energia sono dovute principalmente al parametro di disponibilità tecnica degli aerogeneratori (technical availability) che varia in funzione dei tempi di fermo delle singole turbine per fault minori, riparazione e manutenzione o nei casi peggiori per rottura di un “main component” come nel caso di rottura di una gear box, di un generatore o di una pala che causa un fermo lungo e quindi una bassa disponibilità. Alle perdite per indisponibilità degli aerogeneratori ne vanno aggiunte altre:

- Perdite elettriche di rete, dovute al trasporto dell’energia dalla generazione al punto di consegna nelle stazioni elettriche AT che solitamente distano dalle turbine alcuni chilometri
- Perdite legate ad altri fenomeni di degrado delle prestazioni da addebitarsi a fenomeni ambientali, tipo formazione di ghiaccio, che causano un degrado del profilo alare.
- Perdite per indisponibilità della rete nazionale per fault, manutenzione o lavori di ampliamento

Nella seguente tabella sono riportati i valori tipici di perdite tecniche stimate in base a dati derivanti dall’esperienza e letteratura.

TIPOLOGIA DI PERDITA	STIMA % DELLA PERDITA
Disponibilità windfarm	3 %
Rete e stazione di connessione	2,5 %
Isteresi, ghiaccio e degradazione pala	0,5 %

Tabella 11: Dettaglio delle perdite tecniche sottratte alla stima di produzione energetica media annua.

Il totale delle perdite tecniche è pari a circa a 6%.

10 Calcolo della produzione di energia annua (AEP)

Il parco eolico in progetto è costituito da 7 aerogeneratori Vestas V172 con diametro da 172m, altezza mozzo da 125m s.l.t. e potenza nominale da 7,2MW e utilizzando il modello con i software di calcolo WindPRO/WASP ne è stata stimata la producibilità media annua. Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alle mutua interferenza delle turbine e il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard; vengono inoltre portate in conto le perdite tecniche pari all'incirca a 6%. La tabella seguente riporta la stima di producibilità media annua in termini di energia prodotta e di ore annue equivalenti.

WTG	Loc. Est [m]	Loc. Nord [m]	Turbina	Potenza [KW]	Altitudine s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Net AEP [GWh]	Perdite scia [%]	Net AEP - 6% [GWh]	Vel. media [m/s]	Ore equivalenti [MWh/MW]
1	599361	4517664	VESTAS V172	7200	323,9	125,0	18,206	0,36	17,113	6,14	2377
2	599992	4518151	VESTAS V172	7200	352,9	125,0	17,433	4,33	16,387	6,13	2276
3	600494	4518934	VESTAS V172	7200	431,2	125,0	21,787	1,85	20,480	6,86	2844
4	601176	4519152	VESTAS V172	7200	364,4	125,0	18,124	4,64	17,037	6,27	2366
5	602405	4519533	VESTAS V172	7200	402,9	125,0	20,052	2,99	18,849	6,58	2618
6	603218	4520314	VESTAS V172	7200	371,9	125,0	19,320	2,75	18,160	6,43	2522
7	603936	4520620	VESTAS V172	7200	320,0	125,0	18,350	3,86	17,249	6,27	2396
Valori medi								2,97	17,896	6,38	2486
Totale							133,271		125,275		

Tabella 12: Stima di producibilità dell'impianto eolico con le turbine Vestas V172 da 7,2 MW di potenza e 125 m di mozzo s.l.t.

Il valore medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale è pari a **2486 ore/anno** con una produzione di energia totale annua pari a circa **125,275 GWh**, in linea con le produzioni medie annue di altri siti installati sempre in provincia di Potenza, evidenziando una buona risorsa eolica la cui rosa dell'energia (figura seguente) mostra una direzione predominante mediamente a 45° nel quadrante di NW con componenti minori dai quadranti di SE.

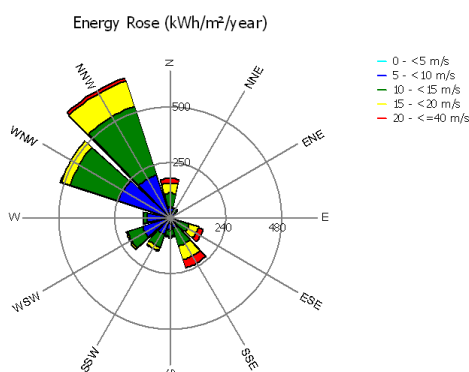


Figura 31: Rosa dell'energia o distribuzione della densità energetica per settori di provenienza

10.1 Perdite di SCIA

Le perdite di scia sono mediamente pari a **2,97%**, valore basso che mostra una buona disposizione delle turbine nel layout di progetto ottimizzato rispetto alla direzione predominante Nord-Ovest della risorsa eolica di sito.

11 Conclusioni

I dati misurati alla quota di 89,5 m dalla stazione anemometrica di sito MM-95m evidenzia una buona risorsa eolica i cui valori misurati e quelli stimati ad altezza mozzo di 105 m sono riportati nella seguente tabella.

Stazione di misura	Velocità media misurata all'altezza di 89,5m (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata all'altezza di 89,5m (Weibull) [m/s]	Velocità media storicizzata ad altezza mozzo di 105 m in posizione baricentrica dell'impianto eolico (Weibull) [m/s]
MM 95m	5,25	5,34	5,83

Tabella 13: Velocità medie annue nelle posizioni della stazione di misura e dell'impianto eolico.

Come si evince dalla tabella la velocità media storicizzata su 27 anni e stimata ad altezza mozzo di 89,5 m è all'incirca di 5,34 m/s nel punto d'installazione della stazione di misura e raggiunge un valore medio a livello di wind farm pari a 5,83 m/s.

Nella simulazione sono state considerate le perdite di scia dovute alla mutua interferenza delle turbine, il deficit produttivo dovuto alla densità dell'aria leggermente inferiore a quella standard e le perdite tecniche, stimate da valori di letteratura e in base all'esperienza nella gestione di parchi eolici esistenti, pari all'incirca a 6%.

Le perdite di scia risultanti dal calcolo sono pari a circa **2,97 %**. Il valor medio annuo delle ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale è pari a **2486 ore/anno** con una produzione di energia totale annua pari a circa **125,275 GWh**, in linea con i migliori siti eolici presenti nella provincia di Potenza.

12 Allegati

12.1 ANALISI DATI VENTO – STAZIONE ANEMOMETRICA MM-95m

STATGEN - Overview

Calculation: MM-95m File: IT MM-95m - Storic - 89.50 m.wws

Name

MM-95m - Storic - 89.50 m

Source

USER

Country

Italy

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33 East: 566.827 North: 4.541.943

Site Data

MM Melfi

Meteorological Data

MM Melfi - Storic

WAsP version

WAsP 12 Version 12.01.0038

Interval setup

Use all

Interval used

01/05/2018 - 30/04/2019



Map tiles by Stamen Design, under CC BY 3.0. Data by OpenStreetMap, under ODbL

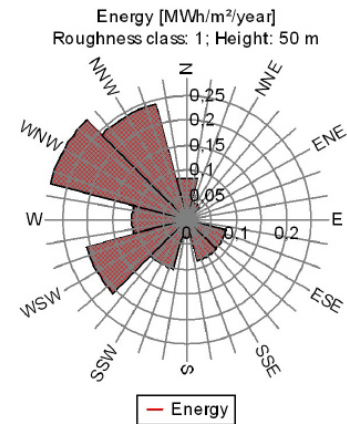
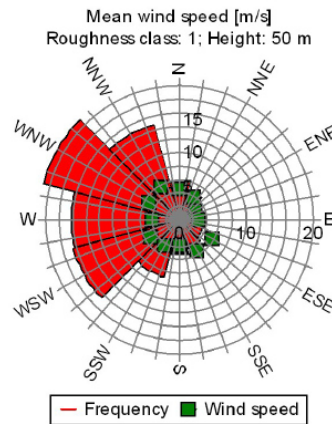
Scale 1:4.000

Site Data

Meteorological Data

Mean wind speed [m/s]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m
10,0	4,8	3,5	3,0	2,4	1,6
25,0	5,2	4,2	3,8	3,2	2,5
50,0	5,7	4,8	4,4	3,8	3,1
100,0	6,1	5,7	5,3	4,7	4,0
200,0	6,8	7,0	6,5	5,8	5,0



Wind energy [kWh/m²/year]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m
10,0	1.392	619	403	193	55
25,0	1.764	957	693	407	180
50,0	2.078	1.293	991	648	349
100,0	2.668	1.985	1.557	1.090	678
200,0	3.719	3.839	3.000	2.143	1.423

WTG energy [kWh/m²/year]

Normal rated WTG (0.45 kW/m2)

High wind rated WTG (0.55 kW/m2)

Low wind rated WTG (0.35 kW/m2)

Height [m]	Roughness class/Length					Height [m]	Roughness class/Length					Height [m]	Roughness class/Length				
	0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m		0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m		0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m
10,0	400	101	32	11	-	10,0	406	94	26	8	-	10,0	398	117	39	13	-
25,0	534	230	148	54	12	25,0	548	224	140	48	9	25,0	514	251	169	64	14
50,0	655	410	299	161	50	50,0	678	417	299	154	44	50,0	619	407	311	185	59
100,0	807	676	539	368	181	100,0	844	701	555	372	173	100,0	751	638	519	370	207
200,0	1.007	1.087	905	685	457	200,0	1.075	1.169	958	710	467	200,0	926	996	837	645	448

Key numbers

Wind energy is relative to 3300 kWh/m2/year for roughness class 1 and 50 m hub height

WTG energy is relative to 1025 kWh/m2/year for roughness class 1 and 50 m hub height

Name	Distance [km]	Wind energy [%]	WTG energy [%]	Name	Distance [km]	Wind energy [%]	WTG energy [%]
Current wind statistic		39,2	40,0	Ponza, 1965-74	239,4	35,8	18,9
MM Melfi - Storic - 89.50 m-Corr	0,0	51,7	52,5				
MM Melfi - 45.00 m	0,1	50,3	59,5				
MM Melfi - 89.50 m	0,1	37,8	38,4				
MMC - 95.00 m	29,4	51,7	45,4				
Gioia del Colle, 1965-75	103,2	90,7	71,5				
Capo Palinuro, 1960-69	120,4	10,4	1,2				
Brindisi, 1965-75	186,3	119,5	90,6				
Lecce Galatina, 1965-75	186,3	113,7	77,4				

