

REGIONE PUGLIA**PROVINCIA DI FOGGIA****COMUNE DI
TORREMAGGIORE**

Denominazione Impianto:

TORREMAGGIORE

Ubicazione:

**Comune di Torremaggiore (FG)
Località "Voiragni-Stella Nuova"**Fogli Torremaggiore: 16/72/73/75/76/
77

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

di un Parco Eolico composto da n. 12 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,0 MW,
da ubicarsi in agro del comune di Torremaggiore (FG) - località "Voiragni-Stella Nuova"
e delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili da ubicarsi in agro del comune di Torremaggiore (FG)

PROPONENTE

**RAVANO WIND**

VIA XII OTTOBRE, 2/91

GENOVA (GE) - 16121

P.IVA 02815210998

ravanowind@pec.it

ELABORATO

Analisi di producibilità attesa

Tav n°

RE18

Scala

VARIAB.

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Luglio 2023	Istanza VIA art. 23 D.Lgs 152/06 - Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03			

PROGETTAZIONE GENERALE

STUDIO DI INGEGNERIA Ing. Michele R.G. CURTOTTI

Viale Il Giugno n. 385

71016 San Severo (FG)

Ordine degli Ingegneri di Foggia n. 1704

mail: ing.curtotti@alice.it

pec: ing.curtotti@pec.it

Cell:339/8220246

Spazio Riservato agli Enti



Indice

1. Introduzione	7
2. Scopo dello studio	8
3. Descrizione del progetto	9
4. Studio anemologico del sito	11
4.1 Metodologia di analisi	11
4.2 Validazione dei dati vento disponibili ed elaborazioni preliminari	11
4.2.1 Caratteristiche della stazione anemometrica virtuale in sito	12
4.2.2 Elaborazione e validazione dei dati vento	13
4.2.3 Risultati statistici delle elaborazioni sui dati rilevati	13
4.3 Correlazione dei dati di misura in sito con stazione dati storici	18
4.4 Considerazioni sulla validazione dei dati di vento	18
5. Analisi di producibilità del sito	19
5.1 Modello digitale del terreno	19
5.2 Layout di progetto dell'impianto eolico	20
5.3 Campo di vento risultante	21
5.4 Stima della produzione energetica del parco eolico	22
6. Producibilità dell'impianto	24
6.1 Dati di vento	24
6.2 Layout del sito:	24
6.3 Produzione energetica impianto eolico	24
7. Conclusioni	25
8. Descrizione tecnica della turbina eolica modello Vestas V162 da 6MW	26
9. Studio di producibilità e calcolo delle perdite attese	27

Indice delle figure

Figura 3.1: Visione aerea dell'area ed indicazione della posizione degli aerogeneratori.	9
Figura 4.1: Posizione delle due stazioni anemometriche virtuali rispetto al sito di progetto (EMD-WFR rappresenta la stazione virtuale MESO DATA.	12
Figura 4.2: Distribuzione in frequenza del vento a 75 m (sopra) e 100 m (sotto)	14
Figura 4.3: Rosa dei venti a 100 m di altezza, per frequenza (sinistra) ed energia (destra)	15
Figura 4.4: Distribuzione congiunta di frequenza e velocità del vento a 100 m di altezza.	16
Figura 4.5: Profilo verticale della velocità del vento	17
Figura 5.1: Modello digitalizzato del terreno e area del progetto eolico.....	19
Figura 5.2: Mappa isovento a 100 m di altezza dal suolo, posizione della stazione anemometrica (arancio) e dell'aerogeneratore in progetto (rosso).....	22

Indice delle tabelle

Tabella 4.1: Descrizione stazione anemometrica virtuale in sito, nel Comune di Torremaggiore.....	12
Tabella 4.2: Sintesi validità dati stazione meteo (MESO DATA)	13
Tabella 4.3: Distanze reciproche delle stazioni anemometriche virtuali e del Parco eolico.....	18
Tabella 5.1: Curva di potenza numerica (sinistra) e grafica (a destra) dell'aerogeneratore Vestas V162 6MW.	20
Tabella 5.2: Producibilità del parco eolico costituito dall'aerogeneratore VESTAS V162-6MW, a 119 m.....	23

1. Introduzione

RAVANO WIND S.r.l., con sede a Genova in Via XII Ottobre 2/91, è la società dedicata allo sviluppo, progettazione e realizzazione di un progetto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica, mediante l'installazione di dodici aerogeneratori con potenza nominale di 6 MW, localizzato nel Comune di Torremaggiore, in provincia di Foggia, Regione Puglia, denominato **Progetto Eolico "TORREMAGGIORE"**.

Il presente documento rappresenta il rapporto sull'attività di analisi e di elaborazione dei dati anemologici del **Progetto Eolico "TORREMAGGIORE"** per conto della società RAVANO WIND.

Il lavoro è principalmente basato sulle seguenti informazioni:

- dati di vento in sito;
- report di installazione del fornitore della stazione anemometrica installata in sito;
- caratteristiche tecniche e certificati di calibrazione degli anemometri utilizzati;
- dati di vento della stazione anemometrica di riferimento della zona;
- atlanti eolici disponibili in letteratura;
- dati anemologici da modellistica numerica meteorologica a circolazione globale e a mesoscala;
- mappe digitali del terreno, ad alta risoluzione;
- cartografia dell'aera con posizionamento dell'aerogeneratore secondo il progetto previsto;
- caratteristiche e tipologia dell'aerogeneratore di progetto.

2. Scopo dello studio

Lo scopo dello studio qui presentato riguarda la conoscenza del regime anemologico dell'area interessata dall'installazione di progetto. Per questo motivo, è stata studiata la climatologia del vento nei dintorni del Comune di Torremaggiore, in provincia di Foggia, a partire da tutte le informazioni disponibili al momento della stesura di velocità e direzione del vento. A valle di ciò, e conoscendo i dati tecnici dell'aerogeneratore scelto per il presente progetto, è stato poi possibile effettuare il calcolo della producibilità attesa del parco eolico in configurazione di esercizio.

In particolare, quindi, gli obiettivi del lavoro eseguito sono:

- lo studio anemologico dell'area in progetto;
- la stima di producibilità del progetto eolico.

Il lavoro svolto si è basato sull'analisi dei dati che sono stati elaborati e processati con diversi *software*, e sull'analisi del *layout* di progetto e della tipologia dell'aerogeneratore previsto. In particolare, sono state effettuate:

- verifica dei dati anemologici disponibili e filtraggio degli stessi;
- analisi statistica dei dati di vento in sito;
- elaborazione della mappadigitale del territorio per implementazione nel *software* di analisi;
- mappa di rugosità dell'area, sulla base di ortofoto, per implementazione nei *software* di analisi;
- studio di ventosità dell'area e analisi della risorsa eolica;
- calcolo di produzione del progetto eolico con il *layout* di progetto;
- valutazione tecnica finale del progetto dal punto di vista della risorsa eolica e della producibilità attesa.

3. Descrizione del progetto

Lo studio oggetto della presente relazione si riferisce al progetto di impianto eolico, denominato Progetto eolico Torremaggiore, previsto in un'area ubicata a circa 5 km a sud-ovest del Comune di Torremaggiore, nella Provincia di Foggia, ad una quota media di circa 110 m s.l.m., in località "Voiragni-Stella nuova".

L'area del progetto è visibile nella seguente mappa (Figura 3.1), che riporta una visuale aerea della zona, con indicazione della posizione dei dodici aerogeneratori previsti.

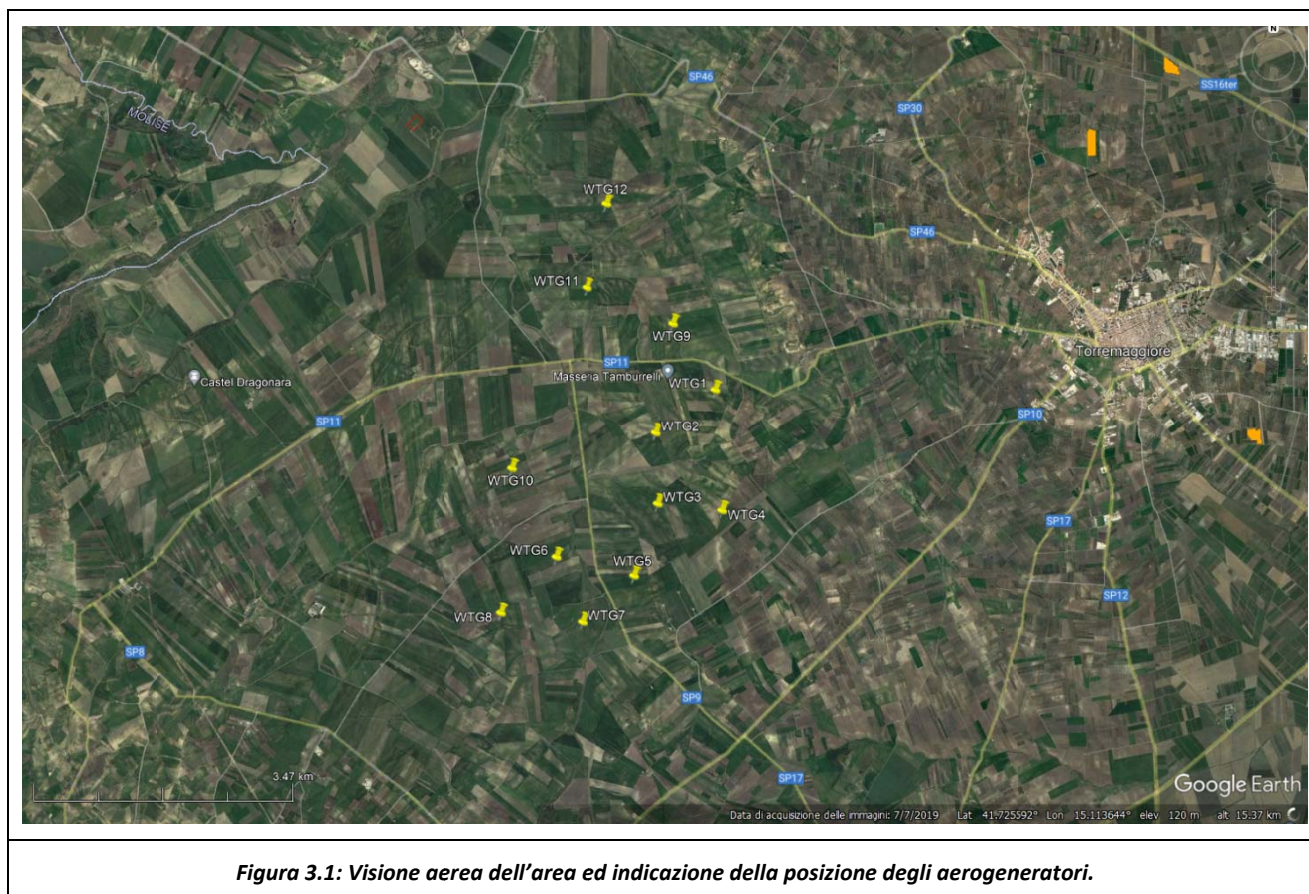


Figura 3.1: Visione aerea dell'area ed indicazione della posizione degli aerogeneratori.

L'area prevista per il parco eolico è prevalentemente pianeggiante o collinare, è ben esposta al vento ed è priva di vegetazione di alto fusto.

Il progetto dell'impianto eolico prevede le seguenti caratteristiche tecniche principali:

- | | |
|-----------------------------------|------------|
| ○ Nr. Aerogeneratori | 12 |
| ○ Potenza nominale aerogeneratore | 6MW |
| ○ Potenza nominale progetto | 72MW |
| ○ Tipologia aerogeneratore | |
| ● Modello | VestasV162 |
| ● Diametro del rotore | 162 m |
| ● Altezza Hub | 119 m |
| ● Potenza nominale | 6MW |

4. Studio anemologico del sito

Nel seguito del presente documento saranno descritti in dettaglio la metodologia, i dati di *input* e i risultati dello studio in oggetto.

4.1 *Metodologia di analisi*

La verifica e lo studio anemologico sui dati del progetto è stato condotto per mezzo delle tecniche di analisi e di calcolo più innovative attualmente presenti nel mercato nel settore dell'energia eolica. In particolare, sono stati utilizzati i seguenti *software* commerciali:

- WindPRO, EMD International versione 3.6, e WAsP, DTU versione 12.08, per:
 - simulazione della risorsa eolica nell'area del progetto;
 - analisi ed elaborazione delle condizioni di vento;
 - correlazione dei dati con stazioni di misura di riferimento;
 - stima di producibilità degli aerogeneratori secondo il *layout* di progetto;
- elaborazione finale dei risultati.

La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi dei dati di vento, filtraggio dei dati, preparazione dei dati di *input* per i *software* di calcolo della ventosità;
- preparazione del modello digitale del terreno da dare in ingresso nel formato e nelle dimensioni opportune ai *software* di calcolo della ventosità;
- preparazione della mappa di rugosità e implementazione nel modello digitale del terreno;
- calcolo del campo di vento tridimensionale dell'area in esame con WindPRO e WAsP;
- implementazione del *layout* di progetto, posizionamento dell'aerogeneratore e definizione delle caratteristiche tecniche ottimali;
- correlazione dei dati acquisiti in sito con dati storici di stazioni di riferimento della zona;
- elaborazione della producibilità dell'impianto eolico con WindPRO e WAsP;
- calcolo della produzione attesa dal progetto.

4.2 *Validazione dei dati vento disponibili ed elaborazioni preliminari*

I dati del vento disponibili per lo studio provengono da:

- Una stazione anemometrica virtuale è stata generata (MESO DATI) dal software di analisi WindPRO, i dati disponibili vanno dal 01 gennaio 2021 al 01 gennaio 2022. Questa stazione è collocata all'interno del parco eolico;
- una stazione anemometrica virtuale di riferimento della rete ERA5 (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*), di 100 m di altezza, sita presso il Comune di Torremaggiore (FG), distante circa 15 km dalla 009-06416 e circa 8 km dal parco eolico, i cui dati sono disponibili dal 01 gennaio 1993 al 01 febbraio 2023 per un totale di circa 30 anni e 1 mese di rilevazioni.

Essendo l'orografia dell'area in esame non particolarmente complessa e vista la poca distanza, è corretto assumere la stazione anemometrica virtuale (MESO DATA), generata nel comune di Torremaggiore, come caratterizzante il sito.

Nei seguenti paragrafi sono descritte le stazioni anemometriche utilizzate, i dati anemometrici da esse provenienti e la correlazione che è stata eseguita ai fini del calcolo della risorsa eolica disponibile e della

Studio anemologico e di producibilità per il Progetto Eolico "TORREMAGGIORE".

produzione energetica. La seguente Figura4.1 mostra la posizione delle due stazioni anemometriche virtuali di cui sopra nel contesto territoriale del Comune di Torremaggiore: in verde, mentre la puntina rossa indica la posizione prevista del parco eolico in progetto.

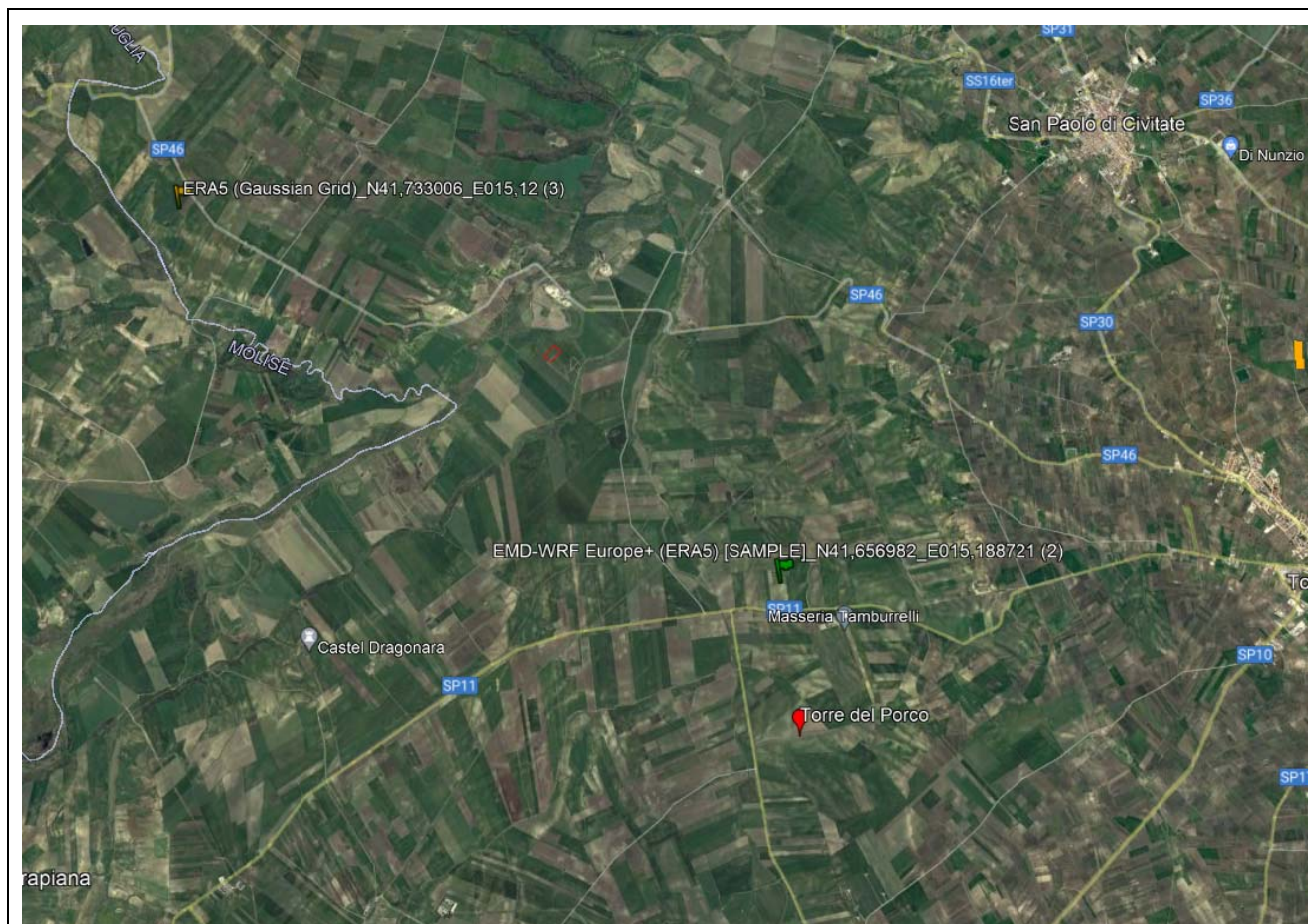


Figura4.1: Posizione delle due stazioni anemometriche virtuali rispetto al sito di progetto (EMD-WFR rappresenta la stazione virtuale MESO DATA).