STATGEN - Wind Data Analysis

Calculation: MM-95mWind data: A - MM-95m - Storic; Height: 89,5

Site coordinates

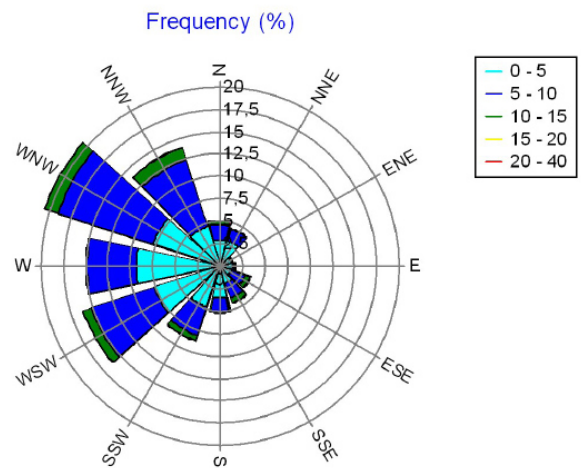
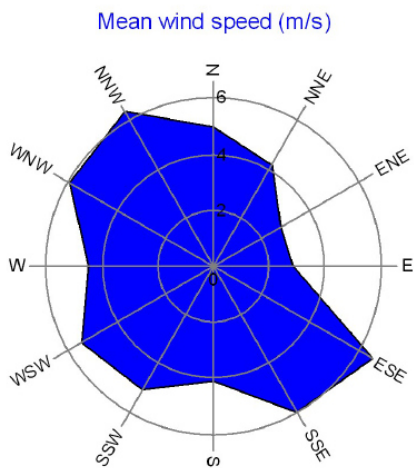
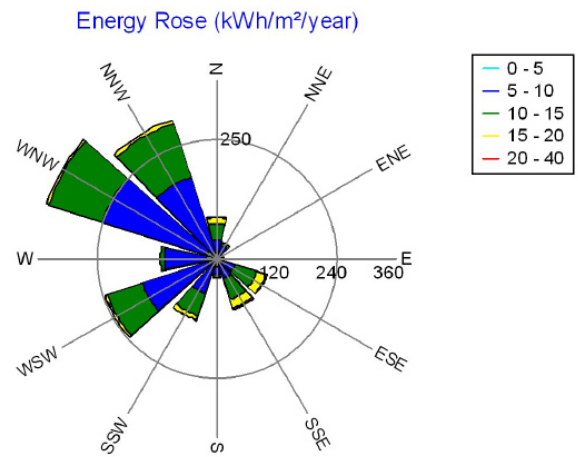
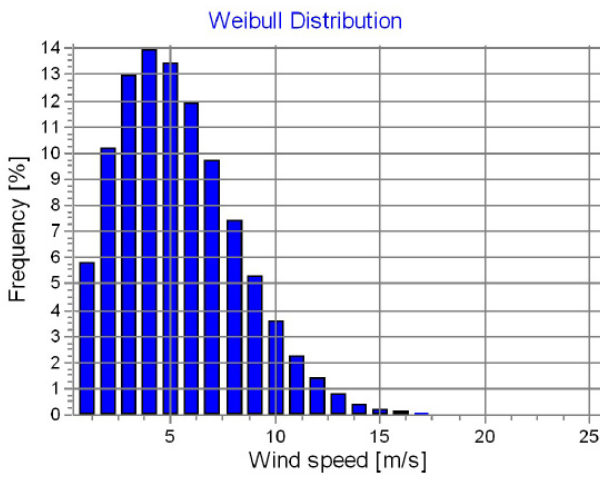
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 566.827 North: 4.541.943

Meteo data

MM-95m

Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	5,49	4,95	1,506	5,1
1 NNE	4,69	4,18	1,778	4,4
2 ENE	3,12	2,78	1,692	1,5
3 E	2,74	2,82	0,937	1,7
4 ESE	7,41	6,58	1,873	3,6
5 SSE	6,73	6,00	1,721	4,3
6 S	4,62	4,11	1,830	5,2
7 SSW	5,74	5,11	1,756	8,8
8 WSW	6,12	5,42	2,097	16,1
9 W	5,04	4,47	2,299	15,0
10 WNW	6,75	5,98	2,428	20,5
11 NNW	7,20	6,38	2,427	13,9
All	6,02	5,34	1,936	100,0



12.2 WINDPRO PARK result con la turbina Vestas V172

PARK - Main Result

Calculation: Sant'Eufemia

Wake Model N.O. Jensen (RISO/EMD)

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 33
At the site centre the difference between grid north and true north is: 0,6°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: POTENGA V3 2014
Base temperature: 10,5 °C at 843,0 m
Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
Air density for Site center at key hub height: 460,0 m + 50,0 m = 1,162 kg/m³ -> 94,9 % of Std
Relative humidity: 0,0 %

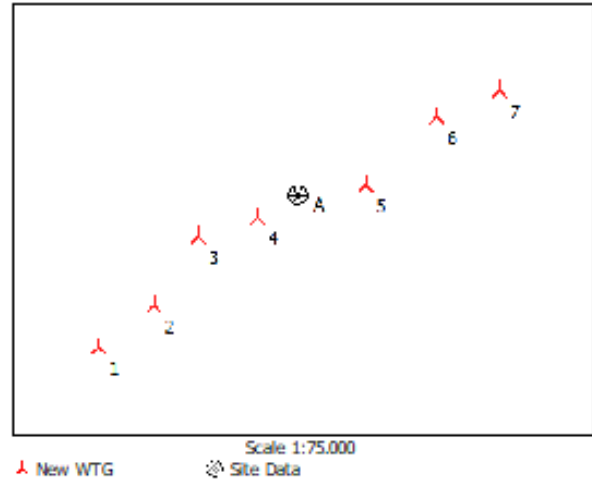
Wake Model Parameters
Terrain type: Wake decay constant
DTU default onshore: 0,075

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end stop start end stop
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics MM-05m - 80,50 m.u.w.s

WASP version WASP 11 Version 11.04.0025



Key results for height 50,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Eastings	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	601.633	4.519.410 SD Park S.Eufemia	WASP (WASP 11 Version 11.04.0025)	1.285	4,7	2,5

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results*)			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	133.271,1	119.944,0	137.321,1	2,9	27,1	17.134,9	2.380	6,4

*) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 7 new WTGs with total 50,4 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy				
	Valid	Manufact.	Type-generator						Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]	
1	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	18.205,7	16.385	0,4	6,14
2	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	17.432,9	15.690	1,3	6,13
3	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	21.786,7	19.608	1,8	6,86
4	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	18.124,5	16.312	1,6	6,27
5	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	20.052,0	18.047	3,0	6,58
6	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	19.319,5	17.388	2,7	6,43
7	A	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	125,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	18.349,8	16.515	3,9	6,27

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Eastings	Northing	Z [m]	Row data/Description
1	599.361	4.517.664	323,9 T1
2	599.992	4.518.151	352,9 T2
3	600.494	4.518.934	431,2 T3
4	601.176	4.519.152	364,4 T4
5	602.405	4.519.533	402,9 T5
6	603.218	4.520.314	371,9 T6
7	603.936	4.520.620	320,0 T7

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

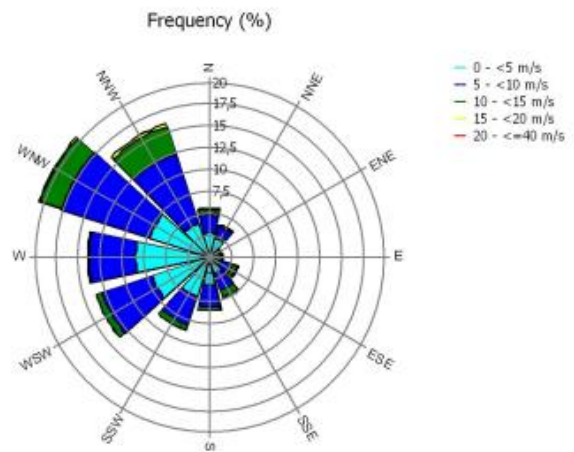
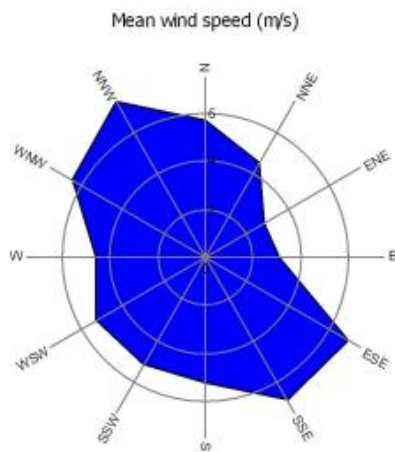
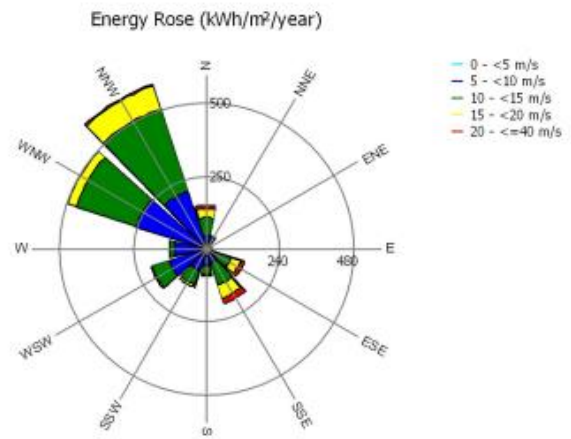
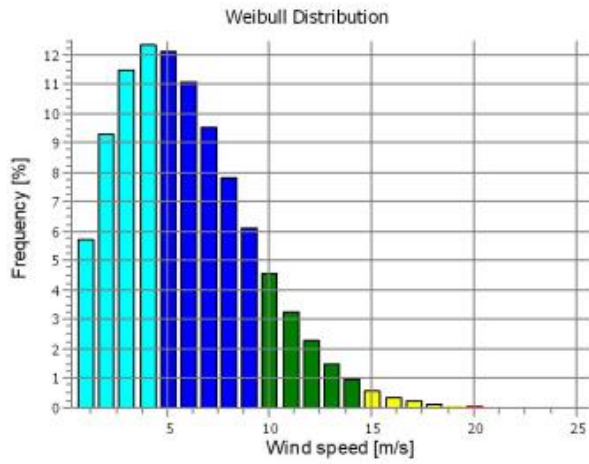
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
East: 601.633 North: 4.519.410

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	6,37	5,75	1,514	5,6
1 NNE	5,13	4,58	1,658	3,9
2 ENE	3,15	2,83	1,549	1,4
3 E	3,09	3,11	0,986	1,6
4 ESE	7,76	6,92	1,717	3,4
5 SSE	7,70	6,87	1,701	5,0
6 S	5,89	5,23	1,873	6,1
7 SSW	5,80	5,16	1,771	8,7
8 WSW	5,96	5,28	2,037	13,7
9 W	5,20	4,60	2,139	14,0
10 WNW	7,28	6,45	2,240	20,5
11 NNW	8,46	7,50	2,330	16,1
All	6,56	5,83	1,826	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

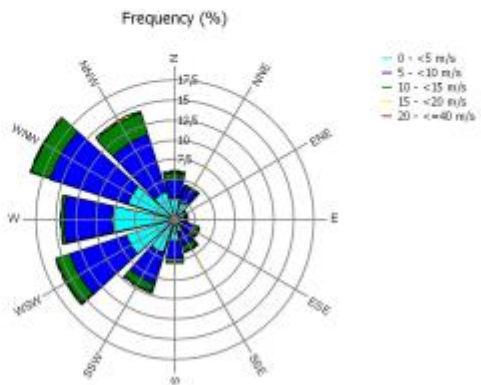
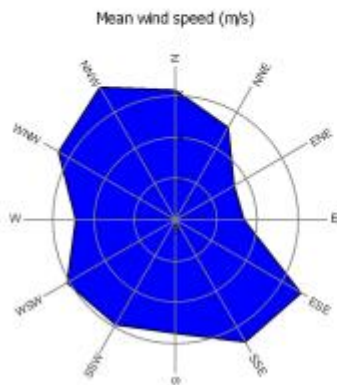
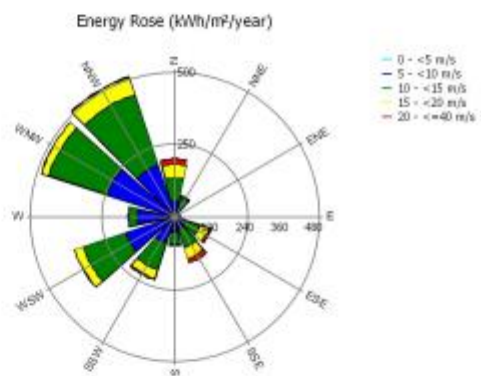
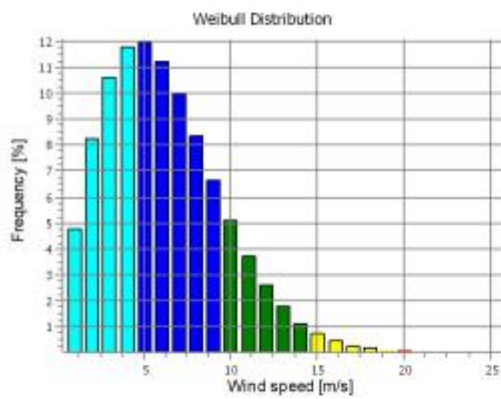
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 599.361 North: 4.517.664
 T1 - T1