4.2.1 Caratteristiche della stazione anemometrica virtuale in sito

Nella seguente Tabella 4.1 sono riportate le principali caratteristiche della stazione anemometrica utilizzata.

Descrizione	
Codice stazione	MESO DATA
Posizione torre anemometrica	
longitudine UTM33 WGS84	517455 Est
latitudine UTM33 WGS84	4615209 Nord
Quota	109m s.l.m.
Periodo di misura	01/01/2021 – 01/01/2022
Tabella 4.1: Descrizione stazione anemometrica virtuale in sito, nel Comune di Torremaggiore	

4.2.2 Elaborazione e validazione dei dati vento

I dati di vento disponibili per effettuare l'analisi fanno riferimento al periodo dal 01 gennaio 2021 al 01 gennaio 2022.

I dati sono stati acquisiti mediante banca dati EMDe sono stati resi disponibili in *file* di formato originale. Dall'esame dei dati elaborati come serie temporale, è stata verificata la validità delle misure per ognuno dei parametri misurati. I sensori di velocità a 50, 75 e a 100 m ed i sensori di direzione a 50, 75 e 100m di altezza mostrano un'ottima validità dei dati nel periodo considerato. Nella Tabella 4.2 seguente è riportata una sintesi dei dati rilevati.

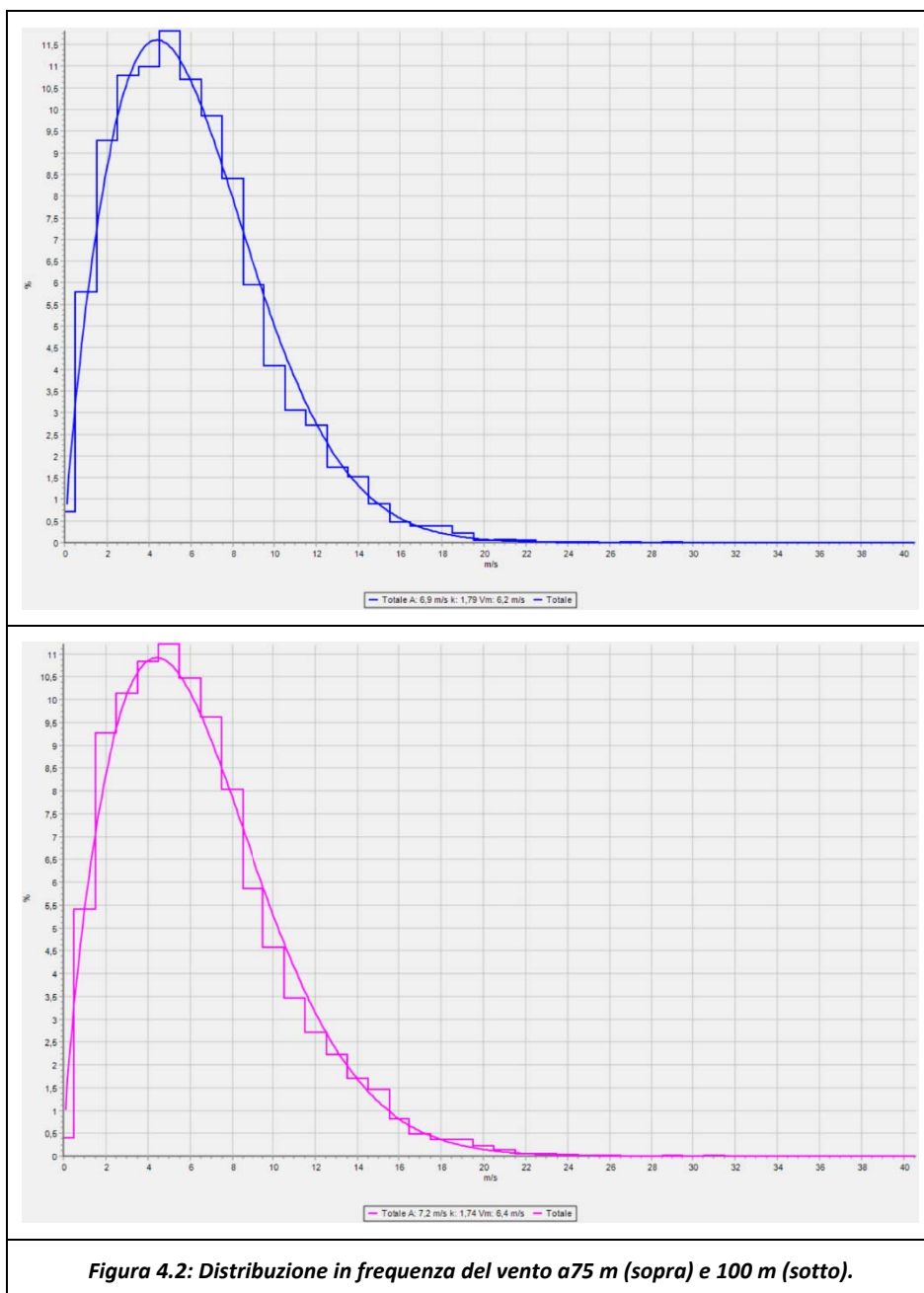
La elevata validità dei dati misurati per i sensori di velocità, fa sì che la banca dati disponibile sia più che sufficiente per uno studio di *micrositing* del sito ed una stima di producibilità del progetto eolico, se correlabili con stazioni di riferimento della zona.

Parametro	Unità	N. dati	Percentuale del totale [%]	Media	Weibull media	Weibull A	Weibull k
100,00m - Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	8760	100,0	6,38	6,45	7,23	1,74
100,00m - Wind direction, tutti i dati	Gradi	8760	100,0	291,87			
100,00m - Temperature, tutti i dati	°C	8760	100,0	16,44			
100,00m - Turbulence intensity, tutti i dati		8760	100,0	0,13			
100,00m - Turbulence intensity, abilitati		6079	69,4	0,09			
75,00m - Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	8760	100,0	6,08	6,15	6,92	1,79
75,00m - Wind direction, tutti i dati	Gradi	8760	100,0	290,26			
75,00m - Temperature, tutti i dati	°C	8760	100,0	16,51			
75,00m - Turbulence intensity, tutti i dati		8760	100,0	0,14			
75,00m - Turbulence intensity, abilitati		5954	68,0	0,09			
50,00m - Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	8760	100,0	5,66	5,71	6,43	1,82
50,00m - Wind direction, tutti i dati	Gradi	8760	100,0	287,84			
50,00m - Temperature, tutti i dati	°C	8760	100,0	16,48			
50,00m - Turbulence intensity, tutti i dati		8760	100,0	0,14			
50,00m - Turbulence intensity, abilitati		5711	65,2	0,09			

Tabella 4.2: Sintesi validità dati stazione meteo (MESO DATA)

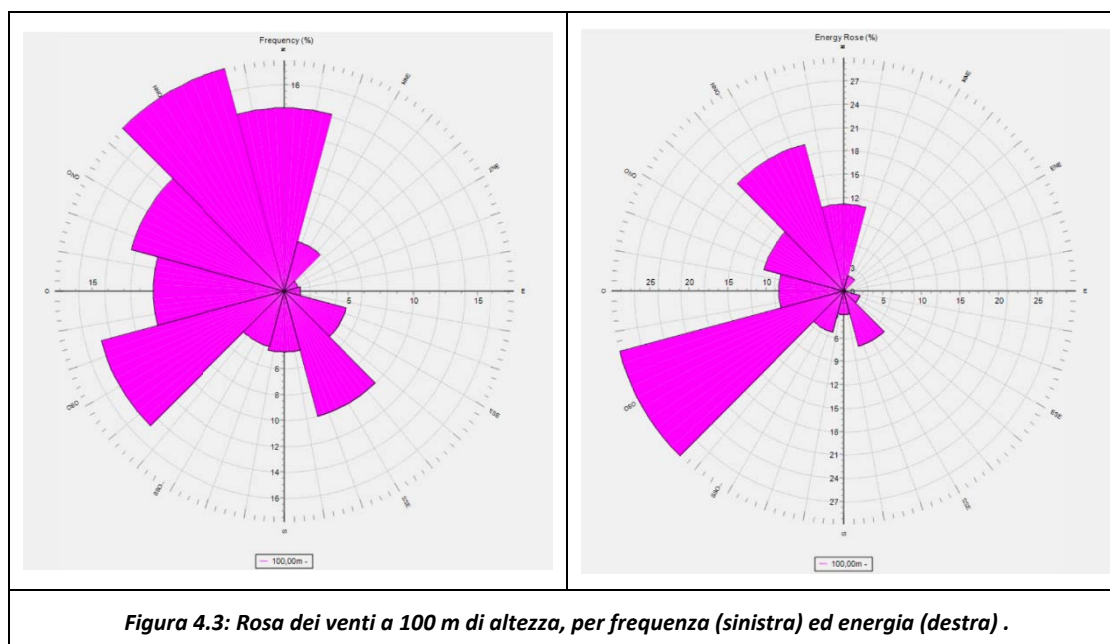
4.2.3 Risultati statistici delle elaborazioni sui dati rilevati

Nelle immagini seguenti (Figura 4.2) sono rappresentate le distribuzioni in frequenza delle misure di velocità del vento rilevate sul sito nel periodo di misura, a 75 e 100 m di altezza rispetto al terreno (sopra e sotto rispettivamente nella figura), altezze per le quali è disponibile anche il sensore di direzione.



Entrambe le distribuzioni sono abbastanza regolari, con un massimo di frequenza intorno ai 6,15 m/s a 75 m e circa 6,45 m/s a 100 m di altezza. Si notano anche discrete concentrazioni di risultati nella fascia fino a 5-6 m/s, indice della discreta frequenza di vento a media velocità, la qual cosa indirizzerebbe verso la scelta di aerogeneratori con un diametro di rotore di medie o grandi dimensioni. Bassa è la presenza di calme di vento, per questo motivo potrà essere utile considerare curve di potenza con velocità di *cut-in* medio/bassa.

Nella seguente Figura 4.3 sono invece rappresentate le due rose dei venti derivate dall'elaborazione dei dati a 100 m di quota, sia in termini di frequenza e velocità del vento (sinistra), sia in termini di energia associata (destra).



Dall'esame di questa figura appare evidente come in termini di frequenza del vento i settori prevalenti siano quelli da NO e SO, anche se questa analisi deve essere verificata con i dati di lungo periodo.

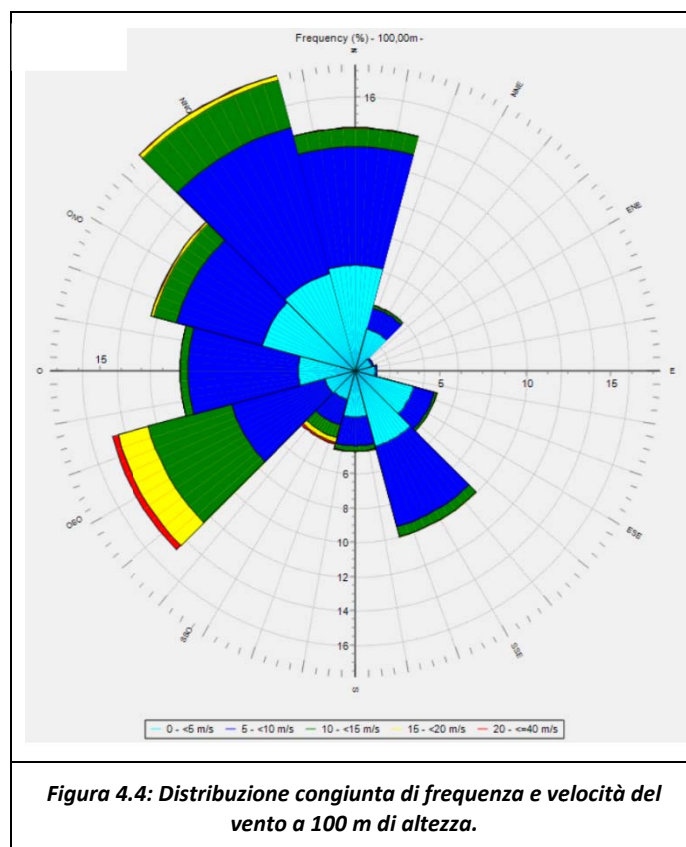
Quando si analizza la frequenza in termini di energia del vento, si nota una coerenza nelle direzioni prevalenti interessate. È interessante notare come la direzione da SO, che ha una frequenza più bassa di accadimento, porti invece ad una maggiore producibilità potenziale.

Questo comportamento è indice di:

- Venti da NO di buona frequenza e discreta intensità media (e quindi discreta energia);
- Venti da SO di buona frequenza, ma buona intensità media (e quindi buona energia).

Va rammentato che questo comportamento è relativo a tutto il periodo compreso tra il 1 gennaio 2021 e il 1 gennaio 2022 che potrebbe non rappresentare l'intero spettro di variazioni climatiche a lungo termine. Per ottenere una valutazione accurata del clima nel corso dell'anno, è necessario considerare un'analisi dettagliata dei dati climatici che coprano un periodo più ampio.

La seguente Figura 4.4 mostra invece la distribuzione congiunta di frequenza e velocità del vento a 100 m di altezza per la stessa postazione. Da questa risulta evidente come si possa considerare la direzione Sud-Ovest dominante rispetto alle altre.



È stato infine analizzato il *wind shear*, il parametro che rappresenta il gradiente del profilo verticale della velocità del vento nella posizione della stazione anemometrica virtuale. Tale grandezza è calcolata sulla base delle misure rilevate a 50, 75 e 100m di altezza. Nella seguente Figura 4.5 viene mostrata la rappresentazione grafica del *wind shear*.

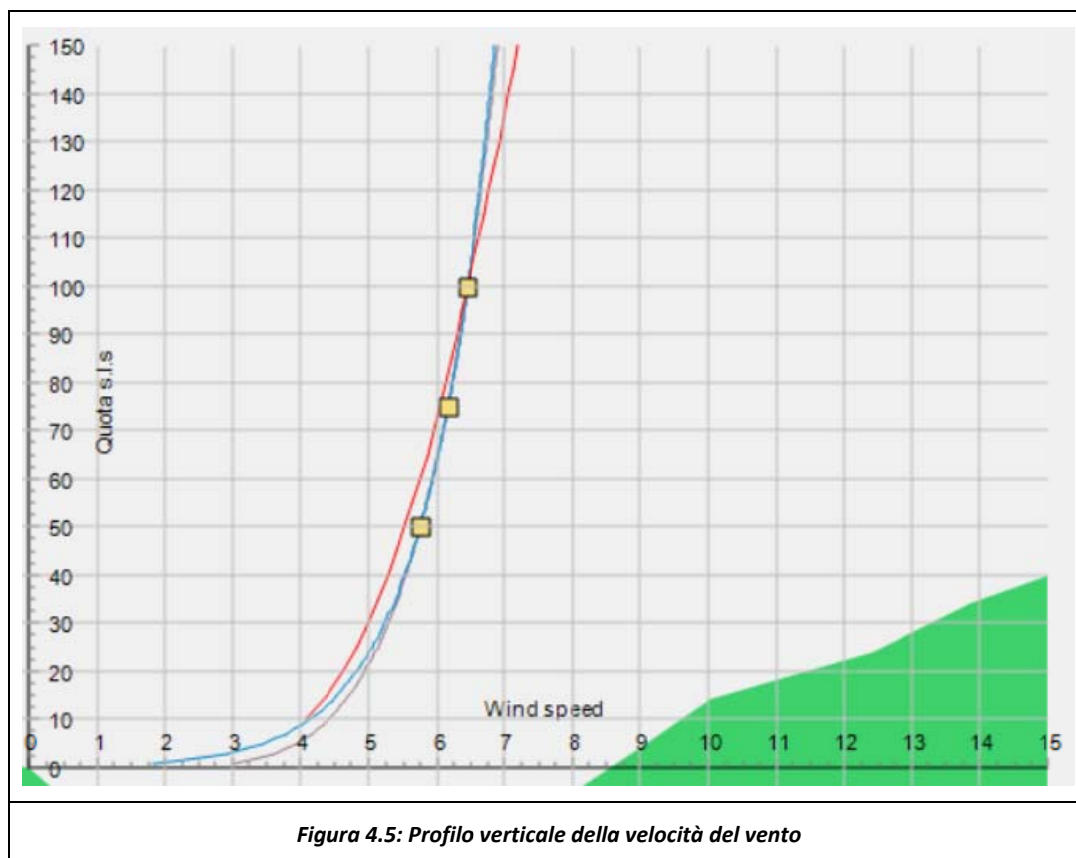


Figura 4.5: Profilo verticale della velocità del vento

Le due curve di estrapolazione verticale dei dati seguono due leggi diverse, entrambe riconosciute e ampiamente reperibili in letteratura, che utilizzano una:

- legge logaritmica, determinando la rugosità locale Z_0 ;
- legge di potenza, determinando l'esponente α .