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wvs

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,00	6,28	1,584	6,1
1 NNE	5,79	5,17	1,682	4,5
2 ENE	3,69	3,33	1,475	1,7
3 E	3,36	3,39	0,979	1,6
4 ESE	8,00	7,11	1,818	3,3
5 SSE	7,69	6,85	1,709	4,3
6 S	6,27	5,56	1,881	5,4
7 SSW	6,63	5,90	1,760	9,6
8 WSW	6,93	6,14	2,029	15,8
9 W	5,57	4,93	2,170	14,4
10 WNW	7,46	6,61	2,330	19,1
11 NNW	8,38	7,43	2,369	14,3
All	6,90	6,12	1,893	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

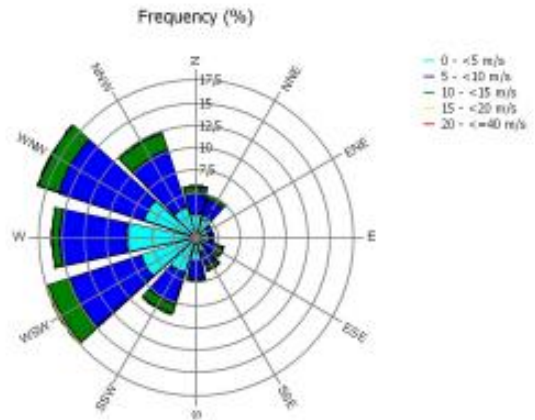
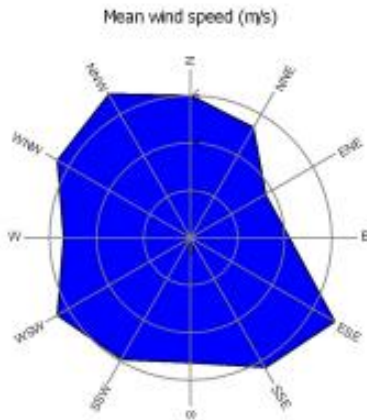
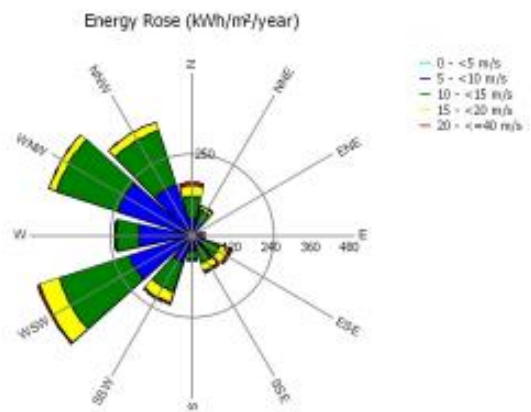
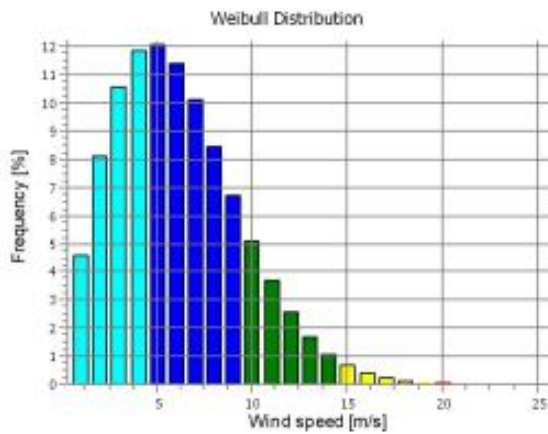
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 599.992 North: 4.518.151
 T2 - T2

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,72	6,02	1,615	5,8
1 NNE	6,03	5,39	1,662	4,9
2 ENE	4,04	3,67	1,439	1,9
3 E	4,28	4,17	1,068	2,0
4 ESE	7,96	7,07	1,830	3,3
5 SSE	7,11	6,34	1,701	3,9
6 S	5,96	5,29	1,881	4,9
7 SSW	6,66	5,93	1,732	8,9
8 WSW	7,40	6,56	2,021	17,6
9 W	6,08	5,39	2,154	16,1
10 WNW	7,40	6,55	2,338	18,6
11 NNW	7,89	6,99	2,381	12,3
All	6,90	6,12	1,924	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

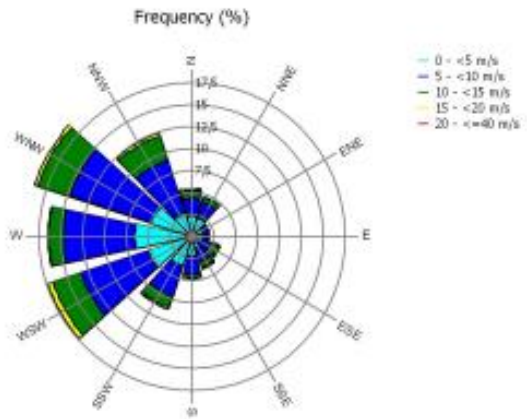
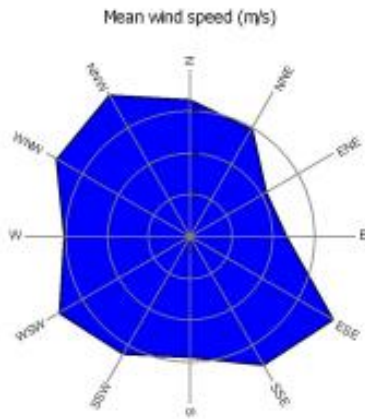
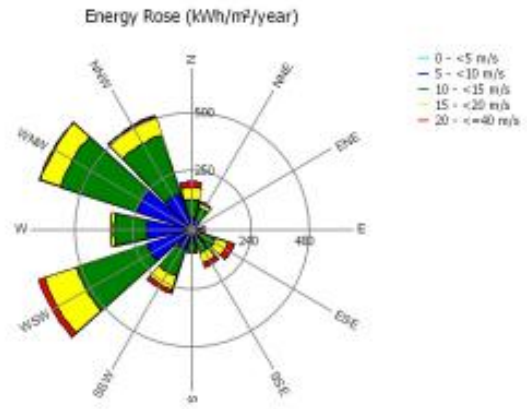
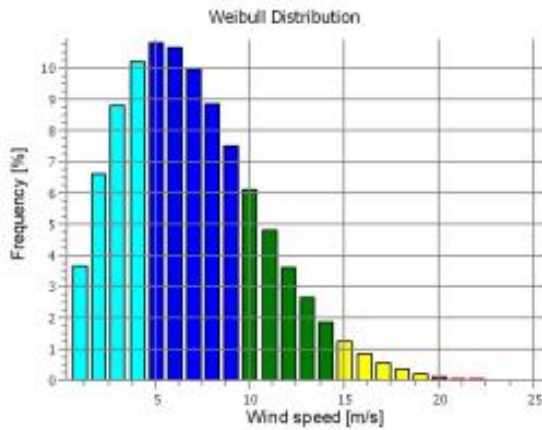
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 600.494 North: 4.518.934
 T3 - T3

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Current site					
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]	
0 N	7,31	6,56	1,584	5,4	
1 NNE	6,65	5,94	1,662	4,7	
2 ENE	4,65	4,21	1,463	2,0	
3 E	4,81	4,70	1,064	2,0	
4 ESE	8,97	7,97	1,826	3,4	
5 SSE	7,95	7,10	1,701	3,9	
6 S	6,52	5,79	1,889	4,8	
7 SSW	7,31	6,52	1,732	8,7	
8 WSW	8,28	7,33	2,021	17,4	
9 W	6,86	6,08	2,154	16,5	
10 WNW	8,39	7,43	2,338	18,9	
11 NNW	8,81	7,81	2,381	12,4	
All	7,72	6,85	1,928	100,0	



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

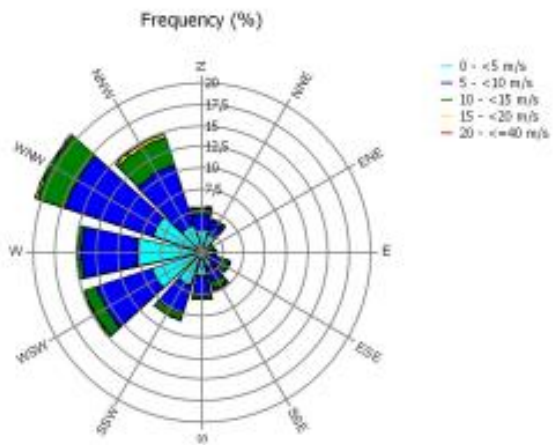
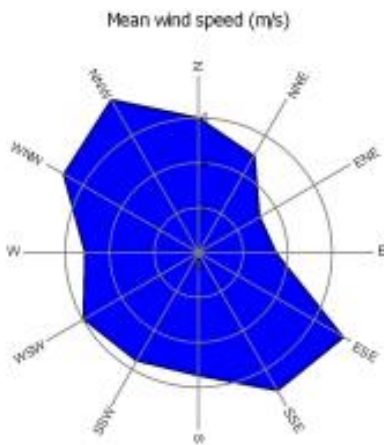
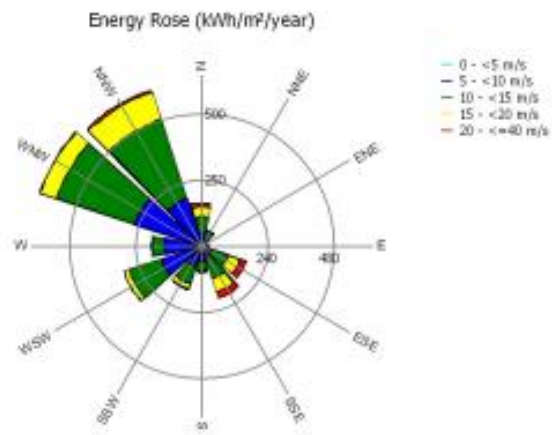
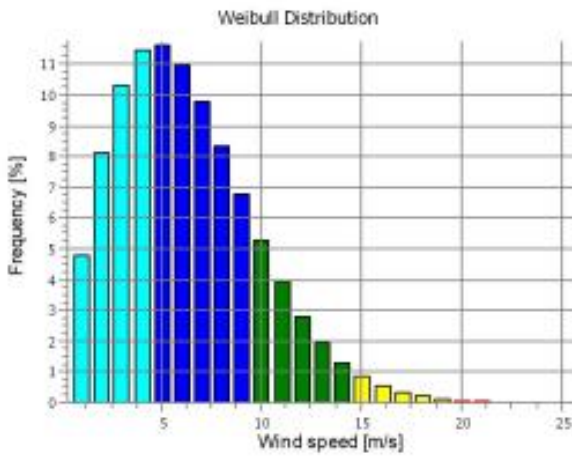
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 601.176 North: 4.519.152
 T4 - T4

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,65	5,99	1,518	5,4
1 NNE	5,58	4,99	1,674	4,1
2 ENE	3,55	3,20	1,549	1,5
3 E	3,46	3,48	0,986	1,7
4 ESE	8,44	7,52	1,764	3,5
5 SSE	7,97	7,12	1,697	4,7
6 S	6,16	5,47	1,885	5,5
7 SSW	6,25	5,57	1,748	8,4
8 WSW	6,72	5,96	2,037	14,7
9 W	5,80	5,13	2,143	14,9
10 WNW	7,91	7,01	2,287	20,8
11 NNW	8,84	7,83	2,346	14,7
All	7,05	6,26	1,865	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