Il profilo così costruito restituisce, nei due casi, i seguenti valori:

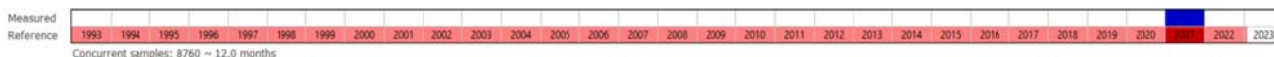
- coefficiente di rugosità locale $Z_0 = 0,0650$ m
- esponente della legge di potenza $\alpha = 0,234$

Le due leggi forniscono alla quota di 119 m, all'altezza prevista del mozzo dell'aerogeneratore e nella posizione dell'anemometro virtuale, una velocità media del vento di circa 6,63 m/s.

4.3 Correlazione dei dati di misura in sito con stazione dati storici

I dati rilevati in sito dall’anemometro virtuale generato da WindPRO con l’ausilio di MESO DATI, ossia la creazione virtuale della velocità del vento in un punto specifico può essere effettuata utilizzando modelli numerici del vento. Questi modelli prendono in considerazione una serie di fattori, come dati meteorologici storici, topografia, copertura del terreno e altri parametri rilevanti, per stimare la velocità del vento in un determinato punto.

I dati di questa stazione sono stati corretti con i dati della stazione ERA5, nel periodo 01 gennaio 1993 al 01 febbraio 2023. La correlazione è stata fatta secondo il seguente schema temporale.



Nella seguente Tabella 4.3 sono riportate le distanze reciproche delle due stazioni anemometriche virtuali e il sito di installazione degli aerogeneratori del Parco eolico.

Da	A	Distanza (km)
MESO DATI	ERA5	~7,6
MESO DATI	Parco eolico	~0
Tabella 4.3: Distanze reciproche delle stazioni anemometriche virtuali e del Parco eolico.		

Nella posizione della stazione di MESO DATI è stata ricreata una serie numerica di dati di vento al fine di ottenere una stazione di riferimento per il periodo temporale di 30 anni. La procedura di correlazione seguita è stata la seguente:

1. correlazione tra la stazione ERA5 e quella di MESO DATI sulla base del periodo di sovrapposizione di circa 1 anno, da gennaio 2021 a gennaio 2022, per estrapolare i dati.
2. determinazione delle statistiche di velocità e della rosa dei venti della stazione in sito.

La correlazione è stata effettuata utilizzando i dati a 100 m di altezza. Questa operazione consente di annullare gli effetti di stagionalità dei dati, che possono essere rilevanti, data la possibile variabilità di dati di vento tra i mesi estivi ed i mesi invernali.

4.4 Considerazioni sulla validazione dei dati di vento

Sulla base dei rilievi effettuati in sito, delle modalità con cui sono effettuate le misurazioni del vento, dei risultati di validità delle stesse, e tenendo conto del periodo di misura in sito estendibile al periodo di riferimento di 30 anni, si può certificare che le misurazioni qui analizzate ed oggetto del presente studio sono eseguite secondo norma e secondo dati temporali e di validità sufficienti per uno studio di risorsa eolica disponibile e di produzione energetica del progetto.

5. Analisi di producibilità del sito

5.1 Modello digitale del terreno

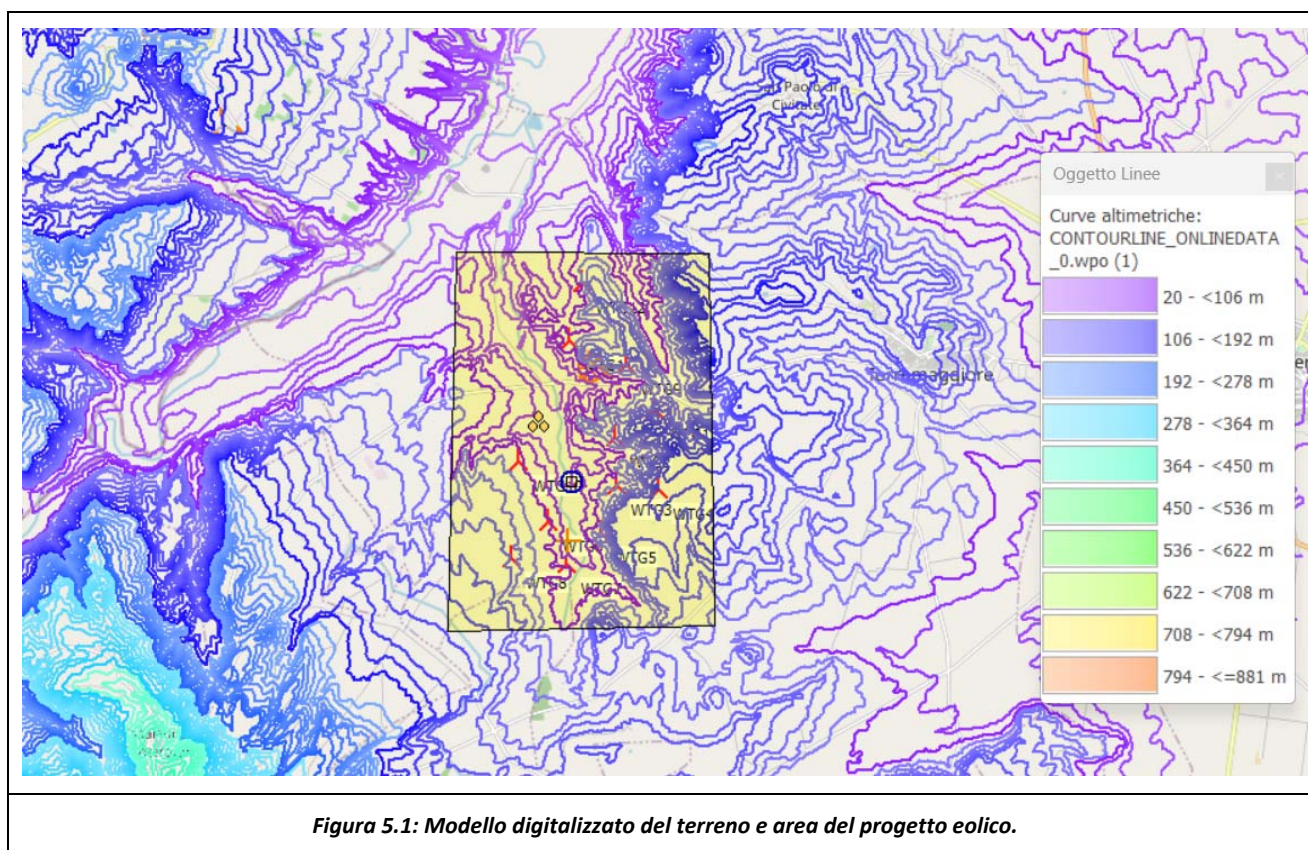
Il sito di Torremaggiore ospiterà un parco eolico composto da dodici aerogeneratori. Si è scelto di comprendere una porzione di territorio nei dintorni del punto di collocazione delle turbine eoliche che meglio potesse rappresentare le condizioni al contorno per la climatologia del vento: per questo motivo si è scelto di studiare un'area di 5 km in direzione Ovest verso Est e 7,6 km da Sud a Nord.

Il modello digitale del terreno, DTM, è stato realizzato utilizzando le informazioni disponibili da dati satellitari (www.dataforwind.com), sia per quanto riguarda le curve di livello che per la rugosità.

In primo luogo, con il software WindPRO è stato implementato un DTM con le seguenti caratteristiche:

- Coordinate UTM33-WGS84 angolo sud-ovest: 514.570E; 4.609.888N;
- Coordinate UTM33-WGS84 angolo nord-est: 519.896E; 4.617.573N;
- Dimensioni: 5 x 7,6km.

La seguente Figura 5.1 mostra il DEM e la posizione dell'aerogeneratore, triangolino rosso, e dell'anemometro di Torremaggiore, cerchio blu.



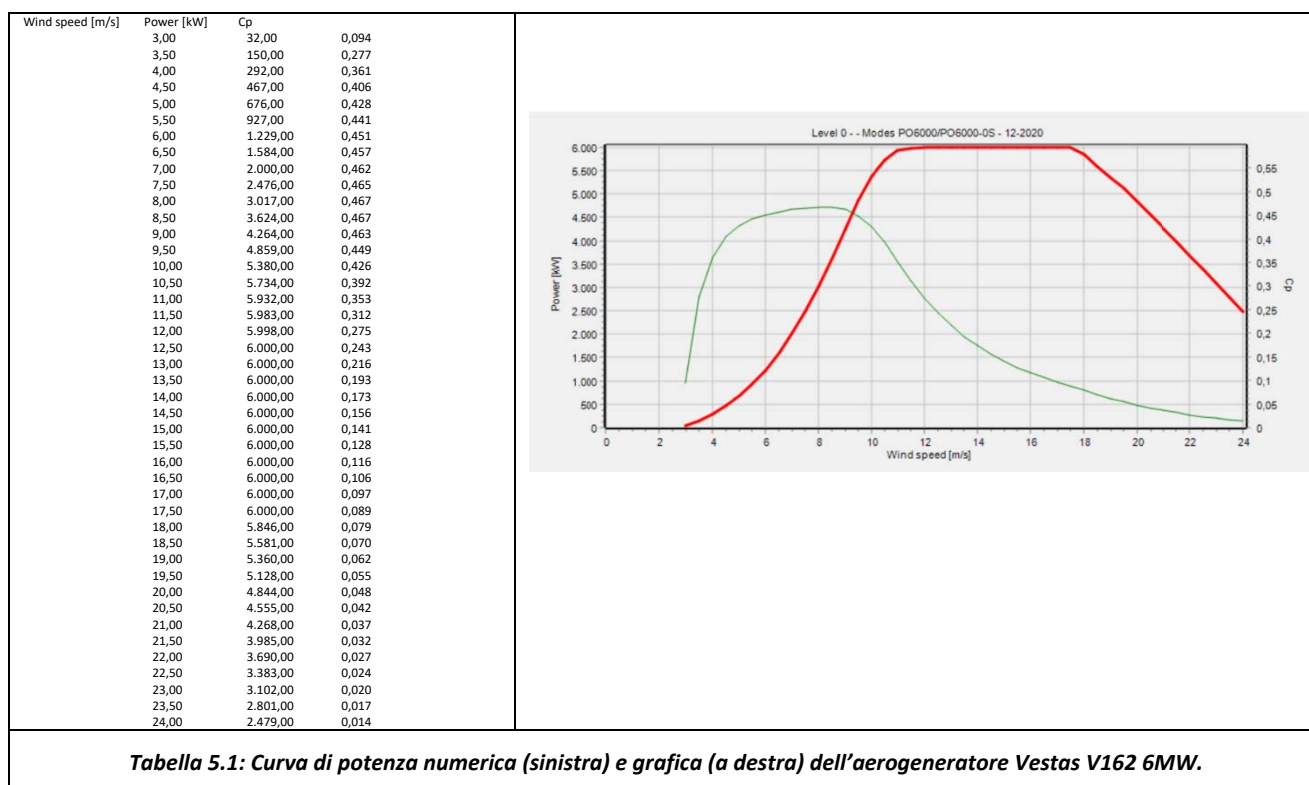
Allo stesso modo è stata ottenuta la mappa digitale della lunghezza di rugosità dell'area in esame.

5.2 Layout di progetto dell'impianto eolico

Il presente progetto prevede un layout costituito da dodici aerogeneratori, avente le seguenti caratteristiche dimensionali massime:

- potenza nominale: 6MW
- altezza *hub*: 119 m
- diametro rotore: 162 m
- tipo di aerogeneratore: VestasV1626MW

Nella seguente Tabella 5.1 è riportata la curva di potenza dell'aerogeneratore di progetto.



La curva di potenza sopra riportata è calcolata in condizioni atmosferiche standard (densità dell'aria pari a $1,225 \text{ kg/m}^3$). Nei calcoli di produzione energetica, tale curva di potenza è stata scalata con il valore di intensità media calcolato nell'area di progetto all'altezza dell'aerogeneratore.

La precedente Figura 5.1 mostra anche la posizione delle turbine eoliche in progetto (simbolo rosso), le cui coordinate sono:

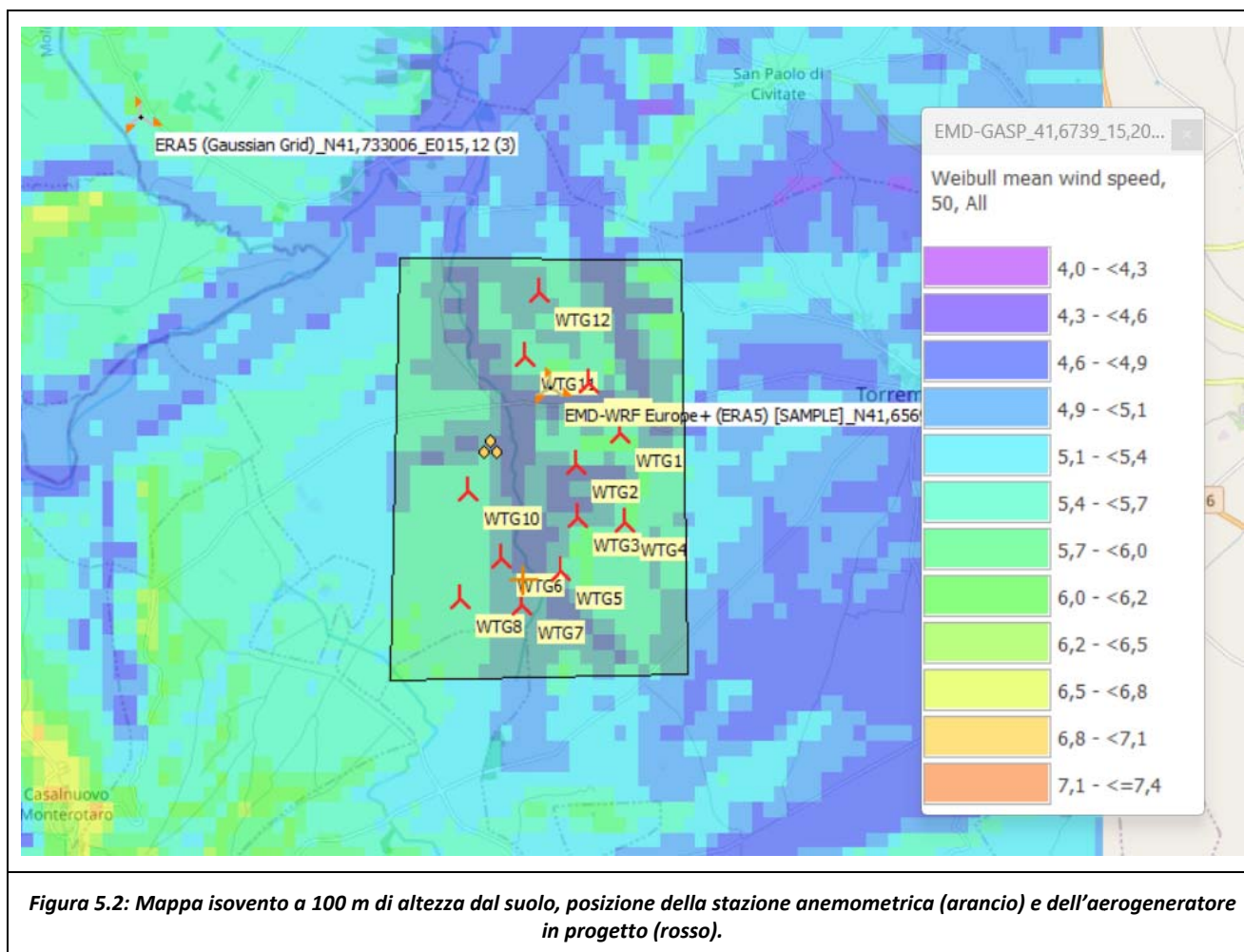
Nome	Est	Nord
WTG1	518760	4614402
WTG2	517952	4613815
WTG3	517983	4612852
WTG4	518851	4612766
WTG5	517666	4611879
WTG6	516601	4612127
WTG7	516961	4611254
WTG8	515856	4611378
WTG9	518184	4615303
WTG10	515991	4613328
WTG11	517005	4615796
WTG12	517272	4616943

5.3 Campo di vento risultante

Sulla base dei seguenti dati di *input* è stata valutata, mediante l'uso di WindPRO e WAsP, la risorsa eolica disponibile nella zona del sito in studio:

- dati di vento disponibili dell'anemometro virtuale esteso con correlazione a 30 anni nei pressi del sito;
- modello digitale del terreno e mappa di rugosità;
- *layout* di impianto.

La seguente Figura 5.2 riporta la mappa di ventosità dell'area a 100 m di altezza dal suolo.



Dall'esame della mappa si evince che la zona in cui sono posizionati gli aerogeneratori, indicati con i simboli rossi, è una zona a ventosità media compresa tra 5,1 e 6,2m/s.

Le interferenze aerodinamiche dovute ad effetti di scia sono contenute in un range che va da 2,1% a 7,9%, ma sarà invece utile verificare gli eventuali effetti accrescitivi o riduttivi dati dalla topografia locale.

5.4 Stima della produzione energetica del parco eolico

Di seguito vengono riportati i risultati del calcolo di produzione del parco eolico con il layout di progetto, che prevede dodici aerogeneratori da 6MW.

Sono state fatte le seguenti assunzioni:

- o per il calcolo della produzione si è presa in considerazione la curva di potenza della V162 6MW certificata dal produttore, alla massima emissione acustica;
- o per la stima della densità dell'aria, avendo a disposizione misure di temperatura nella zona, si è tenuto conto della temperatura media rilevata nei un annodi misure (15°C), al centro del sito, alla quota media pari a circa 209m(90,0 m + 119,0 m). Si è così ottenuto il valore di 1,196 kg/m³;
- o i dati utilizzati sono quelli estrapolati dalla correlazione effettuata, secondo quanto indicato nel presente documento.

Studio anemologico e di producibilità per il Progetto Eolico "TORREMAGGIORE".

AEP attesa per WTG, inclusi bias, perdite e incertezze

Descrizione	LORDO calcolato*) [MWh/anno]	Bias [%]	Perdite [%]	10 anni (media)			P75 [MWh/anno]	P90 [MWh/anno]
				Inc. [%]	P50 **) [MWh/anno]			
PARK	213.123,7	0,0	16,6	8,7	177.707,2	167.245,8	157.830,1	
WTG01 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	17.912,0	0,0	17,5	8,7	14.771,6	13.903,3	13.121,7	
WTG02 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	18.039,3	0,0	16,8	8,5	15.011,4	14.148,9	13.372,6	
WTG03 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	16.972,8	0,0	18,5	9,0	13.831,2	12.993,7	12.239,9	
WTG04 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	18.910,6	0,0	18,3	8,7	15.446,1	14.544,4	13.732,9	
WTG05 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	17.649,0	0,0	18,9	8,8	14.304,6	13.457,3	12.694,7	
WTG06 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	17.435,7	0,0	17,4	8,9	14.407,7	13.546,9	12.772,1	
WTG07 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	17.064,4	0,0	18,6	9,1	13.887,0	13.030,2	12.259,0	
WTG08 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	17.855,2	0,0	14,5	8,4	15.264,3	14.402,2	13.626,3	
WTG09 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	18.123,1	0,0	16,1	8,7	15.199,2	14.312,2	13.513,9	
WTG10 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	17.670,0	0,0	14,4	8,8	15.125,8	14.232,7	13.428,8	
WTG11 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	17.755,2	0,0	14,5	9,0	15.175,0	14.253,1	13.423,4	
WTG12 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	17.736,5	0,0	13,8	9,3	15.283,2	14.328,5	13.469,2	

Tabella 5.2: Producibilità del parco eolico costituito dall'aerogeneratore VESTASV162-6MW, a 119 m.

Dall'esame della Tabella 5.2 si evince una produzione netta sul lungo periodo di circa 177,4GWh, per un numero di ore equivalenti pari a 2.464 al netto degli effetti topografici, che in questo caso, risultano molto ridotti.

Allegato n. 1

SCHEDA TECNICA VESTAS V162

Restricted
Document no.: 0081-5017 V07
2021-06-28

General Description

EnVentus™

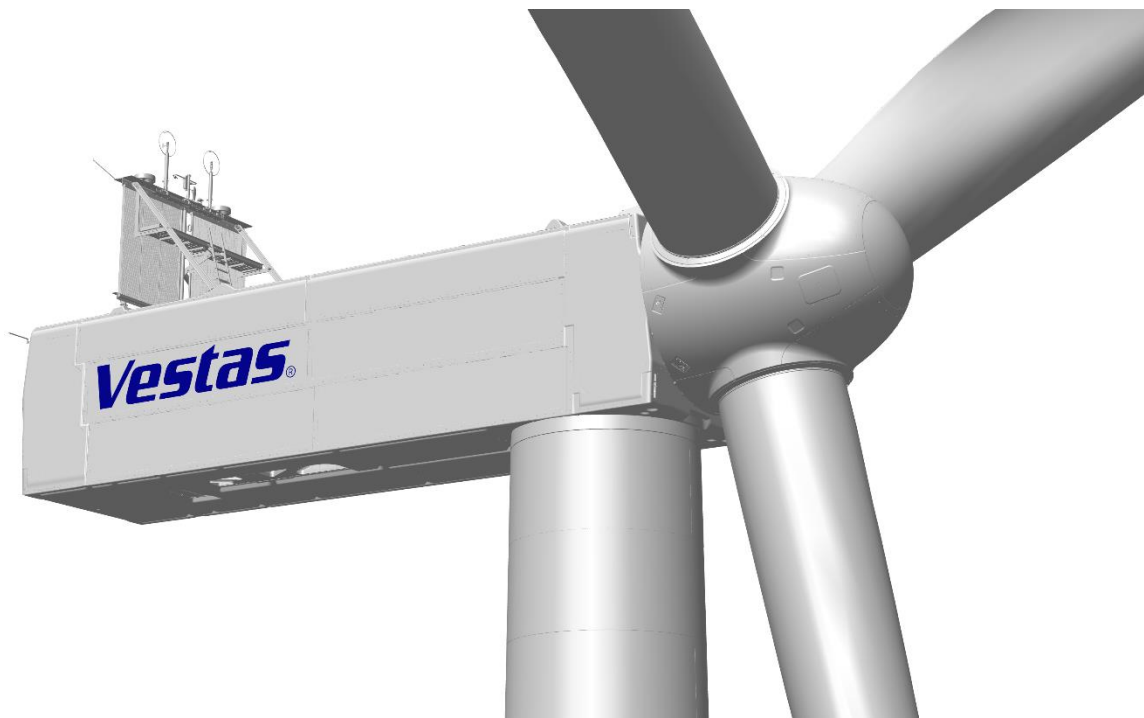


Table of contents

1	Introduction.....	5
2	General Description.....	5
3	Mechanical Design.....	6
3.1	Rotor.....	6
3.2	Blades.....	6
3.3	Blade Bearing.....	6
3.4	Pitch System.....	7
3.5	Hub.....	7
3.6	Main Shaft.....	7
3.7	Main Bearing Housing.....	8
3.8	Main Bearing.....	8
3.9	Gearbox.....	8
3.10	Generator Bearings.....	8
3.11	Yaw System.....	9
3.12	Crane.....	9
3.13	Towers.....	9
3.14	Nacelle Structure and Cover.....	10
3.15	Thermal Conditioning System.....	10
3.15.1	Liquid Cooling.....	10
3.15.2	Cooler Top®.....	10
3.15.3	Nacelle Conditioning.....	11
3.15.4	Converter Air Cooling.....	11
4	Electrical Design.....	11
4.1	Generator.....	11
4.2	Converter.....	12
4.3	HV Transformer.....	12
4.3.1	General transformer data.....	12
4.3.2	Eco-design – IEC 50 Hz/60 Hz version.....	14
4.4	HV Cables.....	17
4.5	HV Switchgear.....	17
4.5.1	IEC 50/60Hz version.....	19
4.5.2	IEEE 60Hz version.....	20
4.6	AUX System.....	21
4.7	Wind Sensors.....	21
4.8	Vestas Multi Processor (VMP) Controller.....	21
4.9	Uninterruptible Power Supply (UPS).....	22
5	Turbine Protection Systems.....	23
5.1	Braking Concept.....	23
5.2	Short Circuit Protections.....	23
5.3	Overspeed Protection.....	23
5.4	Arc Detection.....	23
5.5	Smoke Detection.....	23
5.6	Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower.....	24
5.7	EMC.....	24
5.8	RED (Radio Equipment Directive).....	25
5.9	EMF (ElectroMagnetic Fields).....	25
5.10	Earthing.....	25
5.11	Corrosion Protection.....	26
6	Safety.....	26
6.1	Access.....	26
6.2	Escape.....	26

6.3	Rooms/Working Areas	27
6.4	Floors, Platforms, Standing, and Working Places	27
6.5	Service Lift.....	27
6.6	Work restraint and fall arrest.....	27
6.7	Moving Parts, Guards, and Blocking Devices.....	27
6.8	Lights.....	27
6.9	Emergency Stop	27
6.10	Power Disconnection	27
6.11	Fire Protection/First Aid	28
6.12	Warning Signs	28
6.13	Manuals and Warnings	28
7	Environment.....	28
7.1	Chemicals.....	28
8	Design Codes.....	29
8.1	Design Codes – Structural Design	29
9	Colours.....	30
9.1	Nacelle Colour	30
9.2	Tower Colour	30
9.3	Blade Colour	30
10	Operational Envelope and Performance Guidelines	31
10.1	Climate and Site Conditions.....	31
10.2	Operational Envelope – Temperature and Altitude.....	31
10.3	Operational Envelope – Grid Connection.....	32
10.4	Operational Envelope – Reactive Power Capability	32
10.5	Performance – Fault Ride Through.....	33
10.6	Performance – Reactive Current Contribution.....	33
10.6.1	Symmetrical Reactive Current Contribution.....	33
10.6.2	Asymmetrical Reactive Current Contribution.....	34
10.7	Performance – Multiple Voltage Dips.....	34
10.8	Performance – Active and Reactive Power Control.....	34
10.9	Performance – Voltage Control.....	35
10.10	Performance – Frequency Control	35
10.11	Distortion – Immunity	35
10.12	Main Contributors to Own Consumption.....	35
11	Drawings	36
11.1	Structural Design – Illustration of Outer Dimensions	36
12	General Reservations, Notes and Disclaimers	37

Recipient acknowledges that (i) this General Description is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this general description (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, section 12, p. 37) to this general description.

1 Introduction

This *General Description* contains data and general descriptions of the EnVentus™ wind turbine range. The EnVentus™ turbine range consists of various turbine variants, with different rotors and ratings.

For turbine variant specific information related to wind class definitions and performance details, please refer to the accompanying Performance Specification document.

2 General Description

A wind turbine within the EnVentus™ turbine range is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor.

The wind turbine utilises the OptiTip® concept and a power system based on a permanent magnet generator and full-scale converter. With these features, the wind turbines are able to operate the rotor at variable speed and thereby maintain the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip® concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

3 Mechanical Design

3.1 Rotor

The wind turbine is equipped with a rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip®. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	V150	V162
Diameter	150 m	162 m
Swept Area	17671 m ²	20612 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	4.9 - 12.6 rpm	4.3 -12.1 rpm
Rotational Direction	Clockwise (front view)	
Orientation	Upwind	
Tilt	6°	
Hub Coning	6°	
No. of Blades	3	
Aerodynamic Brakes	Full feathering	

Table 3-1: Rotor data

3.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells with embedded structure.

Blades	V150	V162
Blade Length	73.65 m	79.35 m
Maximum Chord	4.2 m	4.3 m
Chord at 90% blade radius	1.4 m	1.68 m
Type Description	Structural airfoil shell	
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)	
Blade Connection	Steel roots inserted	
Airfoils	High-lift profile	

Table 3-2: Blades data

3.3 Blade Bearing

The blade bearings allow the blades to operate at varying pitch angles.

Blade Bearing	
Blade bearing type	High-capacity slewing bearing
Lubrication	Manual grease lubrication

Table 3-3: Blade bearing data

3.4 Pitch System

The turbine is equipped with a hydraulic, individual pitch system for each blade. Each pitch system is connected to the hydraulic rotating transfer unit in the nacelle by means of distributed hydraulic hoses and pipes. The hydraulic power unit is positioned in the nacelle.

Each pitch system consists of a hydraulic cylinder mounted to the hub and a piston rod mounted to the blade bearing. Valves facilitating operation of the pitch cylinder are installed on a pitch block bolted directly onto the cylinder.

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 cylinder per blade
Range	-5° to 95°

Table 3-4: Pitch system data

Hydraulic System	
Main Pump	Redundant internal-gear oil pumps
Pressure	Max. 260 bar
Filtration	3 µm (absolute) 40 µm in line

Table 3-5: Hydraulic system data.

3.5 Hub

The hub supports the three blades and transfers the reaction loads and the torque to the Main Shaft. The hub structure also supports blade bearings and pitch cylinders.

Hub	
Type	Ball shell hub
Material	Cast iron

Table 3-6: Hub data

3.6 Main Shaft

The main shaft transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox.

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron

Table 3-7: Main shaft data

3.7 Main Bearing Housing

The main bearing housing carries the main bearings and is the connection point for the drive train system to the nacelle structure.

Main Bearing Housing	
Material	Cast iron

Table 3-8: Main bearing housing data

3.8 Main Bearing

The main bearings constitute the main load transfer path for the rotor and drivetrain to the nacelle structure.

Main Bearing	
Type	Rolling bearings
Lubrication	Oil circulation

Table 3-9: Main bearing data

3.9 Gearbox

The main gear converts the rotation of the rotor to generator rotation.

Gearbox	
Type	2 Planetary stages
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Total Gear Oil Volume	800-1000 L
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12

Table 3-10: Gearbox data

3.10 Generator Bearings

Generator bearings ensures a constant airgap between the generator rotor and stator. The bearings are arranged in an assembly that allows for up-tower service.

Generator Bearing	
Type	Rolling bearings
Lubrication	Oil circulation

Table 3-11: Generator bearing data

3.11 Yaw System

The yaw system is an active system based on a pre-tensioned plain bearing.

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yaw gear type	Multiple stages planetary gear
Yawing Speed (50 Hz)	Approx. 0.4°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	Approx. 0.5°/sec.

Table 3-12: Yaw system data

3.12 Crane

The nacelle is equipped with an internal service crane (single system hoist).

Crane	
Lifting Capacity	HH<149 m max 500 kg HH>149 m max 800 kg

Table 3-13: Crane data

3.13 Towers

Tubular Steel Towers and Concrete Hybrid Towers (CHT) are available as standard for several WTG configuration and hub height options.

Tubular steel towers consist of flange joined steel sections.

Concrete Hybrid Towers consists of a concrete bottom part with a transition piece towards a tubular steel top. The concrete part is made of precast high strength concrete rings, and the tubular steel top is made of flange joined steel sections.

Towers includes modular internals, which are certified to relevant type approvals.

Available hub heights are listed in the Performance Specification for each turbine variant. Designated hub heights include a distance from tower top flange to centre of the hub of approximately 2.5m. For steel towers the designated hub height also includes a distance from the foundation section to the ground level of approximately 0.2 m depending on the thickness of the bottom flange.

For steel towers, raised foundations of up to 3 m can be made available on a site-specific basis subject to soil and project conditions which raises the hub height also by up to 3m.

Further WTG configuration and hub height options are developed as non-standard products on site-specific basis.

Towers	
Type	Tubular steel towers Larger diameter steel towers Concrete Hybrid Towers

Table 3-14: Tower structure data

3.14 Nacelle Structure and Cover

The nacelle structure is in two parts and consists of a cast iron front part, the base frame, and a girder structure rear part, the rear structure. The base frame is the foundation for the drive train and transmits forces from the rotor to the tower through the yaw system. The bottom surface is machined and connected to the yaw bearing and the yaw gears are bolted to the base frame.

The crane girders are attached to the rear structure.

The nacelle cover is attached to the nacelle structure. The nacelle cover is made of fibreglass. Hatches are positioned in the floor for lowering or hoisting equipment to the nacelle and evacuation of personnel. The roof section is equipped with skylights.

The skylights can be opened from inside the nacelle to access the roof and from outside to access the nacelle. Access from the tower to the nacelle is through the base frame.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Base frame	Cast iron
Rear structure	Girder structure

Table 3-15: Nacelle structure and cover data

3.15 Thermal Conditioning System

The thermal conditioning system consists of:

- A Liquid Cooling System
- The Vestas Cooler Top®
- Air cooling of the nacelle internal, and
- Air cooling of the converter including a filter function

3.15.1 Liquid Cooling

The liquid cooling system removes the heat losses from the gearbox, generator, hydraulic power unit, converter and the HV transformer.

The liquid cooling system pump unit includes a set of dynamic flow valves securing the right flow to the different systems. The pump unit also includes a heater for pre-heating the liquid in cold start-up situations, an electrical controlled valve for controlling the liquid temperature and a bypass filter for removal of particles in the cooling liquid.

3.15.2 Cooler Top®

The Vestas Cooler Top® located on top of the rear end of the nacelle. The Cooler Top® is a free flow cooler, thus ensuring that there are no electrical components in the thermal conditioning system located outside the nacelle. The Cooler Top® serves as base for the wind sensors, ice detection sensor, aviation lights and visibility sensor.

3.15.3 Nacelle Conditioning

Hot air generated by mechanical and electrical equipment is dissipated from the nacelle by a fan system located in the nacelle. The nacelle conditioning is taking ambient air into the nacelle and exhaust the hot air in the end of the nacelle.

3.15.4 Converter Air Cooling

The converter is both liquid and air cooled. The converter air cooling system comprises an air to air heat exchanger, which separates ambient air from converter internal air. The ambient air flow is provided by fan units delivering ambient air to the air to air heat exchanger through a filter. Fans on the internal side of the air to air exchanger provides the converter internal air circulation.

4 Electrical Design

4.1 Generator

The generator is a three-phase permanent magnet generator connected to the grid through a full-scale converter. The generator housing allows the circulation of cooling air within the stator and rotor.

The heat generated by the losses is removed by an air-to-water heat exchanger.