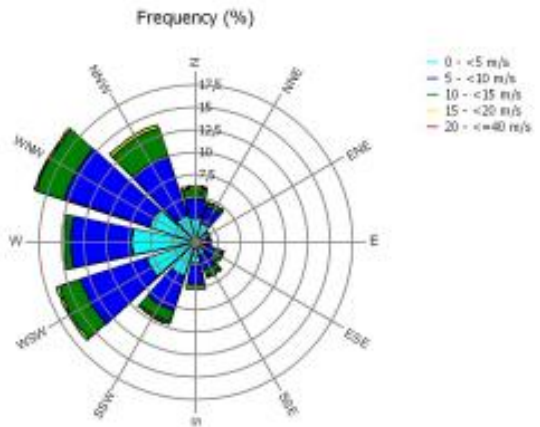
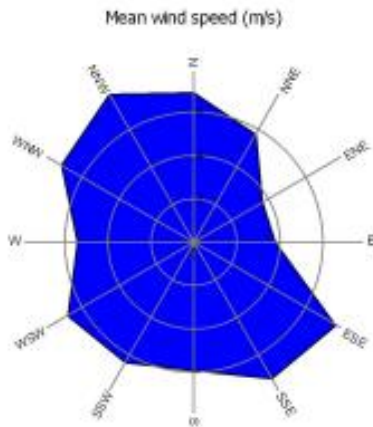
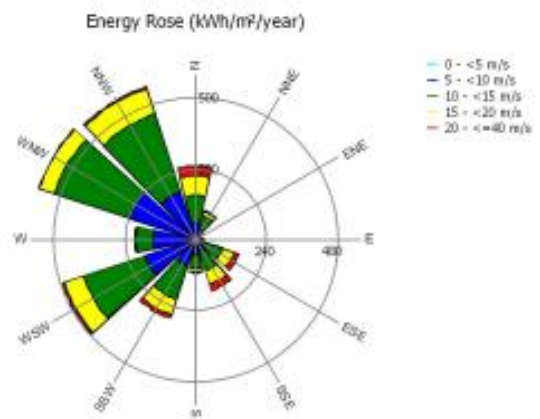
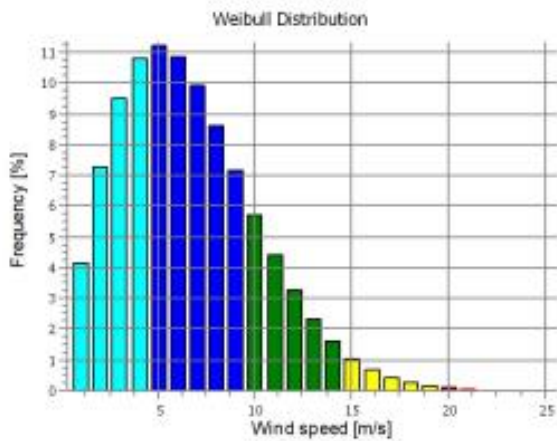
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 602.405 North: 4.519.533
 T5 - T5

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,66	6,86	1,619	6,2
1 NNE	6,37	5,69	1,666	4,6
2 ENE	4,01	3,63	1,455	1,7
3 E	3,77	3,79	0,990	1,7
4 ESE	8,55	7,60	1,838	3,3
5 SSE	8,10	7,22	1,709	4,1
6 S	6,66	5,91	1,881	5,2
7 SSW	7,18	6,40	1,756	9,6
8 WSW	7,59	6,72	2,021	16,3
9 W	6,08	5,38	2,162	14,7
10 WNW	7,96	7,05	2,334	18,9
11 NNW	8,82	7,82	2,373	13,7
All	7,41	6,57	1,900	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

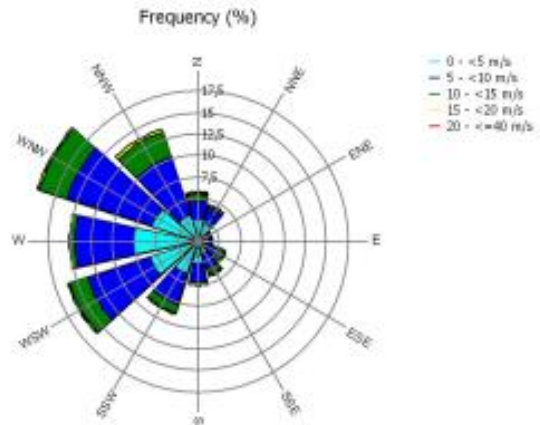
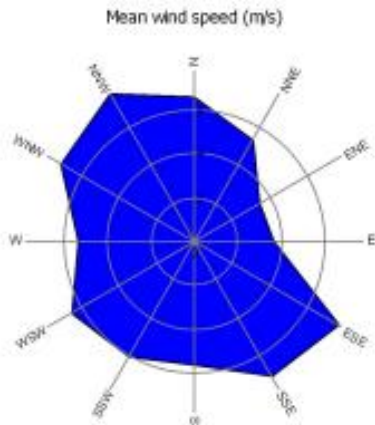
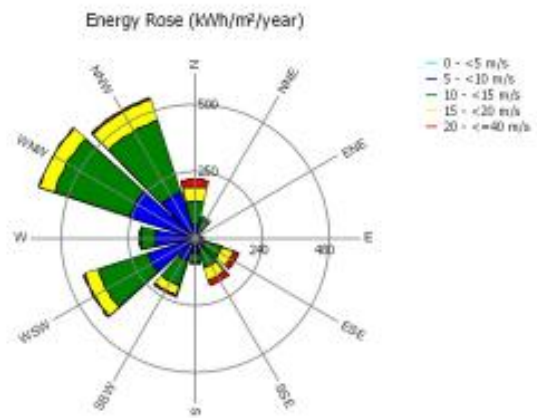
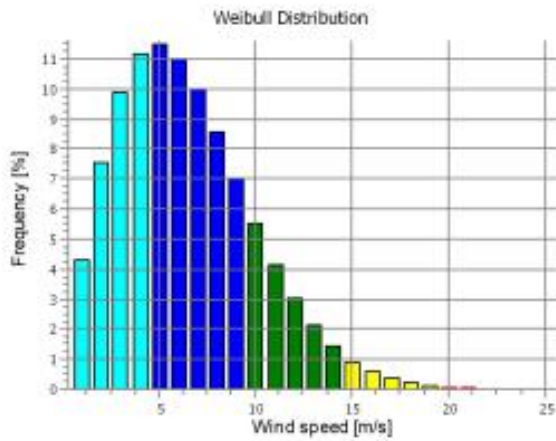
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 603.218 North: 4.520.314
 T6 - T6

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,32	6,57	1,580	5,8
1 NNE	5,97	5,33	1,682	4,5
2 ENE	3,87	3,48	1,525	1,7
3 E	3,62	3,65	0,979	1,7
4 ESE	8,58	7,62	1,830	3,4
5 SSE	7,95	7,09	1,705	4,2
6 S	6,29	5,58	1,904	5,1
7 SSW	6,75	6,02	1,740	8,9
8 WSW	7,33	6,49	2,033	16,0
9 W	5,96	5,28	2,170	15,0
10 WNW	7,96	7,06	2,330	19,8
11 NNW	8,71	7,72	2,377	13,8
All	7,23	6,42	1,900	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **Wind data:** A - SD Park S.Eufemia; Hub height: 125,0

Site coordinates

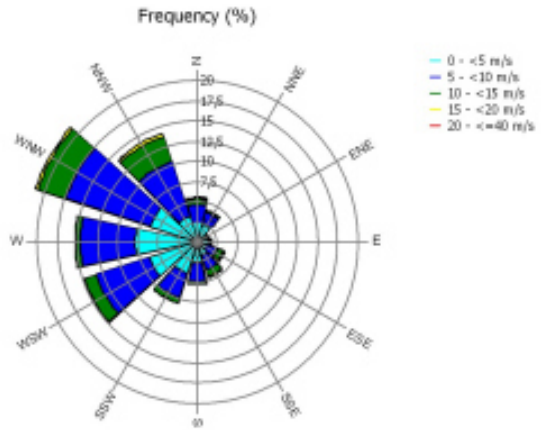
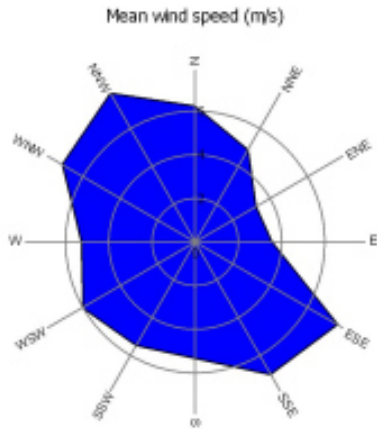
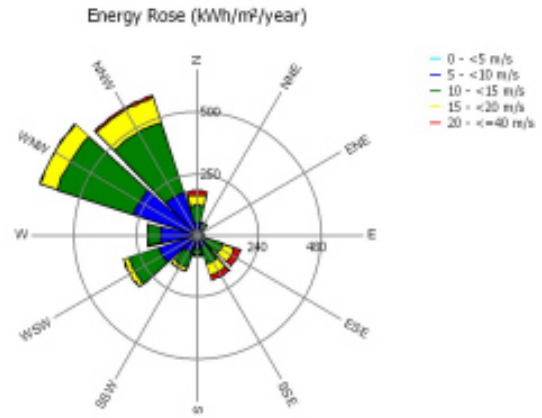
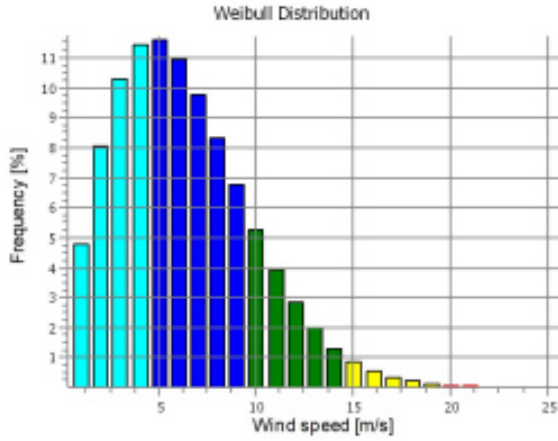
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
 East: 603.936 North: 4.520.620
 T7 - T7

Wind statistics

MM-95m Storic - Subst 92.50 m-Corr.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	6,94	6,23	1,568	5,5
1 NNE	5,40	4,82	1,693	4,1
2 ENE	3,55	3,19	1,553	1,6
3 E	3,51	3,53	0,990	1,7
4 ESE	8,53	7,59	1,779	3,6
5 SSE	7,79	6,96	1,689	4,6
6 S	5,99	5,32	1,889	5,3
7 SSW	6,12	5,46	1,732	8,0
8 WSW	6,75	5,98	2,033	14,9
9 W	5,88	5,21	2,139	15,3
10 WNW	7,99	7,07	2,291	21,2
11 NNW	8,82	7,82	2,334	14,2
All	7,05	6,26	1,865	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Sant'Eufemia