<i>Generator</i>	
Type	Permanent Magnet Synchronous generator
Rated Power [P_N]	Up to 6450 kW (depending on turbine variant)
Frequency range [f_N]	0-138 Hz
Voltage, Stator [U_{NS}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	36
Winding Type	Form with Vacuum Pressurized Impregnation
Winding Connection	Star
Operational speed range	0-460 rpm
Overspeed Limit (2 minutes)	720 rpm
Temperature Sensors, Stator	PT100 sensors placed in the stator hot spots.
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Table 4-1: Generator data

4.2 Converter

The converter is a full-scale converter system controlling both the generator and the power delivered to the grid. The converter consists of 4 machine-side converter units and 4 line-side converter units operating in parallel with a common controller.

The converter controls conversion of variable frequency AC power from the generator into fixed frequency AC power with desired active and reactive power levels (and other grid connection parameters) suitable for the grid.

The converter is located in the nacelle and has a grid side voltage rating of 720 V. The generator side voltage rating is nominally 800 V but depends on generator speed.

Converter	
Rated Apparent Power [S_N] @ 1.0 p.u. voltage	6750 kVA
Rated Grid Voltage	3 x 720 V
Rated Generator Voltage	3 x 800 V
Rated Grid Current @ 1.0 p.u. voltage	5400 A
Enclosure	IP54

Table 4-2: Converter data

4.3 HV Transformer

The transformer is a three-phase, three limb, two-winding, liquid immersed transformer. The transformer is equipped with an external water-cooling circuit. The insulation liquid used is environmentally friendly and low flammable.

The HV transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle. The transformer is designed according to IEC standards and is available in the following version:

- Eco-design complying to Tier 2 of European Ecodesign regulation No 548/2014 and No 2019/1783 set by the European Commission. Refer to Table 4-3.

4.3.1 General transformer data

Transformer			
Type description	Eco-design liquid immersed transformer.		
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer		
Applied standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1 Commission Regulation No 548/2014 Commission Regulation No 2019/1783		
Cooling method	KF/WF		
Rated power	7000 kVA	7300kVA	7500kVA
Expansion system	Open breathing	Sealed	Sealed
Insulation liquid, Type/Fire point	Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)	Natural/Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)	
No-load reactive power	~17 kVAr ¹	~18 kVAr ¹	~19 kVAr ¹
Full load reactive power	~735 kVAr ¹	~810 kVAr ¹	~832 kVAr ¹
No-load current	~ 0.25 % ¹	~ 0.25 % ¹	~ 0.25 % ¹

Transformer			
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	9.9 % ²	10.3 % ²	10.6 % ²
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	~9.6 % ¹	~10.0 % ¹	~10.3 % ¹
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹	~0.9 % ¹
Rated voltage, turbine side			
U_m 1.1kV	0.720 kV		
Rated voltage, grid side			
U_m 24.0kV	20.0-22.0 kV		
U_m 36.0kV	22.1-33.0 kV		
U_m 40.5kV	33.1-36.0 kV		
Insulation level AC / LI / LIC			
U_m 1.1kV	3 / - / - kV		
U_m 24.0kV	50 / 125 / 138 kV		
U_m 36.0kV	70 / 170 / 187 kV		
U_m 40.5kV	80 / 200 / 220 kV		
Off-circuit tap changer	None		
Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Vector group	Dyn11		
Inrush peak current	$< 8 \times I_n^1$		
Half crest time	$\sim 0.5 \text{ s}^1$		
Sound power level	$\leq 80 \text{ dB(A)}$		
Average winding temperature rise	Class 120 (E) $\leq 65 \text{ K}$ Class 130 (B) $\leq 75 \text{ K}$		
Max altitude	3500 m		
Insulation system	Hybrid insulation system Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.		
Insulation liquid, Amount	$\leq 3000 \text{ kg}$		
Corrosion class	C3		
Weight	$\leq 11200 \text{ kg}$		
Overvoltage protection	Plug-in surge arresters on HV bushings		
High voltage bushings	Outer cone, interface C1		

Table 4-3: General transformer data.

4.3.2 Eco-design – IEC 50 Hz/60 Hz version

The transformer loss limits are given at rated power as combination of load loss and no-load loss which shall fulfil the Peak Efficiency Index (PEI) of the Eco-design requirement.

The maximum losses are described by the PEI limit section of Figure 4-1, Figure 4-2 and Figure 4-3 and stretch over a range between Loss variant 1 and Loss variant 2.

The loss variant values are selected based on energy loss optimization with the turbine user profile, hence the energy loss of transformers between Loss variant 1 and Loss variant 2 are comparable.

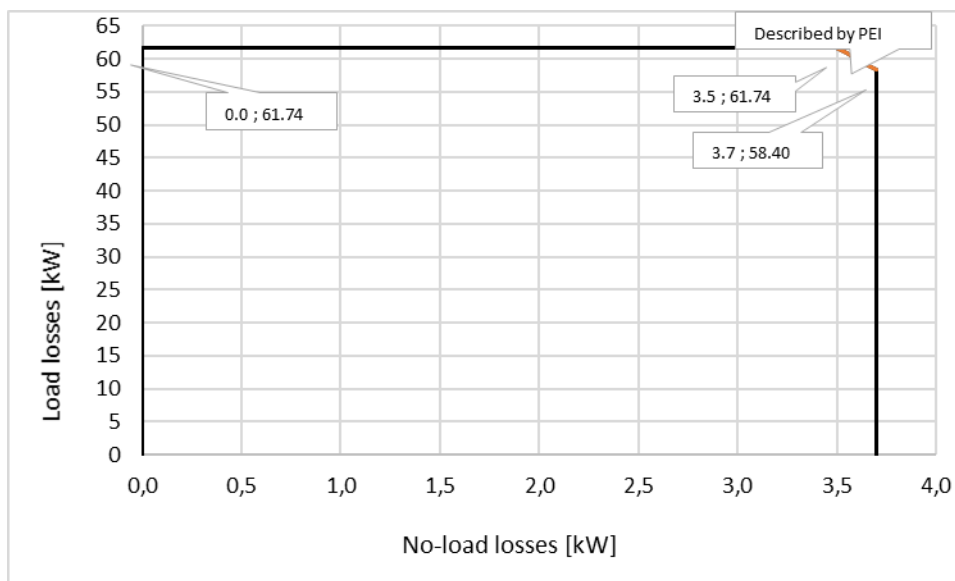


Figure 4-1: Transformer losses allowable area for 7000kVA variant

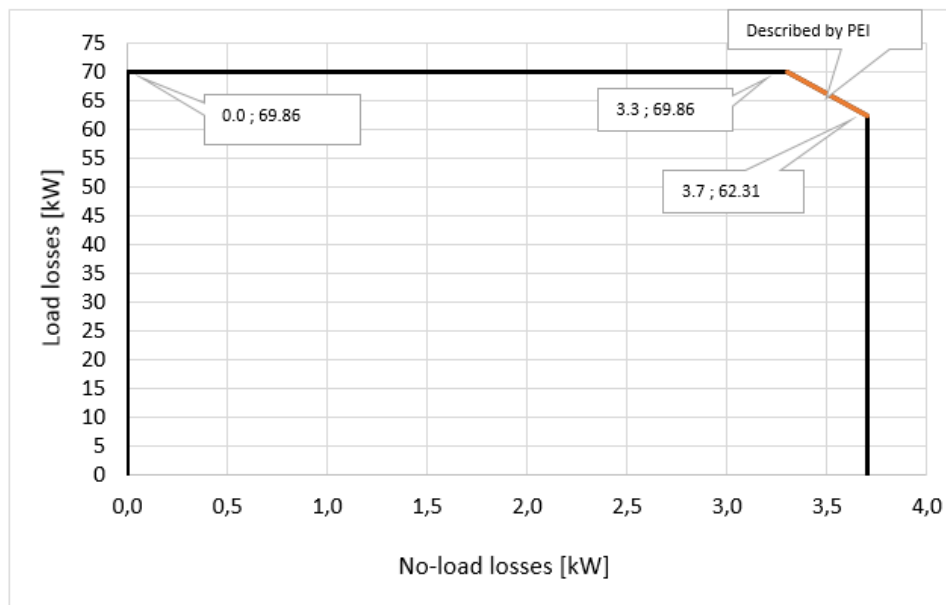


Figure 4-2: Transformer losses allowable area for 7300kVA variant

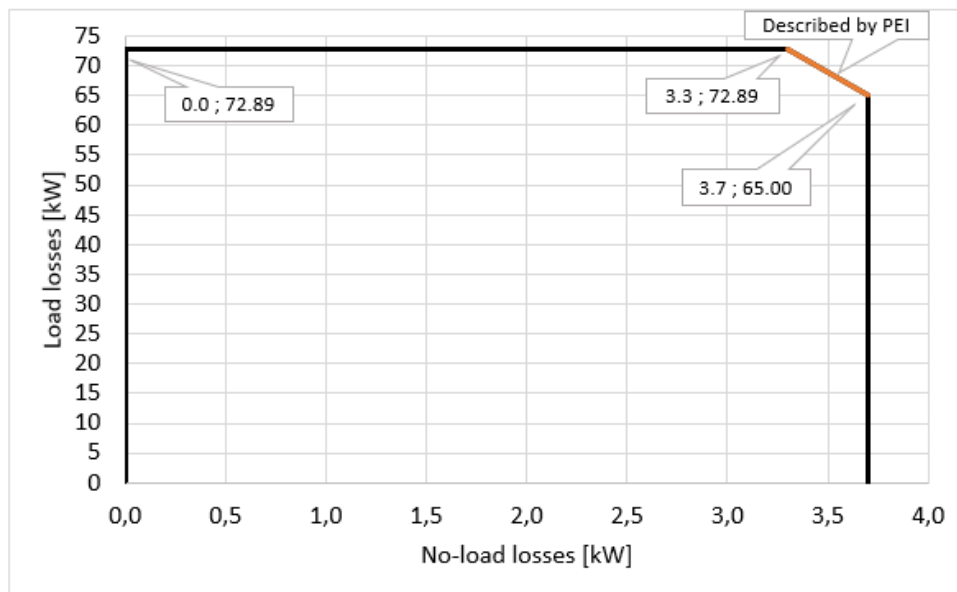


Figure 4-3: Transformer losses allowable area for 7500kVA variant

The actual load losses vary depending on the operational mode of the turbine, hence in Table 4-4, Table 4-5 and Table 4-6, the load losses are provided at different operational modes for the two loss variants. For further recalculation of load losses at different operation modes, refer to Figure 4-4.

Transformer losses (rated power 7000kVA)				
Applied standards	Commission Regulation No 2019/1783			
Peak Efficiency Index (PEI)	≥ 99.580			
Loss variant 1				
No-load loss	3.50 kW			
Load loss @ power, 95°C	@7000kVA	@5600kVA	@5400kVA	@5000kVA
	≤61.74kW	≤39.51kW ³	≤36.74kW ³	≤31.50kW ³
Loss variant 2				
No-load loss	3.70 kW			
Load loss @ power, 95°C	@7000kVA	@5600kVA	@5400kVA	@5000kVA
	≤58.40kW	≤37.38kW ³	≤34.75kW ³	≤29.80kW ³

Table 4-4: Transformer losses for 7000kVA version

Transformer losses (rated power 7300kVA)			
Applied standards	Commission Regulation No 2019/1783		
Peak Efficiency Index (PEI)	≥ 99.584		
Loss variant 1			
No-load loss	3.30 kW		
Load loss @ power, 95°C	@7300kVA	@6000kVA	@5600kVA
	≤69.86kW	≤47.19kW ³	≤41.11kW ³
Loss variant 2			
No-load loss	3.70 kW		
Load loss @ power, 95°C	@7300kVA	@6000kVA	@5600kVA
	≤62.31kW	≤42.09kW ³	≤36.67kW ³

Table 4-5: Transformer losses for 7300kVA version

Transformer losses (rated power 7500kVA)				
Applied standards	Commission Regulation No 2019/1783			
Peak Efficiency Index (PEI)	≥ 99.586			
Loss variant 1				
No-load loss	3.30 kW			
Load loss @ power, 95°C	@7500kVA	@6200kVA	@6000kVA	@5600kVA
	≤72.89kW	≤49.81kW	≤46.65kW ³	≤40.64kW ³
Loss variant 2				
No-load loss	3.70 kW			
Load loss @ power, 95°C	@7500kVA	@6200kVA	@6000kVA	@5600kVA
	≤65.00kW	≤44.42kW	≤41.60kW ³	≤36.24kW ³

Table 4-6: Transformer losses for 7500kVA version



Figure 4-4: Transformer load losses scaling

- NOTE**
- ¹ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.
 - ² Subjected to standard IEC tolerances.
 - ³ Informative non-binding values based on operation mode.

4.4 HV Cables

The high-voltage cable runs from the transformer in the nacelle down the tower to the HV switchgear located at the bottom of the tower. The high-voltage cable can be of two different constructions:

- A three-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable with a three-core split earth conductor.
- A four-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable.

HV Cables	
High-Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Pre-terminated	T-Connector Type-C in transformer end. T-Connector Type-C in switchgear end.
Maximum Voltage	24 kV for 19.1-22.0 kV rated voltage 42 kV for 22.1-36.0 kV rated voltage
Conductor Cross Sections	3x70 + 70 mm ² (Single PE core) 3x70 + 3x70/3 mm ² (Split PE core)

Table 4-7: HV cables data

4.5 HV Switchgear

A gas insulated switchgear is installed in the bottom of the tower as an integrated part of the turbine. Its controls are integrated with the turbine safety system, which monitors the condition of the switchgear and high voltage safety related devices in the turbine. This system is named 'Ready to Protect' and ensures all protection devices are operational, whenever high voltage components in the turbine are energised. To ensure that the switchgear is always ready to trip, it is equipped with redundant trip circuits consisting of an active trip coil and an undervoltage trip coil.

In case of grid outage, the circuit breaker will disconnect the turbine from the grid after an adjustable time.

When grid returns, all relevant protection devices will automatically be powered up via UPS.

When all the protection devices are operational, the circuit breaker will re-close after an adjustable time. The re-close functionality can furthermore be used to implement a sequential energization of a wind park, in order to avoid simultaneous inrush currents from all turbines once grid returns after an outage.

In case the circuit breaker has tripped due to a fault detection, the circuit breaker will be blocked for re-connection until a manual reset is performed.

In order to avoid unauthorized access to the transformer room during live condition, the earthing switch of the circuit breaker, contains a trapped-key interlock system with its counterpart installed on the access door to the transformer room.

The switchgear is available in three variants with increasing features, see Table 4-8. Beside the increase in features, the switchgear can be configured depending on the number of grid cables planned to enter the individual turbine. The design of the switchgear solution is optimized such grid cables can be connected to the

switchgear even before the tower is installed and still maintain its protection toward weather conditions and internal condensation due to a gas tight packing.

The switchgear is available in an IEC version and in an IEEE version. The IEEE version is however only available in the highest voltage class. The electrical parameters of the switchgear are seen in Table 4-9 for the IEC version and in Table 4-10 for the IEEE version.

HV Switchgear			
Variant	Basic	Streamline	Standard
IEC standards	○	⊙	⊙
IEEE standards	⊙	○	⊙
Vacuum circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Overcurrent, short-circuit and earth fault protection	⊙	⊙	⊙
Disconnecter / earthing switch in circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for grid cables	⊙	⊙	⊙
Double grid cable connection	⊙	⊙	⊙
Triple grid cable connection	⊙	○	○
Preconfigured relay settings	⊙	⊙	⊙
Turbine safety system integration	⊙	⊙	⊙
Redundant trip coil circuits	⊙	⊙	⊙
Trip coil supervision	⊙	⊙	⊙
Pendant remote control from outside of tower	⊙	⊙	⊙
Sequential energization	⊙	⊙	⊙
Reclose blocking function	⊙	⊙	⊙
Heating elements	⊙	⊙	⊙
Trapped-key interlock system for circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Motor operation of circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Cable panel for grid cables (configurable)	○	⊙	⊙
Switch disconnector panels for grid cables – max three panels (configurable)	○	⊙	⊙
Earthing switch for grid cables	○	⊙	⊙
Internal arc classification	○	⊙	⊙
Supervision on MCB's	○	⊙	⊙
Motor operation of switch disconnector	○	○	⊙

HV Switchgear			
Variant	Basic	Streamline	Standard
SCADA operation and feedback of circuit breaker	○	○	⊙
SCADA operation and feedback of switch disconnecter	○	○	⊙

Table 4-8: HV switchgear variants and features

4.5.1 IEC 50/60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEC 62271-103 IEC 62271-1, 62271-100, 62271-102, 62271-200
Insulation medium	SF ₆
Rated voltage	
U _r 24.0kV	19.1-22.0 kV
U _r 36.0kV	22.1-33.0 kV
U _r 40.5kV	33.1-36.0 kV
Rated insulation level AC // LI Common value / across isolation distance	
U _r 24.0kV	50 / 60 // 125 / 145 kV
U _r 36.0kV	70 / 80 // 170 / 195 kV
U _r 40.5kV	85 / 90 // 185 / 215 kV
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated normal current	630 A
Rated Short-time withstand current	
U _r 24.0kV	20 kA
U _r 36.0kV	25 kA
U _r 40.5kV	25 kA
Rated peak withstand current 50 / 60 Hz	
U _r 24.0kV	50 / 52 kA
U _r 36.0kV	62.5 / 65 kA
U _r 40.5kV	62.5 / 65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	
U _r 24.0kV	IAC A FLR 20 kA, 1 s
U _r 36.0kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
U _r 40.5kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface	Outside cone plug-in bushings, IEC interface C1.
Loss of service continuity category	LSC2
Ingress protection	
Gas tank	IP 65
Enclosure	IP 2X
LV cabinet	IP 3X
Corrosion class	C3

Table 4-9: HV switchgear data for IEC version

4.5.2 IEEE 60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEEE 37.20.3, IEEE C37.20.4, IEC 62271-200, ISO 12944.
Insulation medium	SF ₆
Rated voltage	
U_r 38.0kV	22.1-36.0 kV
Rated insulation level AC / LI	70 / 150 kV
Rated frequency	60 Hz
Rated normal current	600 A
Rated Short-time withstand current	25 kA
Rated peak withstand current	65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface grid cables	Outside cone plug-in bushings, IEEE 386 interface type deadbreak, 600A.
Ingress protection	
Gas tank	NEMA 4X / IP 65
Enclosure	NEMA 2 / IP 2X
LV cabinet	NEMA 2 / IP 3X
Corrosion class	C3

Table 4-10: HV switchgear data for IEEE version

4.6 AUX System

The AUX system is supplied from a separate 720/400 V transformer located in the nacelle. The supply to this transformer primary side is provided from converter cabinet. All auxiliary loads in the turbine such as motors, pumps, fans and heaters are supplied from this system.

The control system (DCN's) is also supplied from the Auxiliary Power System in all areas of the turbine.

The 400 V supply from Nacelle is transferred to Tower controller cabinet, which is placed at the entrance platform of the turbine. This supply is then distributed for various 400 & 230 V loads such as service lift, working light system, additional / optional features & general-purpose loads, cabinet internal heating & ventilation. There is a 400/230 V control transformer placed inside tower cabinet which provides supply to the UPS cabinet which is placed very near to the tower cabinet.

There is a 400 V service inlet provided in the tower control cabinet to connect an external power source that allows some of the systems to operate during installation & maintenance / service activities.

The working & emergency light system in Tower & Nacelle is supplied from a small control cabinet which is placed in the entrance platform just beside the turbine entrance door. It is possible to add an optional battery cabinet to the light cabinet if extended back-up time is needed. The internal light in the hub is fed from built-in batteries in the light armature.

Power Sockets	
Single Phase (Nacelle)	230 V (16 A) (standard) 110 V (16 A) (option)
Single Phase (Tower Platforms)	230 V (10 A) (standard) 110 V (16 A) (option)
Three Phase (Nacelle and Tower Base)	3 x 400 V (16 A)

Table 4-11: AUX system data

4.7 Wind Sensors

The turbine is equipped with one ultrasonic wind sensor and one mechanical wind vane. The sensors have built-in heaters to minimise interference from ice and snow.

4.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller

The turbine is controlled and monitored by the VMP8000 control system.

VMP8000 is a multiprocessor control system comprised of main controller, distributed control nodes, distributed IO nodes and ethernet switches and other network equipment. The main controller is placed in the tower bottom of the turbine. It runs the control algorithms of the turbine, as well as all IO communication.

The communications network is a time triggered Ethernet network (TTEthernet).

The VMP8000 control system serves the following main functions:

- Monitoring and supervision of overall operation.

- Synchronizing of the generator to the grid during connection sequence.
- Operating the wind turbine during various fault situations.
- Automatic yawing of the nacelle.
- OptiTip® - blade pitch control.
- Reactive power control and variable speed operation.
- Noise emission control.
- Monitoring of ambient conditions.
- Monitoring of the grid.
- Monitoring of the smoke detection system.

4.9 Uninterruptible Power Supply (UPS)

During grid outage, an UPS system will ensure power supply for specific components.

The UPS designed according to EN54 is built by 3 subsystems:

1. 230V AC UPS for all power backup to nacelle and hub control systems
2. 24V DC UPS for power backup to tower base control systems and ready to protect.
3. 230V AC UPS for power backup to internal lights in tower, nacelle and hub.

UPS		
Backup Time	Standard	Optional
Control System* (230V AC and 24V DC UPS)	Up to 30 min	Up to 19.5 hours**
Emergency Lights (230V AC UPS)	30 min	60 min***
Ready to protect (24V DC UPS)	7 days	37 days****

Table 4-12: UPS data

*The control system includes: the turbine controller (VMP8000), HV switchgear functions, and remote-control system.

**Requires upgrade of the 230V UPS for control system with extra batteries.

***Requires upgrade of the 230V UPS for internal light with extra batteries.

****Requires upgrade of the 24V DC UPS with extra batteries.

It is possible to add optional battery cabinets with UPS for extended back-up time.

NOTE

For alternative backup times, consult Vestas.

5 Turbine Protection Systems

5.1 Braking Concept

The main brake on the turbine is aerodynamic. Stopping the turbine is done by full feathering the three blades (individually turning each blade). Each blade has a hydraulic accumulator to supply power for turning the blade.

In addition, there is a hydraulic activated mechanical disc brake on the medium-speed shaft of the gearbox. The mechanical brake is only used as a parking brake and when activating the emergency stop buttons.

5.2 Short Circuit Protections

Breakers	Breaker for Aux. Power.	Breaker 1 for Converter Modules	Breaker 2 for Converter Modules
Breaking Capacity Icu, Ics	Icu 80 kA Ics 75% Icu	Icu 78 kA Ics 50% Icu	78 kA Ics 50% Icu
Making Capacity Icm	193 kA	193 kA	193 kA

Table 5-1: Short circuit protection data

5.3 Overspeed Protection

The safety system integrated in the VMP8000 control system monitors the rotor speed, using a combination of sensors in the hub. In case of an overspeed situation, the safety system activates the hydraulic safety pitch system, which will feather the blades and bring the turbine to standstill.

Overspeed Protection	
Sensor Type	MEMS
Trip Level	Variant dependent

Table 5-2: Overspeed protection data

5.4 Arc Detection

The turbine is equipped with an Arc Detection system including multiple optical arc detection sensors placed in the HV transformer compartment and the converter cabinet. The Arc Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if an arc is detected.

5.5 Smoke Detection

The turbine is equipped with a Smoke Detection system including multiple smoke detection sensors placed in the nacelle, in the transformer compartment, in main electrical cabinets in the nacelle and in the tower base. The Smoke Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if smoke is detected.

5.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower

The Lightning Protection System (LPS) helps protect the wind turbine against the physical damage caused by lightning strikes. The LPS consists of five main parts:

- Air termination system e.g. lightning receptors. All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
- Down conducting system (a system to conduct the lightning current down through the wind turbine to help avoid or minimise damage to the LPS itself or other parts of the wind turbine).
- Protection against overvoltage and overcurrent.
- Shielding against magnetic and electrical fields.
- Earthing system.

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	i_{max}	[kA]	200
Impulse Charge	$Q_{impulse}$	[C]	100
Total Charge	Q_{total}	[C]	300
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	10
Average Steepness	di/dt	[kA/μs]	200

Table 5-3: Lightning protection design parameters (IEC)

5.7 EMC

The turbine and related equipment fulfil the EU Electromagnetic Compatibility (EMC) legislation:

- DIRECTIVE 2014/30/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility.

The EMC performance is based on fulfilment of following standards:

Emission

- IEC/CISPR 11 at wind turbine level
- IEC 61000-6-4 for telecommunications

Immunity

- IEC 61000-6-2 for electronics installed
- IEC 61400-24 for lightning protection of electronics installed

Beside DIRECTIVE 2014/30/EU, electronics related to the functional safety evaluation shall fulfil

- IEC 62061 Safety on machinery (Directive 2006/42/EU Machinery)

5.8 RED (Radio Equipment Directive)

Related radio equipment installed in the turbine fulfil the EU legislation:

DIRECTIVE 2014/53/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 April 2014.

5.9 EMF (ElectroMagnetic Fields)

Electromagnetic fields in the wind turbine are identified to ensure safe stay for personnel during design, production, operation and service.

The following directive is basis for ensuring minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents.

DIRECTIVE 2013/35/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2013.

5.10 Earthing

The Vestas Earthing System consists of individual earthing electrodes interconnected as one joint earthing system.

The Vestas Earthing System includes the TN-system and the Lightning Protection System for each wind turbine. It works as an earthing system for the medium voltage distribution system within the wind farm.

The Vestas Earthing System is adapted for the different types of turbine foundations. A separate set of documents describe the earthing system in detail, depending on the type of foundation.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no separate requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas Earthing System.

A primary part of the Vestas Earthing System is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas Earthing System specifications and work descriptions are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

5.11 Corrosion Protection

Classification of corrosion protection is according to ISO 12944-2:

Corrosion Protection	External Areas	Internal Areas
Nacelle	C5	C3
Hub	C5	C3
Tower	C5	C3

Table 5-5: Corrosion protection data for nacelle, hub, and tower

6 Safety

The safety specifications in this section provide limited general information about the safety features of the turbine and are not a substitute for Buyer and its agents taking all appropriate safety precautions, including but not limited to (a) complying with all applicable safety, operation, maintenance, and service agreements, instructions, and requirements, (b) complying with all safety-related laws, regulations, and ordinances, and (c) conducting all appropriate safety training and education.

6.1 Access

Access to the turbine from the outside is through a door located at the entrance platform approximately 3 meters above ground level. The door is equipped with a lock. Access to the top platform in the tower is by a ladder or service lift. Access to the nacelle from the top platform is by ladder. Access to the transformer room in the nacelle is controlled with an interlock. Unauthorised access to electrical switchboards and power panels in the turbine is prohibited according to IEC 60204-1 2006.

6.2 Escape

The primary evacuation route is through the tower via the tower ladder. In case the tower is blocked the secondary option is to descent directly from nacelle to ground via the service hatch.

It is a prerequisite that one or more descent devices are available in the turbine when there are people present in the turbine. A dedicated attachment point for a descent device is provided above the hatch.

For rescue the normal access routes can be used, in addition to this it is possible to lower an injured person to the ground through the crane hatch, the hatch in the spinner or from the nacelle roof.

The hatch in the roof can be opened from both the inside and outside. Evacuation from the service lift is by ladder.

An emergency response plan, placed in the turbine, describes evacuation and escape routes.

6.3 Rooms/Working Areas

The tower and nacelle are equipped with power sockets for electrical tools for service and maintenance of the turbine.

6.4 Floors, Platforms, Standing, and Working Places

All floors have anti-slip surfaces. There is one floor per tower section.

Rest platforms are provided at intervals of 9 metres along the tower ladder between platforms.

6.5 Service Lift

The service lift can be delivered as an option. Please contact Vestas for additional details.

6.6 Work restraint and fall arrest

The tower ladder is equipped with a fall arrest system, either a rigid anchor line or a wire.

The service areas in the turbines are equipped with anchor points. The anchor point may be used for work positioning, fall restraint, fall arrest and to attach a descent device to perform rescue or escape from the turbine.

Anchor points are coloured yellow and are tested to 22.5 kN.

6.7 Moving Parts, Guards, and Blocking Devices

All moving parts in the nacelle are shielded.

The turbine is equipped with a rotor lock to block the rotor and drive train.

Blocking the pitch of the blade can be done both automatically and manually with a mechanical blade lock.

6.8 Lights

The turbine is equipped with lights in the tower, nacelle and hub.

There is emergency light in case of the loss of electrical power.

6.9 Emergency Stop

There are emergency stop buttons in the nacelle, hub and tower.

6.10 Power Disconnection

The turbine is equipped with breakers to allow for disconnection from all power sources during inspection or maintenance. The switches are marked with signs and are located in the nacelle and bottom of the tower.

6.11 Fire Protection/First Aid

When there are people present in the turbine following fire and safety equipment must be available. In the nacelle: A first aid kit, a handheld fire extinguisher, and a fire blanket. In the tower a handheld fire extinguisher and a fire blanket at the entrance platform.

6.12 Warning Signs

Warning signs placed inside or on the turbine must be reviewed before operating or servicing the turbine.

6.13 Manuals and Warnings

The Vestas Corporate OH&S Manual and manuals for operation, maintenance and service of the turbine provide additional safety rules and information for operating, servicing or maintaining the turbine.

7 Environment

7.1 Chemicals

Chemicals used in the turbine are evaluated according to the Vestas Wind Systems A/S Environmental System certified according to ISO 14001:2015. The following chemicals are used in the turbine:

- Anti-freeze to help prevent the cooling system from freezing.
- Gear oil for lubricating the main bearing, gearbox and generator
- Hydraulic oil to pitch the blades and operate the brake.
- Grease for yaw system lubrication
- Transformer insulation liquid for HV transformer
- Various cleaning agents and chemicals for maintenance of the turbine.

8 Design Codes

8.1 Design Codes – Structural Design

The turbine design has been developed and verified in accordance with, but not limited to, the following main standards:

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 4 EN 50308
Tower (IEC)	IEC 61400-1 Edition 4
Tower (DIBt)	IEC 61400-1 Edition 3 Richtlinie für Windenergieanlagen, DIBt, Ausgabe: Oktober 2012
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) DEFU R25 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	IEC 61400-4
Generator	IEC 60034 (relevant parts)
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 61400-24:2019
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 8-1: Design codes

9 Colours

9.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 9-1: Colour, nacelle

9.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Steel Tower	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)
Standard Concrete Hybrid Tower	Concrete part: Unpainted concrete, corresponds approx. to RAL 7023 (concrete grey) Steel part: RAL 7035 (light grey)	Concrete part: Unpainted concrete, corresponds approx. to RAL 7023 (concrete grey) Steel part: RAL 9001 (cream white)
Option for Concrete Hybrid Tower	Concrete part can be painted with RAL 7035 (light grey)	

Table 9-2: Colour, tower

9.3 Blade Colour

Blade Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey). All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% ISO 2813

Table 9-3: Colour, blades

10 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

10.1 Climate and Site Conditions

Values refer to hub height:

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	All
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C

Table 10-1: Extreme design parameters

10.2 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Operation)	-30° to +45°C

Table 10-2: Operational envelope – temperature

NOTE

The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C.

For turbine variant specific information related to power performance within the operational envelope, please refer to turbine variant specific Performance Specifications.

For the low temperature operation of the wind turbine, consult Vestas for site specific evaluation.

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

10.3 Operational Envelope – Grid Connection

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U _{NP}]	720 V
Nominal Frequency	[f _N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0 (contact Vestas for lower SCR levels)	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous)	

Table 10-3: Operational envelope – grid connection

The generator and the converter will be disconnected if*:

Protection Settings	
Voltage Above 110%** of Nominal for 1800 Seconds	792 V
Voltage Above 116% of Nominal for 60 Seconds	835 V
Voltage Above 125% of Nominal for 2 Seconds	900 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	979 V
Voltage Below 90%** of Nominal for 180 Seconds (FRT)	648 V
Voltage Below 85% of Nominal for 12 Seconds (FRT)	612 V
Voltage Below 80% of Nominal for 4.8 Seconds (FRT)	576 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

Table 10-4: Generator and converter disconnecting values

NOTE

* Over the turbine lifetime, grid drop-outs are to occur at an average of no more than 50 times a year.

** The turbine may be configured for continuous operation @ +/- 13 % voltage. Reactive power capability is limited for these widened settings to an extent that is yet to be determined.

10.4 Operational Envelope – Reactive Power Capability

For turbine variant specific reactive power capability, please refer to the variant specific Performance Specification.

10.5 Performance – Fault Ride Through

The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve as illustrated below:

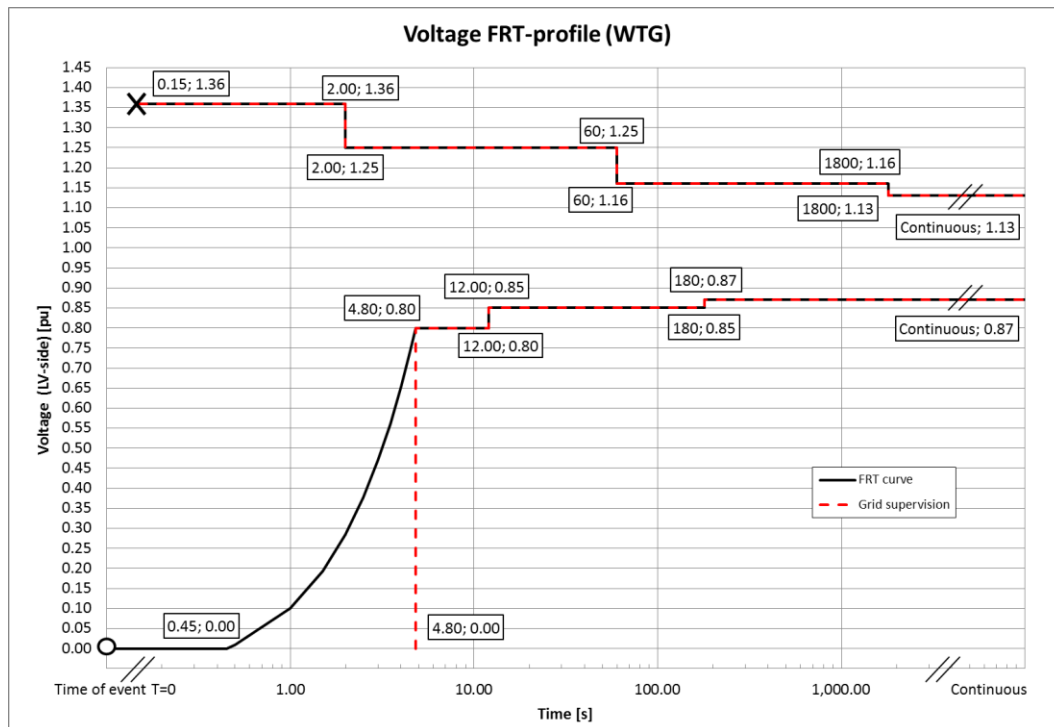


Figure 10-1: Voltage tolerance curve for symmetrical and asymmetrical faults, where U represents voltage as measured on the grid.

For grid disturbances outside the tolerance curve in Figure 10-1, the turbine will be disconnected from the grid.