Wind speed [m/s]	Power														
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]	
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3,5	821	718	821	682	439	750	821	821	821	686	402	745	821	821	
4,5	3.156	2.921	3.156	2.851	2.244	2.989	3.156	3.156	3.156	2.858	2.192	2.984	3.156	3.156	
5,5	6.614	6.212	6.614	6.084	5.046	6.325	6.614	6.614	6.614	6.097	4.970	6.319	6.614	6.614	
6,5	11.544	10.889	11.544	10.682	8.987	11.072	11.544	11.544	11.544	10.702	8.867	11.063	11.544	11.544	
7,5	18.146	17.172	18.146	16.869	14.333	17.443	18.146	18.146	18.146	16.897	14.160	17.432	18.146	18.146	
8,5	26.489	25.152	26.489	24.744	21.244	25.527	26.489	26.489	26.489	24.783	21.010	25.510	26.489	26.489	
9,5	35.528	34.094	35.528	33.737	29.767	34.499	35.528	35.528	35.528	33.762	29.577	34.499	35.528	35.528	
10,5	43.240	42.143	43.240	41.930	38.756	42.448	43.240	43.240	43.240	41.944	38.642	42.453	43.240	43.240	
11,5	48.551	47.963	48.551	47.883	46.083	48.124	48.551	48.551	48.551	47.874	46.063	48.139	48.551	48.551	
12,5	50.177	50.068	50.177	50.068	49.680	50.089	50.177	50.177	50.177	50.057	49.713	50.101	50.177	50.177	
13,5	50.400	50.394	50.400	50.395	50.366	50.394	50.400	50.400	50.400	50.393	50.373	50.396	50.400	50.400	
14,5	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	
15,5	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	
16,5	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	50.400	
17,5	50.398	50.398	50.398	50.398	50.399	50.398	50.398	50.398	50.398	50.398	50.399	50.398	50.398	50.398	
18,5	48.713	48.794	48.713	48.814	49.039	48.772	48.713	48.713	48.713	48.813	49.051	48.772	48.713	48.713	
19,5	46.410	46.477	46.410	46.494	46.679	46.458	46.410	46.410	46.410	46.493	46.688	46.459	46.410	46.410	
20,5	43.834	43.911	43.834	43.929	44.140	43.889	43.834	43.834	43.834	43.928	44.151	43.889	43.834	43.834	
21,5	38.766	38.888	38.766	38.919	39.256	38.854	38.766	38.766	38.766	38.917	39.273	38.855	38.766	38.766	
22,5	32.179	32.290	32.179	32.317	32.623	32.259	32.179	32.179	32.179	32.315	32.638	32.259	32.179	32.179	
23,5	25.452	25.537	25.452	25.558	25.793	25.513	25.452	25.452	25.452	25.557	25.804	25.514	25.452	25.452	
24,5	19.026	19.085	19.026	19.099	19.261	19.068	19.026	19.026	19.026	19.098	19.269	19.069	19.026	19.026	
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

1. Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
2. Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
3. Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
4. Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

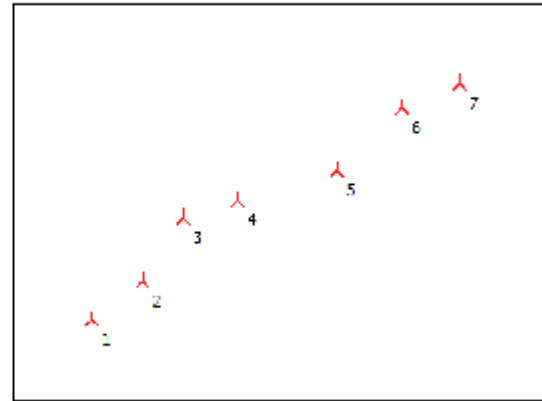
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Sant'Eufemia

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters	
[m]		[m]	[m]		
1	323,9	2	352,9	797	4,6
2	352,9	1	323,9	797	4,6
3	431,2	4	364,4	716	4,2
4	364,4	3	431,2	716	4,2
5	402,9	6	371,9	1.127	6,6
6	371,9	7	320,0	780	4,5
7	320,0	6	371,9	780	4,5
Min	320,0	320,0	716		4,2
Max	431,2	431,2	1.127		6,6



Scale 1:75.000

New WTG

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'EufemiaWTG: 1 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report L.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

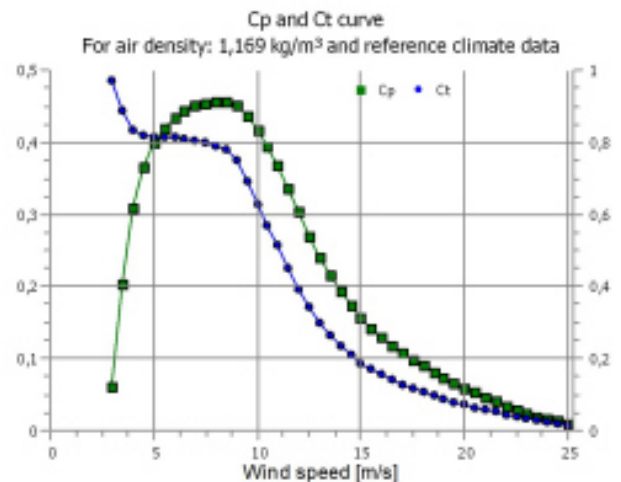
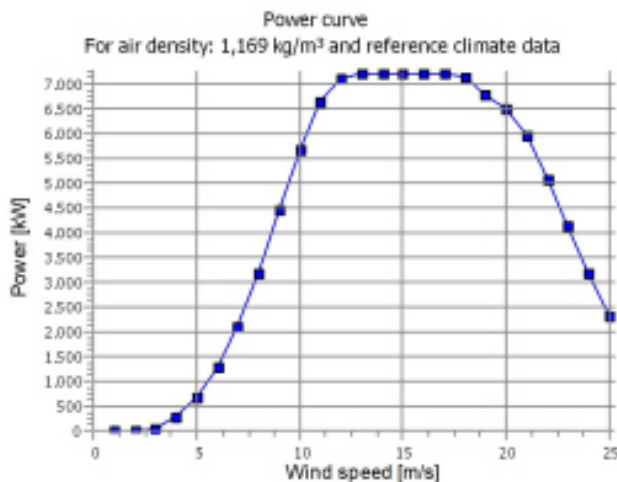
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve [m/s]
3,0	0,00	0,00	3,0	0,97
3,5	129,0	0,21	3,5	0,99
4,0	280,0	0,32	4,0	0,82
4,5	481,0	0,37	4,5	0,82
5,0	713,0	0,40	5,0	0,81
5,5	989,0	0,42	5,5	0,82
6,0	1.340,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.720,0	0,44	6,5	0,81
7,0	2.200,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.720,0	0,45	7,5	0,80
8,0	3.240,0	0,46	8,0	0,79
8,5	3.860,0	0,46	8,5	0,78
9,0	4.480,0	0,46	9,0	0,75
9,5	5.100,0	0,44	9,5	0,69
10,0	5.800,0	0,41	10,0	0,63
10,5	6.460,0	0,38	10,5	0,57
11,0	6.850,0	0,36	11,0	0,51
11,5	7.050,0	0,33	11,5	0,45
12,0	7.160,0	0,29	12,0	0,39
12,5	7.180,0	0,26	12,5	0,34
13,0	7.200,0	0,23	13,0	0,30
13,5	7.200,0	0,21	13,5	0,26
14,0	7.200,0	0,18	14,0	0,24
14,5	7.200,0	0,17	14,5	0,21
15,0	7.200,0	0,15	15,0	0,19
15,5	7.200,0	0,14	15,5	0,17
16,0	7.200,0	0,12	16,0	0,16
16,5	7.200,0	0,11	16,5	0,14
17,0	7.200,0	0,10	17,0	0,13
17,5	7.190,0	0,09	17,5	0,12
18,0	7.120,0	0,08	18,0	0,11
18,5	6.950,0	0,08	18,5	0,10
19,0	6.780,0	0,07	19,0	0,09
19,5	6.620,0	0,06	19,5	0,08
20,0	6.470,0	0,06	20,0	0,07
20,5	6.320,0	0,05	20,5	0,07
21,0	6.190,0	0,05	21,0	0,06
21,5	6.080,0	0,04	21,5	0,06
22,0	5.990,0	0,03	22,0	0,06
22,5	5.900,0	0,03	22,5	0,04
23,0	4.121,0	0,02	23,0	0,03
23,5	3.630,0	0,02	23,5	0,03
24,0	3.180,0	0,02	24,0	0,02
24,5	2.720,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.320,0	0,01	25,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,169 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	22,7	0,06	2,50-3,50	57,7	57,7	0,3
4,0	267,7	0,31	3,50-4,50	295,9	353,6	2,0
5,0	677,7	0,40	4,50-5,50	729,7	1.083,3	6,0
6,0	1.274,8	0,43	5,50-6,50	1.277,2	2.360,5	13,1
7,0	2.099,5	0,45	6,50-7,50	1.847,8	4.208,3	23,4
8,0	3.171,1	0,46	7,50-8,50	2.322,5	6.530,7	36,2
9,0	4.467,8	0,45	8,50-9,50	2.565,1	9.095,8	50,5
10,0	5.669,9	0,42	9,50-10,50	2.473,5	11.569,3	64,2
11,0	6.640,2	0,37	10,50-11,50	2.091,8	13.661,1	75,8
12,0	7.106,5	0,30	11,50-12,50	1.566,8	15.227,9	84,5
13,0	7.196,3	0,24	12,50-13,50	1.064,6	16.292,5	90,4
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	685,4	16.977,9	94,2
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	426,6	17.404,5	96,6
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	259,1	17.663,6	98,0
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	154,6	17.818,2	98,9
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	90,3	17.908,5	99,4
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	51,3	17.959,8	99,7
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	29,0	17.988,8	99,8
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	16,0	18.004,8	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	8,4	18.013,2	100,0
23,0	4.121,0	0,02	22,50-23,50	4,2	18.017,4	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	2,0	18.019,4	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	0,6	18.020,0	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'Eufemia **WTG: 2 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 IO!**, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	[m/s] 25,0	Pitch	User defined	Variable	kw/m ² 0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 IO! Level 0 & OS - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	3

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curve" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/stall 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 I.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

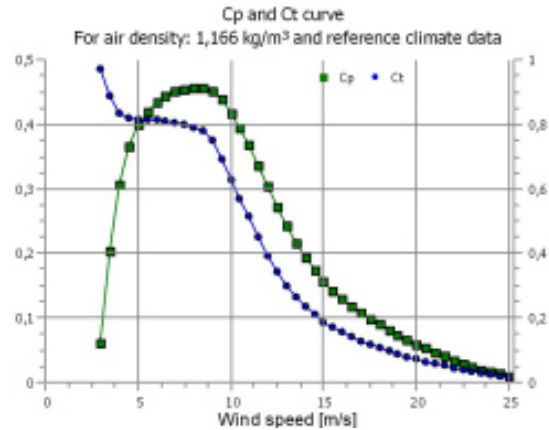
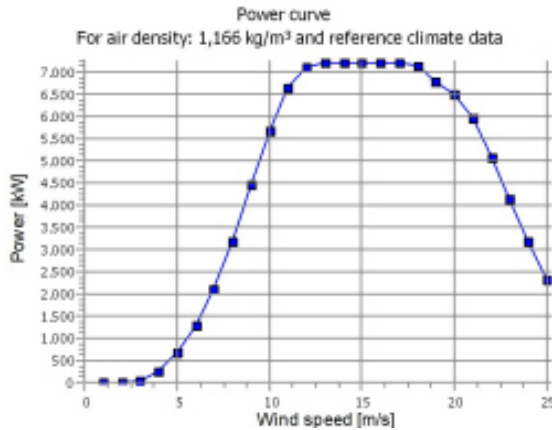
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,28	3,0	0,97
3,5	126,0	0,32	3,5	0,99
4,0	288,0	0,32	4,0	0,93
4,5	481,0	0,27	4,5	0,82
5,0	713,0	0,40	5,0	0,81
5,5	999,0	0,42	5,5	0,82
6,0	1.340,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.739,0	0,44	6,5	0,81
7,0	2.203,0	0,45	7,0	0,81
7,5	2.729,0	0,45	7,5	0,80
8,0	3.324,0	0,46	8,0	0,79
8,5	3.989,0	0,46	8,5	0,78
9,0	4.688,0	0,46	9,0	0,78
9,5	5.324,0	0,44	9,5	0,69
10,0	5.994,0	0,42	10,0	0,62
10,5	6.491,0	0,39	10,5	0,57
11,0	6.894,0	0,38	11,0	0,51
11,5	7.209,0	0,37	11,5	0,46
12,0	7.440,0	0,36	12,0	0,39
12,5	7.590,0	0,36	12,5	0,34
13,0	7.659,0	0,35	13,0	0,30
13,5	7.648,0	0,35	13,5	0,26
14,0	7.568,0	0,34	14,0	0,24
14,5	7.420,0	0,33	14,5	0,21
15,0	7.205,0	0,32	15,0	0,19
15,5	7.028,0	0,31	15,5	0,17
16,0	6.882,0	0,30	16,0	0,16
16,5	6.769,0	0,29	16,5	0,14
17,0	6.690,0	0,28	17,0	0,13
17,5	6.645,0	0,28	17,5	0,12
18,0	6.624,0	0,28	18,0	0,11
18,5	6.626,0	0,28	18,5	0,10
19,0	6.649,0	0,27	19,0	0,09
19,5	6.692,0	0,26	19,5	0,08
20,0	6.754,0	0,26	20,0	0,07
20,5	6.834,0	0,25	20,5	0,07
21,0	6.940,0	0,25	21,0	0,06
21,5	7.070,0	0,24	21,5	0,05
22,0	7.222,0	0,23	22,0	0,05
22,5	7.394,0	0,23	22,5	0,04
23,0	7.584,0	0,22	23,0	0,03
23,5	7.790,0	0,22	23,5	0,03
24,0	7.999,0	0,22	24,0	0,02
24,5	8.199,0	0,21	24,5	0,02
25,0	8.388,0	0,21	25,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,166 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	22,2	0,06	2,50-3,50	54,4	54,4	0,3
4,0	266,5	0,31	3,50-4,50	281,2	335,6	1,9
5,0	675,5	0,40	4,50-5,50	699,1	1.034,7	6,0
6,0	1.270,9	0,43	5,50-6,50	1.233,9	2.268,7	13,2
7,0	2.093,4	0,45	6,50-7,50	1.797,1	4.065,7	23,6
8,0	3.162,0	0,46	7,50-8,50	2.265,9	6.331,7	36,7
9,0	4.455,0	0,45	8,50-9,50	2.499,6	8.831,2	51,2
10,0	5.656,4	0,42	9,50-10,50	2.395,7	11.226,9	65,1
11,0	6.628,2	0,37	10,50-11,50	2.004,4	13.231,3	76,8
12,0	7.103,5	0,30	11,50-12,50	1.480,0	14.711,4	85,4
13,0	7.196,1	0,24	12,50-13,50	988,1	15.699,5	91,1
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	624,2	16.323,7	94,7
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	381,5	16.705,1	96,9
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	227,8	16.932,9	98,2
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	134,0	17.066,9	99,0
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	77,2	17.144,1	99,5
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	43,2	17.187,2	99,7
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	23,9	17.211,1	99,9
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	12,9	17.224,0	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	6,5	17.230,5	100,0
23,0	4.121,0	0,03	22,50-23,50	3,2	17.233,7	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	1,5	17.235,1	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	0,4	17.235,6	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'EufemiaWTG: 3 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	[m/s] 25,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m ² 0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report L.nr. 51171/00-0005 or see the windPRO manual.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

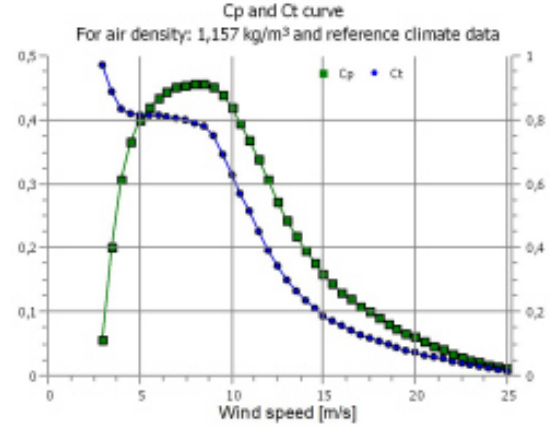
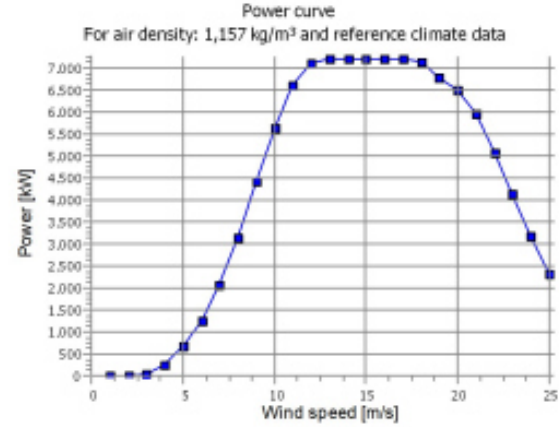
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	CT curve
3,0	0,0	0,0	0,0
3,5	129,0	0,21	0,99
4,0	288,0	0,32	0,82
4,5	480,0	0,37	0,62
5,0	713,0	0,40	0,51
5,5	990,0	0,42	0,42
6,0	1.340,0	0,44	0,34
6,5	1.770,0	0,44	0,28
7,0	2.220,0	0,45	0,24
7,5	2.700,0	0,45	0,21
8,0	3.210,0	0,46	0,19
8,5	3.760,0	0,46	0,17
9,0	4.350,0	0,46	0,16
9,5	4.980,0	0,46	0,15
10,0	5.640,0	0,46	0,15
10,5	6.330,0	0,46	0,14
11,0	7.050,0	0,46	0,14
11,5	7.800,0	0,46	0,14
12,0	8.580,0	0,46	0,14
12,5	9.390,0	0,46	0,14
13,0	10.230,0	0,46	0,14
13,5	11.100,0	0,46	0,14
14,0	12.000,0	0,46	0,14
14,5	12.930,0	0,46	0,14
15,0	13.890,0	0,46	0,14
15,5	14.880,0	0,46	0,14
16,0	15.900,0	0,46	0,14
16,5	16.940,0	0,46	0,14
17,0	18.000,0	0,46	0,14
17,5	19.080,0	0,46	0,14
18,0	20.190,0	0,46	0,14
18,5	21.320,0	0,46	0,14
19,0	22.480,0	0,46	0,14
19,5	23.670,0	0,46	0,14
20,0	24.890,0	0,46	0,14
20,5	26.140,0	0,46	0,14
21,0	27.420,0	0,46	0,14
21,5	28.730,0	0,46	0,14
22,0	30.070,0	0,46	0,14
22,5	31.440,0	0,46	0,14
23,0	32.840,0	0,46	0,14
23,5	34.270,0	0,46	0,14
24,0	35.730,0	0,46	0,14
24,5	37.220,0	0,46	0,14
25,0	38.740,0	0,46	0,14

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,157 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	20,7	0,06	2,50-3,50	46,6	46,6	0,2
4,0	263,3	0,31	3,50-4,50	247,2	293,8	1,3
5,0	669,5	0,40	4,50-5,50	636,1	929,9	4,3
6,0	1.260,4	0,43	5,50-6,50	1.173,3	2.103,2	9,6
7,0	2.076,7	0,45	6,50-7,50	1.802,6	3.905,8	17,9
8,0	3.137,4	0,46	7,50-8,50	2.419,4	6.325,2	29,0
9,0	4.420,7	0,45	8,50-9,50	2.865,7	9.190,9	42,1
10,0	5.620,3	0,42	9,50-10,50	2.971,7	12.162,6	55,8
11,0	6.595,8	0,37	10,50-11,50	2.711,6	14.874,2	68,2
12,0	7.095,3	0,31	11,50-12,50	2.196,6	17.070,9	78,3
13,0	7.195,4	0,24	12,50-13,50	1.614,3	18.685,2	85,7
14,0	7.200,0	0,20	13,50-14,50	1.122,6	19.807,8	90,8
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	753,4	20.561,2	94,3
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	491,3	21.052,5	96,5
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	312,9	21.365,4	97,9
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	193,2	21.558,7	98,8
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	114,8	21.673,5	99,4
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	66,9	21.740,4	99,7
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	37,9	21.778,3	99,8
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	20,1	21.798,4	99,9
23,0	4.121,0	0,03	22,50-23,50	10,1	21.808,5	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	4,9	21.813,4	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	1,6	21.815,0	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'EufemiaWTG: 4 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report 1.rv. 51171/00-0036 or see the windPRO manual.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

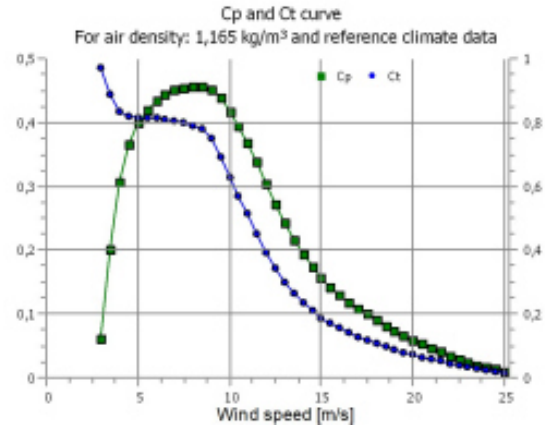
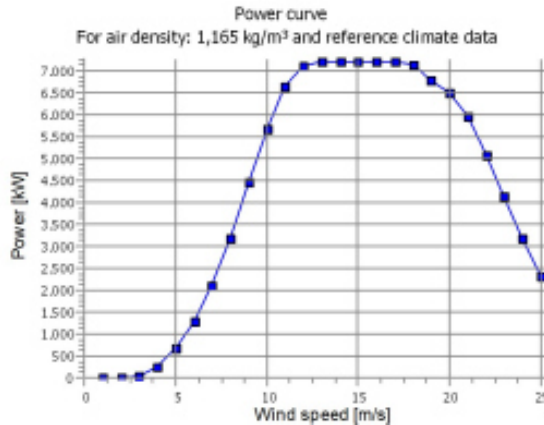
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	0,0	0,00	3,0	0,97
3,5	120,0	0,21	3,5	0,89
4,0	288,0	0,32	4,0	0,82
4,5	480,0	0,37	4,5	0,82
5,0	720,0	0,40	5,0	0,81
5,5	990,0	0,42	5,5	0,82
6,0	1.340,0	0,44	6,0	0,81
6,5	1.770,0	0,44	6,5	0,81
7,0	2.280,0	0,44	7,0	0,81
7,5	2.790,0	0,44	7,5	0,80
8,0	3.320,0	0,44	8,0	0,79
8,5	3.860,0	0,44	8,5	0,78
9,0	4.400,0	0,44	9,0	0,76
9,5	4.940,0	0,44	9,5	0,69
10,0	5.500,0	0,44	10,0	0,62
10,5	6.060,0	0,39	10,5	0,57
11,0	6.640,0	0,36	11,0	0,51
11,5	7.230,0	0,32	11,5	0,46
12,0	7.840,0	0,29	12,0	0,39
12,5	8.470,0	0,26	12,5	0,34
13,0	9.120,0	0,23	13,0	0,30
13,5	9.790,0	0,21	13,5	0,26
14,0	10.480,0	0,18	14,0	0,24
14,5	11.190,0	0,17	14,5	0,21
15,0	11.920,0	0,16	15,0	0,19
15,5	12.670,0	0,14	15,5	0,17
16,0	13.440,0	0,12	16,0	0,16
16,5	14.230,0	0,11	16,5	0,14
17,0	15.040,0	0,10	17,0	0,13
17,5	15.870,0	0,09	17,5	0,12
18,0	16.720,0	0,09	18,0	0,11
18,5	17.590,0	0,08	18,5	0,10
19,0	18.480,0	0,07	19,0	0,09
19,5	19.390,0	0,06	19,5	0,09
20,0	20.320,0	0,06	20,0	0,07
20,5	21.270,0	0,05	20,5	0,07
21,0	22.240,0	0,05	21,0	0,06
21,5	23.230,0	0,04	21,5	0,05
22,0	24.240,0	0,03	22,0	0,05
22,5	25.270,0	0,03	22,5	0,04
23,0	26.320,0	0,02	23,0	0,03
23,5	27.390,0	0,02	23,5	0,03
24,0	28.480,0	0,02	24,0	0,02
24,5	29.590,0	0,01	24,5	0,02
25,0	30.720,0	0,01	25,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,165 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	22,0	0,06	2,50-3,50	53,1	53,1	0,3
4,0	266,0	0,31	3,50-4,50	272,4	325,5	1,8
5,0	674,6	0,40	4,50-5,50	673,3	998,8	5,6
6,0	1.269,4	0,43	5,50-6,50	1.185,0	2.183,8	12,2
7,0	2.090,9	0,45	6,50-7,50	1.730,7	3.914,5	21,8
8,0	3.158,4	0,46	7,50-8,50	2.204,4	6.118,9	34,1
9,0	4.450,0	0,45	8,50-9,50	2.477,2	8.596,1	47,9
10,0	5.651,1	0,42	9,50-10,50	2.440,1	11.036,2	61,5
11,0	6.623,4	0,37	10,50-11,50	2.116,9	13.153,1	73,3
12,0	7.102,3	0,30	11,50-12,50	1.632,9	14.786,0	82,5
13,0	7.196,0	0,24	12,50-13,50	1.145,4	15.931,3	88,8
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	762,1	16.693,4	93,1
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	490,1	17.183,5	95,8
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	306,8	17.490,3	97,5
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	188,0	17.678,2	98,6
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	112,1	17.790,4	99,2
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	64,7	17.855,1	99,6
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	37,0	17.892,1	99,8
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	20,7	17.912,8	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	11,0	17.923,8	99,9
23,0	4.121,0	0,03	22,50-23,50	5,6	17.929,4	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	2,7	17.932,1	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	0,9	17.933,0	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'Eufemia**WTG: 5** - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report L.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