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 0.1 seconds

Table 10-5: Power recovery time

10.6 Performance – Reactive Current Contribution

The reactive current contribution depends on whether the fault applied to the turbine is symmetrical or asymmetrical.

10.6.1 Symmetrical Reactive Current Contribution

During symmetrical voltage dips, the wind farm will inject reactive current to support the grid voltage. The reactive current injected is a function of the measured grid voltage.

The default value gives a reactive current part of 1 p.u. of the rated active current at the high voltage side of the HV transformer. Figure 10-2, indicates the reactive current contribution as a function of the voltage. The reactive current contribution is independent from the actual wind conditions and pre-fault power level. As seen in Figure 10-2, the default current injection slope is 2% reactive current increase per 1% voltage decrease. The slope can be parameterized between 0 and 10 to adapt to site specific requirements.

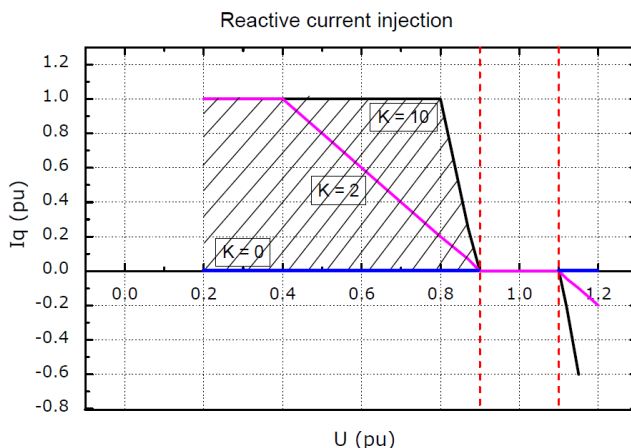


Figure 10-2: Reactive current injection

10.6.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution

The injected current is based on the measured positive sequence voltage and the used K-factor. During asymmetrical voltage dips, the reactive current injection is limited to approximate 0.4 p.u. to limit the potential voltage increase on the healthy phases.

10.7 Performance – Multiple Voltage Dips

The turbine is designed to handle re-closure events and multiple voltage dips within a short period of time due to the fact that voltage dips are not evenly distributed during the year. For example, the turbine is designed to handle 10 voltage dips of duration of 200 ms, down to 20% voltage, within 30 minutes.

10.8 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline® SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 p.u./sec for max. power level change of 0.3 p.u. 0.3 p.u./sec for max. power level change of 0.1 p.u.
Reactive Power	20 p.u./sec

Table 10-6: Active/reactive power ramp rates

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.

10.9 Performance – Voltage Control

The turbine is designed for integration with VestasOnline® voltage control by utilising the turbine reactive power capability.

10.10 Performance – Frequency Control

The turbine can be configured to perform frequency control by decreasing the output power as a linear function of the grid frequency (over frequency). Dead band and slope for the frequency control function are configurable.

10.11 Distortion – Immunity

The turbine is able to connect with a pre-connection (background) voltage distortion level at the grid interface of 8% and operate with a post-connection voltage distortion level of 8%.

10.12 Main Contributors to Own Consumption

The consumption of electrical power by the wind turbine is defined as the power used by the wind turbine when it is not providing energy to the grid. This is defined in the control system as Production Generator 0 (zero).

The VMP8000 control system has a hibernate mode that reduces own consumption when possible. Similarly, cooling pumps may be turned off when the turbine idles.

The components in Table 10-7 have the largest influence on the own consumption of the wind turbine. The values given are maximum component consumption, but the average consumption can be lower depending on the actual conditions, the climate, the wind turbine output, the cut-off hours, etc.

Main contributors to Own Consumption	V150	V162
Hydraulic Motor	2 x 22 kW	3 x 18.5 kW
Yaw Motors	Max 23 kW	Max 26 kW
Generator Cooling Fans	4 x 2.5 kW	
Water Pumps	4 kW + 7.5 kW	
Oil Pump for Gearbox Lubrication	7.5 kW	
Controller Including Heating Elements for the Hydraulics and all Controllers	Approximately 3 kW	
HV Transformer No-load Loss	See section 4.3 HV Transformer	

Table 10-7: Main contributors to own consumption data.

11 Drawings

11.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

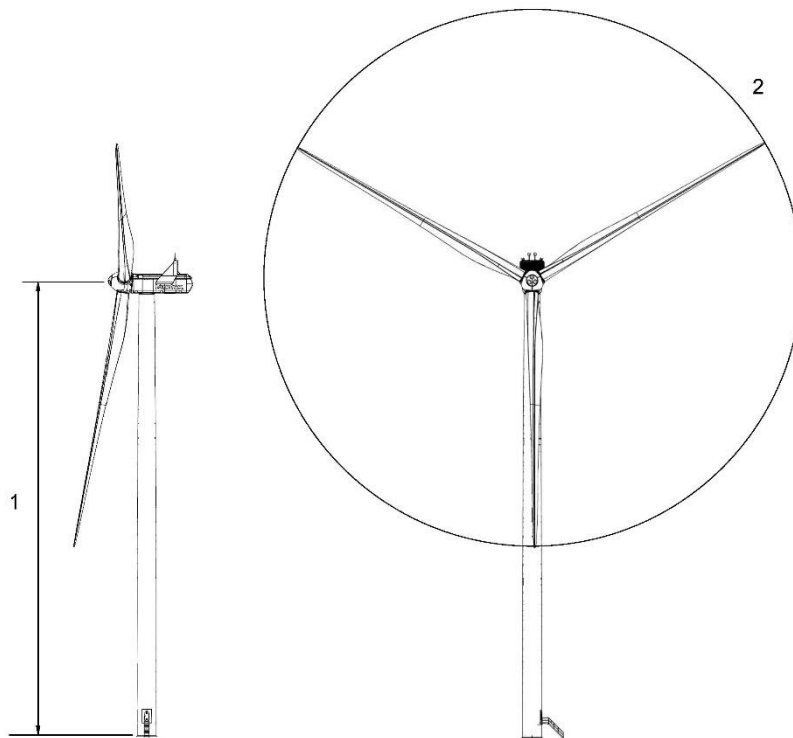


Figure 11-1: Illustration of outer dimensions – structure

- 1** Hub heights: See Performance Specification **2** Rotor diameter: 150/162 m

12 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2021 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The general descriptions in this document apply to the current version of the EnVentus™ turbines. Updated versions of the EnVentus™ turbines, which may be manufactured in the future, may differ from this general description. In the event that Vestas supplies an updated version of the EnVentus™ turbine, Vestas will provide an updated general description applicable to the updated version.
- Vestas recommends that the grid shall be as close to nominal as possible with limited variation in frequency and voltage.
- A certain time allowance for turbine warm-up must be expected following grid dropout and/or periods of very low ambient temperature.
- All listed start/stop parameters (e.g. wind speeds and temperatures) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- The earthing system must comply with the minimum requirements from Vestas and be in accordance with local and national requirements and codes of standards.
- This document, General Description, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.

Allegato n. 2

TABULAZIONI RISULTATI DI CALCOLO WINDPRO

PARK - Risultato principale

Calcolo: V162 6.0MW

Modello di scia N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calcolo delle scie eseguito in UTM (north)-WGS84 Zona: 33
Al centro del sito, la differenza tra Nord del sistema di riferimento e Nord Vero è: 0,1°

Metodo di correzione della curva di potenza
Nuovo metodo windPRO (metodo IEC modificato per accordarsi al controllo turbina) <RACCOMANDATO>
Metodo di calcolo della densità dell'aria
Funzione dell'altezza, temperatura da stazione climatica
Stazione: FOGGIA ITALY V3 2014
Temperatura di riferimento: 15,5 °C a 101,0 m
Pressione di riferimento: 1013,3 hPa a 0,0 m
Densità dell'aria al Centro Sito, all'altezza di riferimento: 90,0 m + 119,0 m = 1,196 kg/m³ -> 97,6 % dello standard
Umidità relativa: 0,0 %

Parametri del modello di scia
Tipo terreno Costante di decadimento scia
Default DTU onshore 0,090 Hub height independent

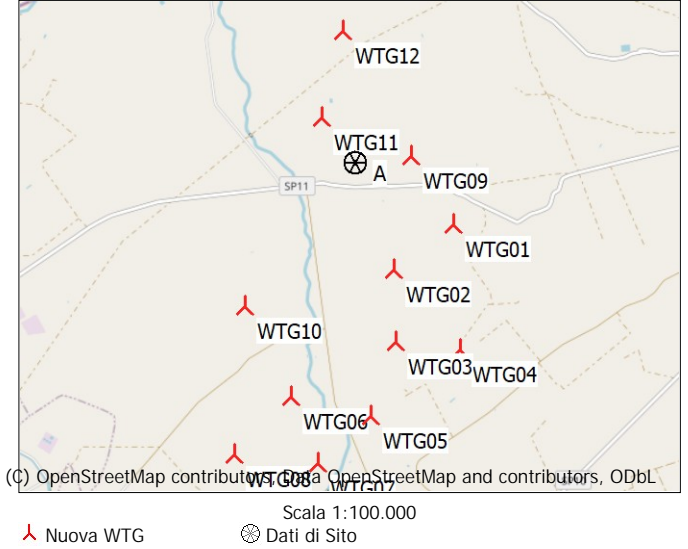
Correzione RIX applicata

Altezza di dislocamento omnidirezionale importata dagli Oggetti

Impostazioni calcolo scie
Angolo [°] Velocità del vento [m/s]
inizio fine passo inizio fine passo
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Statistica del Vento IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wvs

Versione WAsP WAsP 12 Version 12.07.0074



Risultati di riferimento a 119,0 m sopra il terreno

Terreno UTM (north)-WGS84 Zona: 33

Easting Northing Nome Oggetto Dati di Tipo
Site

Energia del vento Velocità media Rugosità equivalente

					[kWh/m²]	[m/s]	
A	517.455	4.615.209	Site data: WasP	WAsP (WAsP 12 Version 12.07.0074)	3.436	6,4	1,8

Produzione annuale stimata del parco eolico

Combinazione di WTG	Risultato PARK [MWh/anno]	Risultato-10,0% [MWh/anno]	Lordo (senza perdite) [MWh/anno]	Perdite di scia [%]	Fattore di capacità [%]	Media per WTG [MWh/anno]	Ore equivalenti [Ore/anno]	Velocità media al mozzo [m/s]	Risultati	
Parco eolico	201.936,5	181.742,8	213.123,7	5,2	28,8	15.145,2	2.524	6,5		

*) Basato su Risultato-10,0%

Energia annuale calcolata per ciascuna delle 12 nuove WTG, per un totale di 72,0 MW nominali installati

WTG	A	Si	Valida	Tipo di generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Curva di potenza Creata da	Nome	Produzione annuale			
										Statistica	Valida	Produttore	Tipologia
WTG01	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.786,5	15.108	6,3	6,56
WTG02	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.059,0	15.353	5,4	6,56
WTG03	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.714,7	14.143	7,4	6,31
WTG04	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.555,9	15.800	7,2	6,78
WTG05	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.254,1	14.629	7,9	6,43
WTG06	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.370,8	14.734	6,1	6,40
WTG07	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.778,1	14.200	7,5	6,31
WTG08	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.345,6	15.611	2,9	6,51
WTG09	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.273,0	15.546	4,7	6,60
WTG10	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.187,6	15.469	2,7	6,46
WTG11	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.244,1	15.520	2,9	6,50
WTG12	A	Si	Si	VESTAS V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	17.367,1	15.630	2,1	6,51

Posizione delle WTG

UTM (north)-WGS84 Zona: 33

Easting Northing Z Dati/Descrizione
[m]

WTG01	Nuova	518.760	4.614.402	142,8	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)
WTG02	Nuova	517.952	4.613.815	124,8	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)
WTG03	Nuova	517.983	4.612.852	110,0	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)
WTG04	Nuova	518.851	4.612.766	170,0	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)
WTG05	Nuova	517.666	4.611.879	110,0	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)
WTG06	Nuova	516.601	4.612.127	100,4	VESTAS V162-6.0 6000	162,0	!O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)

continua alla pagina successiva...

*) Nelle perdite in scia è inclusa l' influenza di 38 WTG circostanti, che hanno lo status di " WTG di riferimento" . V. relazione separata.

PARK - Risultato principale

Calcolo: V162 6.0MW

...continua dalla pagina precedente

		UTM (north)-WGS84 Zona: 33				
		Easting	Northing	Z	Dati/Descrizione	
					[m]	
WTG07	Nuova	516.961	4.611.254	96,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)
WTG08	Nuova	515.856	4.611.378	127,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)
WTG09	Nuova	518.184	4.615.303	130,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)
WTG10	Nuova	515.991	4.613.328	102,2	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)
WTG11	Nuova	517.005	4.615.796	102,9	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)
WTG12	Nuova	517.272	4.616.943	107,9	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!	hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)

PARK - WTG di riferimento

Calcolo: V162 6.0MW

Modello di scia N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calcolo delle scie eseguito in UTM (north)-WGS84 Zona: 33
Al centro del sito, la differenza tra Nord del sistema di riferimento e Nord Vero è: 0,1°

Metodo di correzione della curva di potenza
Nuovo metodo windPRO (metodo IEC modificato per accordarsi al controllo turbina) <RACCOMANDATO>
Metodo di calcolo della densità dell'aria
Funzione dell'altezza, temperatura da stazione climatica
Stazione: FOGGIA ITALY V3 2014
Temperatura di riferimento: 15,5 °C a 101,0 m
Pressione di riferimento: 1013,3 hPa a 0,0 m
Densità dell'aria al Centro Sito, all'altezza di riferimento: 90,0 m + 119,0 m = 1,196 kg/m³ -> 97,6 % dello standard
Umidità relativa: 0,0 %

Parametri del modello di scia
Tipo terreno Costante di decadimento scia
Default DTU onshore 0,090 Hub height independent

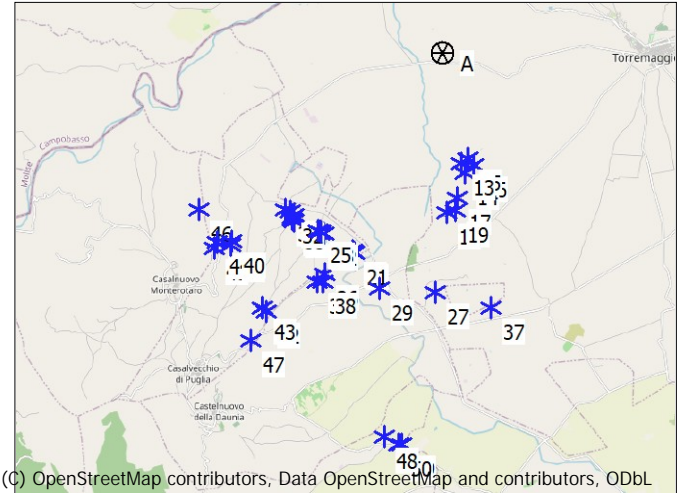
Correzione RIX applicata

Altezza di dislocamento omnidirezionale importata dagli Oggetti

Impostazioni calcolo scie
Angolo [°] Velocità del vento [m/s]
inizio fine passo inizio fine passo
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Statistica del Vento IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wvs

Versione WAsP WAsP 12 Version 12.07.0074



Scala 1:250.000
Nuova WTG WTG preesistente Dati di Sito

Risultati di riferimento a 119,0 m sopra il terreno

Terreno UTM (north)-WGS84 Zona: 33

Easting Northing Nome Oggetto Dati di Tipo
Site

Energia del vento Velocità media Rugosità equivalente

A 517.455 4.615.209 Site data: WasP WAsP (WAsP 12 Version 12.07.0074) [kWh/m²] [m/s] 3.436 6,4 1,8

Produzione Annuale calcolata per le WTG di riferimento

Senza nuove WTG	Lordo (senza perdite)	Perdite di scia [%]	Risultati Fattore di capacità [%]	Risultati Media per WTG [MWh/anno]	Ore equivalenti [Ore/anno]	Velocità media al mozzo [m/s]	Produzione effettiva, corretta [MWh/anno]	Fattore di bontà [%]
[MWh/anno]	[MWh/anno]	[%]	[%]	[MWh/anno]	[Ore/anno]	[m/s]	[MWh/anno]	[%]
296.572,7	363.874,1	19,7	29,7	7.804,5	2.602	6,5	0,0	

Energia annuale calcolata per ciascuna delle 38 WTG di riferimento, per un totale di 114,0 MW nominali installati

Statistica	Tipo di WTG		Tipo generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Curva di potenza		Senza nuove WTG [MWh/anno]	Fattore di bontà [%]
	Valida	Produttore					Creata da	Nome		
13 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.430,6	0
14 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.943,4	0
15 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.111,4	0
16 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.508,2	0
17 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.753,2	0
18 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.829,8	0
19 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.224,9	0
20 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.302,2	0
21 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	6.935,8	0
22 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	6.067,9	0
23 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	4.441,1	0
24 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	3.883,3	0
25 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	6.657,6	0
26 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	4.203,8	0
27 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.640,9	0
28 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	5.960,3	0
29 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.709,9	0
30 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	5.698,4	0
31 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	5.181,9	0
32 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	7.246,0	0
33 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	5.585,2	0
34 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	5.759,6	0
35 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.715,0	0

continua alla pagina successiva...