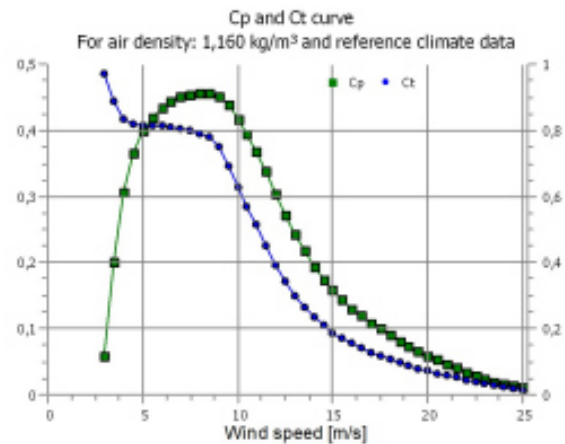
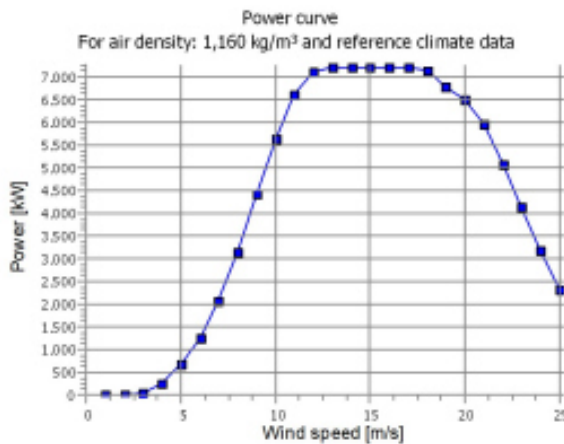
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	0,0	0,00	3,0	0,07
3,5	129,0	0,21	3,5	0,09
4,0	288,0	0,32	4,0	0,11
4,5	481,0	0,37	4,5	0,12
5,0	713,0	0,40	5,0	0,12
5,5	985,0	0,42	5,5	0,12
6,0	1.296,0	0,44	6,0	0,12
6,5	1.736,0	0,44	6,5	0,12
7,0	2.313,0	0,45	7,0	0,12
7,5	2.776,0	0,45	7,5	0,12
8,0	3.124,0	0,46	8,0	0,12
8,5	3.366,0	0,46	8,5	0,12
9,0	4.482,0	0,46	9,0	0,12
9,5	5.324,0	0,46	9,5	0,12
10,0	5.994,0	0,46	10,0	0,12
10,5	6.441,0	0,46	10,5	0,12
11,0	6.894,0	0,46	11,0	0,11
11,5	7.076,0	0,45	11,5	0,11
12,0	7.146,0	0,45	12,0	0,11
12,5	7.192,0	0,45	12,5	0,11
13,0	7.200,0	0,45	13,0	0,11
13,5	7.200,0	0,45	13,5	0,11
14,0	7.200,0	0,45	14,0	0,11
14,5	7.200,0	0,45	14,5	0,11
15,0	7.200,0	0,45	15,0	0,11
15,5	7.200,0	0,45	15,5	0,11
16,0	7.200,0	0,45	16,0	0,11
16,5	7.200,0	0,45	16,5	0,11
17,0	7.200,0	0,45	17,0	0,11
17,5	7.194,0	0,45	17,5	0,11
18,0	7.124,0	0,45	18,0	0,11
18,5	6.994,0	0,45	18,5	0,11
19,0	6.789,0	0,45	19,0	0,11
19,5	6.482,0	0,45	19,5	0,11
20,0	6.472,0	0,45	20,0	0,11
20,5	6.262,0	0,45	20,5	0,11
21,0	5.946,0	0,45	21,0	0,11
21,5	5.946,0	0,45	21,5	0,11
22,0	5.069,0	0,45	22,0	0,11
22,5	4.987,0	0,45	22,5	0,11
23,0	4.121,0	0,45	23,0	0,11
23,5	3.686,0	0,45	23,5	0,11
24,0	3.169,0	0,45	24,0	0,11
24,5	2.738,0	0,45	24,5	0,11
25,0	2.328,0	0,45	25,0	0,11

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,160 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	21,2	0,06	2,50-3,50	49,6	49,6	0,2
4,0	264,4	0,31	3,50-4,50	260,4	310,1	1,6
5,0	671,7	0,40	4,50-5,50	659,3	969,3	4,9
6,0	1.264,2	0,43	5,50-6,50	1.191,3	2.160,6	10,8
7,0	2.082,7	0,45	6,50-7,50	1.787,4	3.948,0	19,8
8,0	3.146,3	0,46	7,50-8,50	2.338,6	6.286,6	31,5
9,0	4.433,1	0,45	8,50-9,50	2.698,0	8.984,7	45,0
10,0	5.633,3	0,42	9,50-10,50	2.725,9	11.710,6	58,6
11,0	6.607,4	0,37	10,50-11,50	2.424,2	14.134,8	70,8
12,0	7.098,2	0,30	11,50-12,50	1.916,0	16.050,8	80,4
13,0	7.195,7	0,24	12,50-13,50	1.376,1	17.426,9	87,2
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	936,9	18.363,8	91,9
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	616,8	18.980,6	95,0
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	395,4	19.376,0	97,0
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	248,2	19.624,2	98,2
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	151,5	19.775,7	99,0
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	89,3	19.864,9	99,5
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	51,9	19.916,8	99,7
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	29,3	19.946,1	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	15,7	19.961,8	99,9
23,0	4.121,0	0,03	22,50-23,50	7,9	19.969,7	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	3,8	19.973,6	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	1,2	19.974,8	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'EufemiaWTG: 6 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 IO!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 IO! Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	[MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value	[%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Lnr. 51171/00-0005 or see the windPRO manual.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

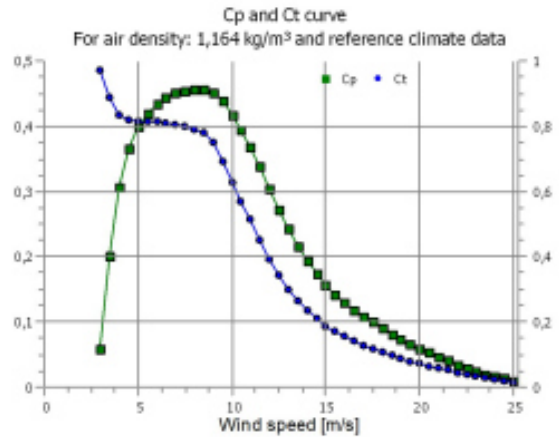
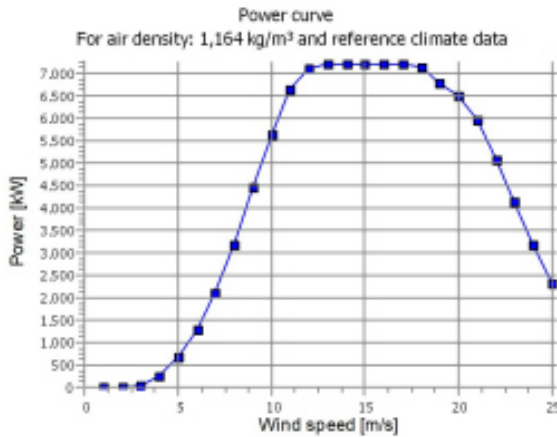
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
2,0	0,0	0,00	2,0	0,00
3,0	0,0	0,00	3,0	0,00
4,0	0,0	0,00	4,0	0,00
5,0	0,0	0,00	5,0	0,00
6,0	0,0	0,00	6,0	0,00
7,0	0,0	0,00	7,0	0,00
8,0	0,0	0,00	8,0	0,00
9,0	0,0	0,00	9,0	0,00
10,0	0,0	0,00	10,0	0,00
11,0	0,0	0,00	11,0	0,00
12,0	0,0	0,00	12,0	0,00
13,0	0,0	0,00	13,0	0,00
14,0	0,0	0,00	14,0	0,00
15,0	0,0	0,00	15,0	0,00
16,0	0,0	0,00	16,0	0,00
17,0	0,0	0,00	17,0	0,00
18,0	0,0	0,00	18,0	0,00
19,0	0,0	0,00	19,0	0,00
20,0	0,0	0,00	20,0	0,00
21,0	0,0	0,00	21,0	0,00
22,0	0,0	0,00	22,0	0,00
23,0	0,0	0,00	23,0	0,00
24,0	0,0	0,00	24,0	0,00
25,0	0,0	0,00	25,0	0,00

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,164 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	21,8	0,06	2,50-3,50	51,9	51,9	0,3
4,0	265,7	0,31	3,50-4,50	270,2	322,1	1,7
5,0	674,0	0,40	4,50-5,50	678,0	1.000,2	5,2
6,0	1.268,4	0,43	5,50-6,50	1.212,7	2.212,9	11,5
7,0	2.089,3	0,45	6,50-7,50	1.799,0	4.011,9	20,9
8,0	3.156,0	0,46	7,50-8,50	2.324,9	6.336,8	33,0
9,0	4.446,7	0,45	8,50-9,50	2.646,7	8.983,5	46,8
10,0	5.647,6	0,42	9,50-10,50	2.636,2	11.619,7	60,5
11,0	6.620,3	0,37	10,50-11,50	2.308,1	13.927,8	72,5
12,0	7.101,5	0,30	11,50-12,50	1.793,2	15.721,0	81,8
13,0	7.195,9	0,24	12,50-13,50	1.264,4	16.985,4	88,4
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	844,2	17.829,6	92,8
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	544,2	18.373,8	95,6
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	341,3	18.715,1	97,4
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	209,6	18.924,7	98,5
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	125,4	19.050,1	99,2
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	72,7	19.122,8	99,5
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	41,7	19.164,5	99,8
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	23,5	19.188,0	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	12,5	19.200,5	99,9
23,0	4.121,0	0,03	22,50-23,50	6,4	19.206,8	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	3,1	19.209,9	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	1,0	19.210,9	100,0



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Sant'EufemiaWTG: 7 - VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O!, Hub height: 125,0 m

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

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/07/2022	EMD	25/02/2022	06/10/2022	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,31

Based Vestas Document no.: 0127-1584 V01.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013) [MWh]	11.840	18.085	24.147	29.566	34.148	37.822
VESTAS V172-7.2 7200 172.0 !O! Level 0 & OS - Calculated - PO7200 - 07-2022 [MWh]	11.639	17.897	23.956	29.281	33.613	36.862
Check value [%]	2	1	1	1	2	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/m²) and single/hub 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 1.nr. 51171/00-0056 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 values are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

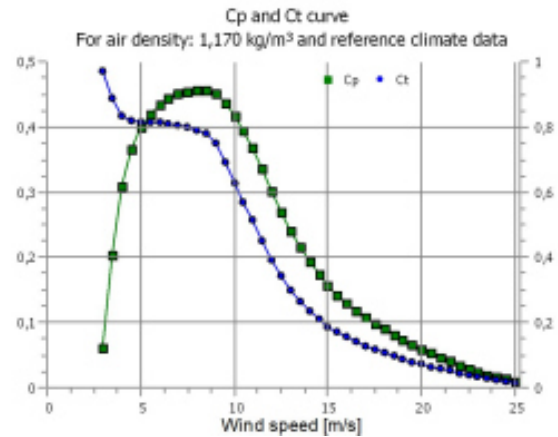
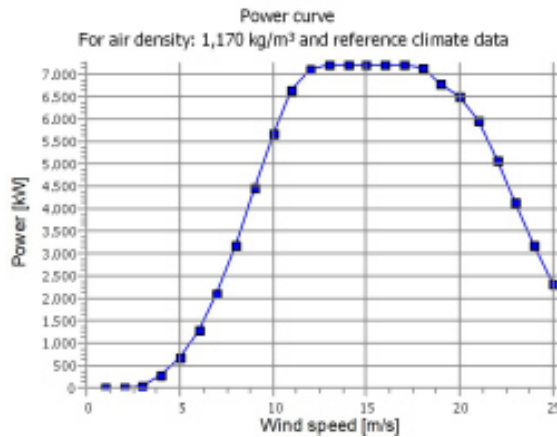
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	0,0	0,00	3,0	0,07
3,5	129,0	0,22	3,5	0,09
4,0	288,0	0,32	4,0	0,10
4,5	481,0	0,37	4,5	0,12
5,0	713,0	0,40	5,0	0,13
5,5	989,0	0,42	5,5	0,14
6,0	1.340,0	0,44	6,0	0,15
6,5	1.770,0	0,44	6,5	0,15
7,0	2.220,0	0,44	7,0	0,15
7,5	2.700,0	0,44	7,5	0,15
8,0	3.210,0	0,44	8,0	0,15
8,5	3.760,0	0,44	8,5	0,15
9,0	4.350,0	0,44	9,0	0,15
9,5	5.010,0	0,44	9,5	0,15
10,0	5.800,0	0,45	10,0	0,15
10,5	6.640,0	0,45	10,5	0,15
11,0	7.540,0	0,45	11,0	0,15
11,5	8.500,0	0,45	11,5	0,15
12,0	9.540,0	0,45	12,0	0,15
12,5	1.060,0	0,45	12,5	0,15
13,0	1.180,0	0,45	13,0	0,15
13,5	1.310,0	0,45	13,5	0,15
14,0	1.450,0	0,45	14,0	0,15
14,5	1.600,0	0,45	14,5	0,15
15,0	1.760,0	0,45	15,0	0,15
15,5	1.930,0	0,45	15,5	0,15
16,0	2.110,0	0,45	16,0	0,15
16,5	2.300,0	0,45	16,5	0,15
17,0	2.500,0	0,45	17,0	0,15
17,5	2.710,0	0,45	17,5	0,15
18,0	2.940,0	0,45	18,0	0,15
18,5	3.180,0	0,45	18,5	0,15
19,0	3.440,0	0,45	19,0	0,15
19,5	3.710,0	0,45	19,5	0,15
20,0	4.000,0	0,45	20,0	0,15
20,5	4.310,0	0,45	20,5	0,15
21,0	4.640,0	0,45	21,0	0,15
21,5	5.000,0	0,45	21,5	0,15
22,0	5.380,0	0,45	22,0	0,15
22,5	5.790,0	0,45	22,5	0,15
23,0	6.230,0	0,45	23,0	0,15
23,5	6.700,0	0,45	23,5	0,15
24,0	7.200,0	0,45	24,0	0,15
24,5	7.730,0	0,45	24,5	0,15
25,0	8.290,0	0,45	25,0	0,15

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,170 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	22,8	0,06	2,50-3,50	54,0	54,0	0,3
4,0	267,9	0,31	3,50-4,50	276,3	330,3	1,8
5,0	678,0	0,40	4,50-5,50	682,2	1.012,4	5,6
6,0	1.275,3	0,43	5,50-6,50	1.200,7	2.213,2	12,2
7,0	2.100,4	0,45	6,50-7,50	1.754,4	3.967,5	21,8
8,0	3.172,3	0,46	7,50-8,50	2.235,9	6.203,5	34,1
9,0	4.469,5	0,45	8,50-9,50	2.513,5	8.717,0	47,9
10,0	5.671,7	0,42	9,50-10,50	2.476,1	11.193,1	61,6
11,0	6.641,8	0,37	10,50-11,50	2.146,9	13.340,0	73,4
12,0	7.106,9	0,30	11,50-12,50	1.654,1	14.994,1	82,5
13,0	7.196,3	0,24	12,50-13,50	1.159,7	16.153,7	88,9
14,0	7.200,0	0,19	13,50-14,50	771,8	16.925,5	93,1
15,0	7.200,0	0,16	14,50-15,50	496,5	17.422,0	95,8
16,0	7.200,0	0,13	15,50-16,50	310,9	17.732,9	97,5
17,0	7.200,0	0,11	16,50-17,50	190,4	17.923,3	98,6
18,0	7.124,0	0,09	17,50-18,50	113,5	18.036,8	99,2
19,0	6.789,0	0,07	18,50-19,50	65,4	18.102,2	99,6
20,0	6.472,0	0,06	19,50-20,50	37,2	18.139,4	99,8
21,0	5.946,0	0,05	20,50-21,50	20,8	18.160,2	99,9
22,0	5.069,0	0,04	21,50-22,50	11,0	18.171,1	100,0
23,0	4.121,0	0,02	22,50-23,50	5,5	18.176,7	100,0
24,0	3.169,0	0,02	23,50-24,50	2,7	18.179,4	100,0
25,0	2.328,0	0,01	24,50-25,50	0,9	18.180,2	100,0



PARK - RIX calculation**Calculation:** Sant'Eufemia**Assumptions**

Radius for calculation	3.500 m
Steepness threshold	30,0 % / 17 °
Directional weight	Equally distributed
RIX for wind statistic	Calculated on windstatistic position. If not available Site data position is used
Height contours used	Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_3.wpo (19)
Alfa	1,0
No RIX correction for delta RIX in interval	-5,0 % - 5,0 %

Reference sites**Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33**

	Easting	Northing	Site Data/Wind statistics	Reference site RIX [%]
A	566.827	4.541.943	MM-95m - 89.50 m-Corr	2,3

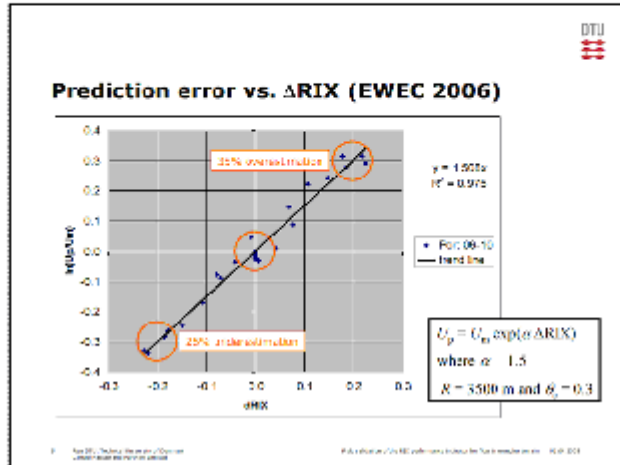
WTG sites**UTM (north)-WGS84 Zone: 33**

Links	Easting	Northing	Z [m]	Reference site RIX [%]	WTG RIX [%]	Delta RIX (WTG site - Reference site) [%]	RIX correction [MWh/y]
1 A	599.361	4.517.664	323,9	2,3	0,8	-1,5	0,00
2 A	599.992	4.518.151	352,9	2,3	1,0	-1,4	0,00
3 A	600.494	4.518.934	431,2	2,3	1,8	-0,6	0,00
4 A	601.176	4.519.152	364,4	2,3	0,8	-1,6	0,00
5 A	602.405	4.519.533	402,9	2,3	0,6	-1,7	0,00
6 A	603.218	4.520.314	371,9	2,3	0,7	-1,7	0,00
7 A	603.936	4.520.620	320,0	2,3	0,6	-1,7	0,00

PARK - RIX calculation

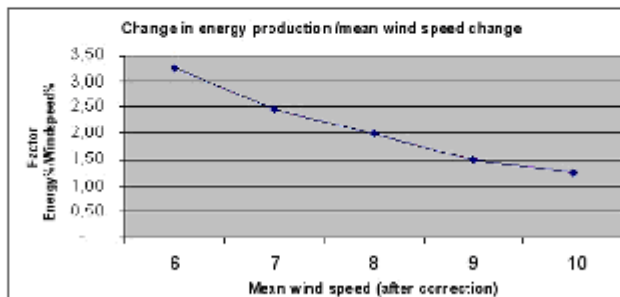
Calculation: Sant'Eufemia

Latest research /Risa/ show that the threshold in RIX calculation typically work best with 40% (new default), and that delta Rix within +/- 5% should not give corrections. Cross predictions based on more mast can fine tune the threshold, see Cross predictor tool in windPRO Meteo Analyser. In windPRO LOSS&UNCERTAINTY module, RIX correction can be calculated automatically as a bias based on most recent recommended correction formulas, which can be found in EWEC2006 8& 08 papers on Rix from Risa, see extract below:



The main conclusion based on use of the RIX method is that if both reference site (measurement mast) and predicted site (WTG) are equally rugged (Delta RIX < 5%), very small calculation errors are expected.
 If reference site (measurement mast) is very rugged, e.g. RIX = 0.2 and predicted site (WTG) are less rugged (e.g. RIX = 0), Delta RIX will be -0.2 and according to the graph, 30% too low wind speed prediction at WTG site could be expected. This could lead to around 60%*) too low calculated energy production.
 If the reference site is less rugged, e.g. RIX = 0, and the predicted site (WTG) are very rugged (e.g. RIX = 0.2), Delta RIX will be +0.2, and according to the graph, 30% too high wind speed prediction at WTG site could be expected. This could lead to around 60%*) too high calculated energy production.

*) Doubling of energy prediction error based on mean wind speed error is a rough conversion, which holds for wind speeds around 8 m/s. At 6-7 m/s tripling is more right, while only 1.5 factors should be used for 9 m/s, see graph below based on a typical WTG.



Source: EWEC06 paper:
IMPROVING WAsP PREDICTIONS IN (TOO) COMPLEX TERRAIN
 Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowen and Ioannis Antoniou
 Wind Energy Department, Risø National Laboratory