PARK - WTG di riferimento

Calcolo: V162 6.0MW

...continua dalla pagina precedente

Statistica	Tipo di WTG		Tipo generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Curva di potenza		Senza nuove WTG [MWh/anno]	Fattore di bontà [%]
	Valida	Produttore					Creata da	Nome		
36 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.601,5	0
37 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.530,8	0
38 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.144,5	0
39 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.979,7	0
40 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.102,8	0
41 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	7.907,2	0
42 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.038,2	0
43 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.127,9	0
44 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.256,3	0
45 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.535,8	0
46 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.409,6	0
47 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.415,1	0
48 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	9.439,4	0
49 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	7.626,1	0
50 A	Si	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	EMD	Level 0 - - Mode 0 - 06-2015	8.667,3	0

Posizione delle WTG

UTM (north)-WGS84 Zona: 33
Easting Northing Z Dati/Descrizione

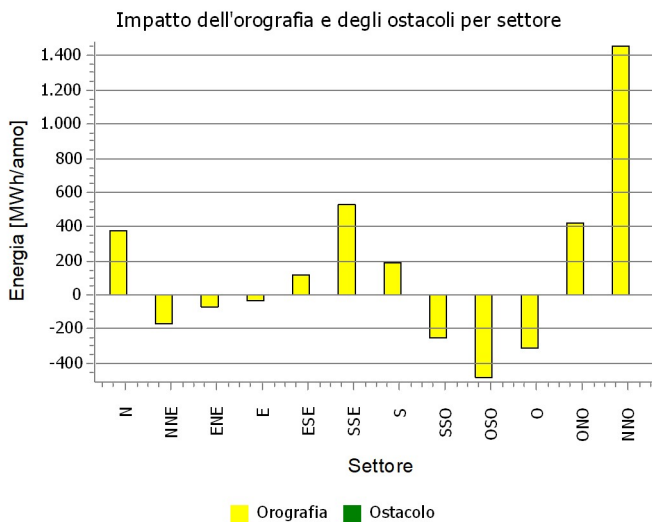
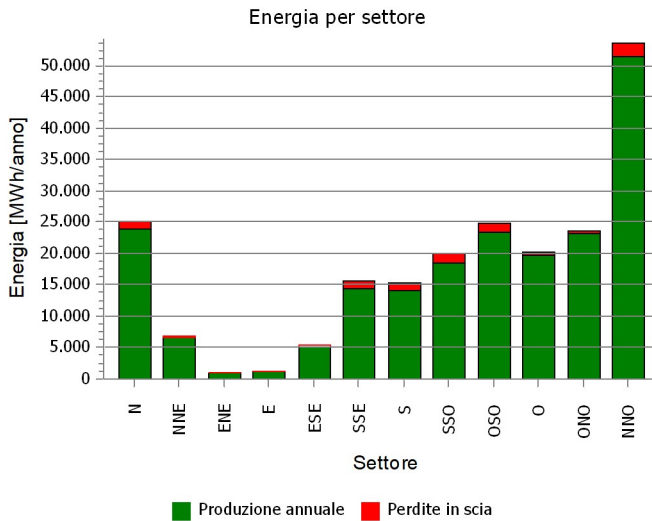
Production source Base statistica della produzione normalizzata: [mesi]

[m]										
13	518.090	4.611.602	150,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(1)
14	518.183	4.611.302	150,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(2)
15	518.296	4.611.777	150,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(3)
16	518.499	4.611.551	150,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(4)
17	517.957	4.610.476	110,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(5)
18	517.598	4.610.015	150,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(6)
19	517.892	4.610.065	147,6	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(7)
20	514.485	4.608.721	171,1	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(8)
21	514.544	4.608.654	170,6	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(9)
22	513.539	4.609.294	177,9	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(10)
23	513.458	4.609.331	178,8	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(11)
24	513.389	4.609.352	179,5	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(12)
25	513.337	4.609.388	178,6	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(13)
26	513.380	4.609.288	181,2	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(14)
27	517.221	4.607.355	158,5	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(15)
28	513.320	4.609.308	180,7	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(16)
29	515.383	4.607.510	140,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(17)
30	512.541	4.609.872	190,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(18)
31	512.551	4.609.717	190,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(19)
32	512.411	4.610.035	190,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(20)
33	512.469	4.609.827	191,2	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(21)
34	512.466	4.609.756	191,3	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(22)
35	512.284	4.610.085	191,5	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(23)
36	513.576	4.607.938	199,7	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(24)
37	519.057	4.606.887	147,7	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(25)
38	513.496	4.607.730	200,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(26)
39	513.311	4.607.734	205,1	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(27)
40	510.486	4.609.015	243,4	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(28)
41	510.436	4.608.916	244,9	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(29)
42	511.621	4.606.730	280,9	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(30)
43	511.514	4.606.837	286,8	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(31)
44	510.016	4.609.003	253,2	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(32)
45	509.898	4.608.805	221,1	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(33)
46	509.399	4.610.090	170,0	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(34)
47	511.096	4.605.777	318,2	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(35)
48	515.560	4.602.588	207,7	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(36)
49	516.127	4.602.337	192,1	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(37)
50	516.026	4.602.340	195,9	VESTAS	V126-3.0	3000	126,0	!O!	hub: 117,0 m (TOT: 180,0 m)	(38)

PARK - Analisi della produzione

Calcolo: V162 6.0MW WTG: Tutte le WTG nuove, densità dell'aria variabile con la posizione della WTG: 1,170 kg/m³ - 1,195 kg/m³
Analisi direzionale

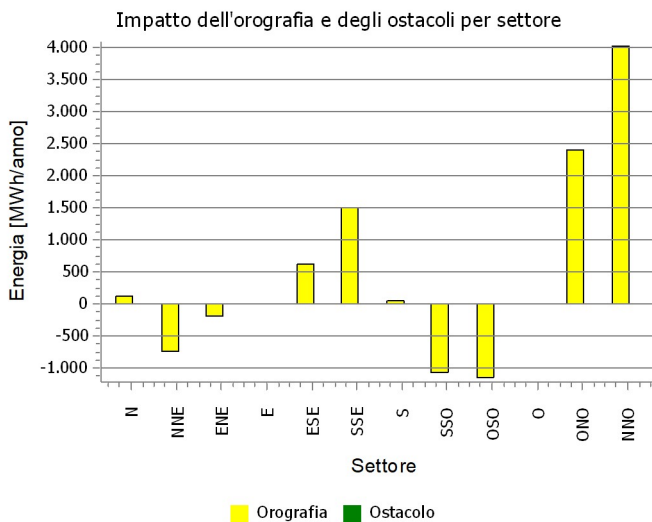
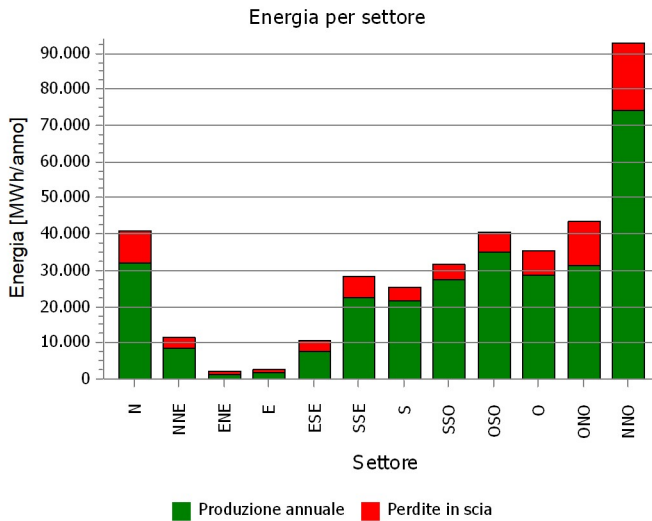
Settore		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSO	8 OSO	9 O	10 ONO	11 NNO	Totale
Energia basata sulla rugosità	[MWh]	24.685,2	7.043,5	1.076,2	1.352,7	5.314,4	15.106,6	15.253,2	20.214,2	25.328,6	20.551,4	23.260,8	52.174,8	211.361,5
+ Incremento dovuto all'orografia	[MWh]	374,2	-171,0	-68,8	-38,5	115,3	528,1	186,6	-248,6	-482,2	-313,2	423,1	1.457,2	1.762,3
-Perdite dovute alle scie	[MWh]	1.284,1	387,2	92,4	119,8	425,8	1.365,6	1.360,8	1.339,8	1.460,0	599,9	543,1	2.208,9	11.187,3
Energia risultante	[MWh]	23.775,4	6.485,3	915,0	1.194,4	5.003,9	14.269,1	14.078,9	18.625,9	23.386,3	19.638,4	23.140,8	51.423,1	201.936,5
Energia specifica	[kWh/m ²]													816
Energia specifica	[kWh/kW]													2.805
Incremento dovuto all'orografia	[%]	1,5	-2,4	-6,4	-2,8	2,2	3,5	1,2	-1,2	-1,9	-1,5	1,8	2,8	0,83
Perdite dovute alle scie	[%]	5,1	5,6	9,2	9,1	7,8	8,7	8,8	6,7	5,9	3,0	2,3	4,1	5,25
Utilizzazione	[%]	28,7	33,1	36,7	34,5	31,6	28,8	21,2	16,1	14,0	20,3	33,1	27,1	23,0
Tempo di operatività	[Ore/anno]	941	399	153	152	334	637	570	611	717	724	936	1.491	7.664
Ore equivalenti	[Ore/anno]	330	90	13	17	69	198	196	259	325	273	321	714	2.805



PARK - Analisi della produzione

Calcolo: V162 6.0MW WTG: Tutte le WTG preesistenti, densità dell'aria variabile con la posizione della WTG: 1,170 kg/m³ - 1,195 kg/m³
Analisi direzionale

Settore		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSO	8 OSO	9 O	10 ONO	11 NNO	Totale
Energia basata sulla rugosità	[MWh]	40.581,1	12.030,3	2.105,7	2.496,5	9.707,0	26.718,6	25.281,3	32.744,4	41.774,2	35.207,1	40.923,6	88.747,5	358.317,3
+ Incremento dovuto all'orografia	[MWh]	108,0	-741,4	-184,6	6,8	624,4	1.482,7	44,9	-1.065,4	-1.145,5	5,8	2.406,7	4.014,2	5.556,6
-Perdite dovute alle scie	[MWh]	8.482,7	2.728,8	627,2	694,7	2.730,1	5.792,6	3.955,5	4.195,4	5.562,0	6.513,9	12.066,9	18.461,1	71.810,9
Energia risultante	[MWh]	32.206,3	8.560,2	1.294,0	1.808,6	7.601,3	22.408,8	21.370,7	27.483,6	35.066,7	28.699,0	31.263,5	74.300,5	292.063,3
Energia specifica	[kWh/m ²]													616
Energia specifica	[kWh/kW]													2.562
Incremento dovuto all'orografia	[%]	0,3	-6,2	-8,8	0,3	6,4	5,5	0,2	-3,3	-2,7	0,0	5,9	4,5	1,55
Perdite dovute alle scie	[%]	20,8	24,2	32,6	27,8	26,4	20,5	15,6	13,2	13,7	18,5	27,8	19,9	19,74
Utilizzazione	[%]	22,0	24,7	25,8	25,3	22,3	22,2	18,0	14,1	11,9	15,2	21,9	20,0	17,8
Tempo di operatività	[Ore/anno]	915	388	153	152	339	650	561	592	706	736	971	1.509	7.672
Ore equivalenti	[Ore/anno]	283	75	11	16	67	197	187	241	308	252	274	652	2.562



PARK - Analisi della curva di potenza

Calcolo: V162 6.0MW WTG: WTG01 - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO!, Altezza mozzo: 119,0 m

Nome: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020

Fonte: Manufacturer

Data fonte	Creata da	Creato	Modificato	Soglia di blocco [m/s]	Controllo della potenza	Tipo di curva Ct	Tipo di generatore	Potenza specifica kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	Definito dall'utente	Variabile	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

Confronto con curva HP - Nota: per densità dell'aria standard

V media	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Valore HP Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Valore di controllo	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

La tabella mostra il confronto con la produzione annuale di energia calcolata sulla base delle semplici "curve HP", che assumono che tutte le WTG abbiano prestazioni simili - solo la potenza specifica (kW/m²), la velocità singola/duale o stallo/pitch influenzano i valori calcolati. La produzione è intesa senza le perdite di scia.

Per ulteriori dettagli, consultare la relazione di progetto n. 51171/00-0016 dell'Agenzia Danese per l'Energia, o il manuale di windPRO.

Il metodo è descritto nel rapporto EMD "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", gennaio 2003.

Usare la tabella per valutare se la curva di potenza data è ragionevole - se il valore di controllo è inferiore a -5%, la curva di potenza è probabilmente troppo ottimistica a causa dell'incertezza sulla sua misurazione.

Curva di potenza

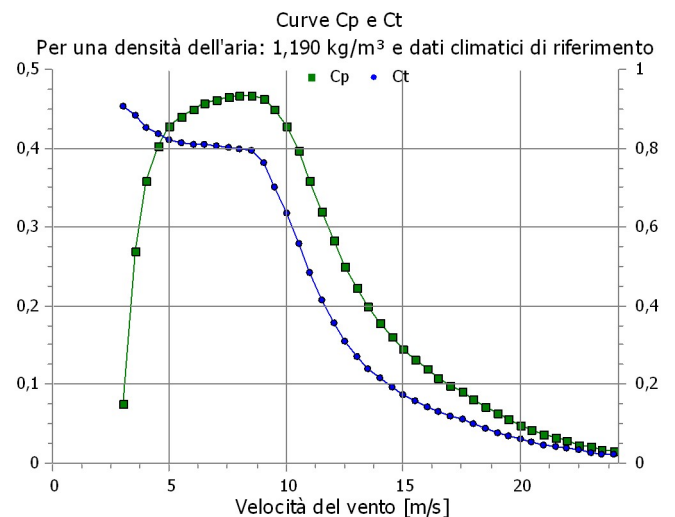
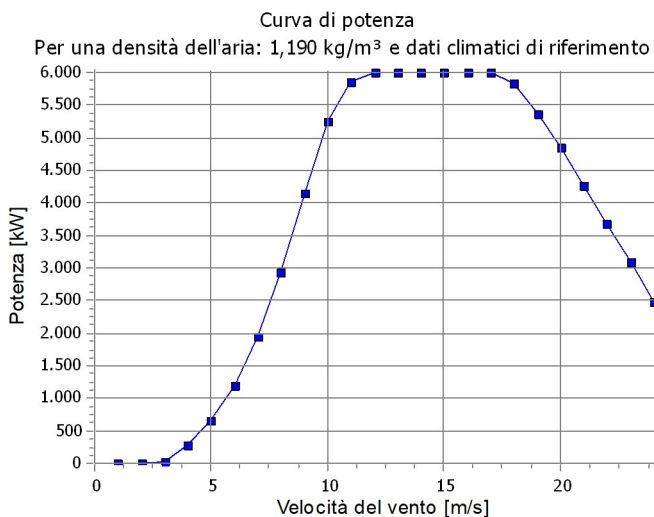
Dati originali dal Catalogo WTG, Densità dell'aria: 1,225 kg/m³

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Cp	Velocità del vento [m/s]	Curva Ct
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Potenza, efficienza ed energia vs. velocità del vento

Dati usati nel calcolo, Densità dell'aria: 1,190 kg/m³ Nuovo metodo windPRO (metodo IEC modificato per accordarsi al controllo turbina) <RACCOMANDATO>

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]	Cp	Intervallo [m/s]	Energia [MWh]	Energia cumulata [MWh]	Frazione del totale [%]
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	24,9	0,08	2,50- 3,50	60,8	60,8	0,4
4,0	280,7	0,36	3,50- 4,50	256,9	317,8	1,9
5,0	655,1	0,43	4,50- 5,50	569,6	887,3	5,3
6,0	1.192,8	0,45	5,50- 6,50	956,0	1.843,4	11,0
7,0	1.941,8	0,46	6,50- 7,50	1.381,7	3.225,1	19,2
8,0	2.929,7	0,47	7,50- 8,50	1.789,8	5.014,8	29,9
9,0	4.138,5	0,46	8,50- 9,50	2.085,2	7.100,0	42,3
10,0	5.248,7	0,43	9,50-10,50	2.136,8	9.236,9	55,0
11,0	5.866,5	0,36	10,50-11,50	1.903,3	11.140,1	66,4
12,0	5.991,8	0,28	11,50-12,50	1.522,0	12.662,1	75,4
13,0	6.000,0	0,22	12,50-13,50	1.156,8	13.819,0	82,3
14,0	6.000,0	0,18	13,50-14,50	862,4	14.681,3	87,5
15,0	6.000,0	0,14	14,50-15,50	635,1	15.316,5	91,2
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	464,2	15.780,7	94,0
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	338,2	16.118,9	96,0
18,0	5.846,0	0,08	17,50-18,50	239,4	16.358,2	97,4
19,0	5.360,0	0,06	18,50-19,50	162,3	16.520,5	98,4
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	108,4	16.629,0	99,1
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	71,1	16.700,1	99,5
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	46,0	16.746,1	99,8
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	29,1	16.775,2	99,9
24,0	2.479,0	0,01	23,50-24,50	11,2	16.786,4	100,0



Progetto:
Torremaggiore

Utente autorizzato:
TEST LICENSE
Time limited until September 10, 2023

Antonio / antonio.lucafo@ravanopower.com
Redatto il:
21/07/2023 15:49/4.0.366

PARK - Terreno

Calcolo: V162 6.0MW Dati di Sito: A - Site data: WasP

Ostacoli:

0 ostacoli usati

Rugosità:

Il calcolo usa i seguenti files .map:

C:\Users\A.Lucafo\Documents\WindPRO Data\Projects\Torremaggiore\ROUGHNESSLINE_Torremaggiore_1.wpo
Min X: 486.692, Max X: 546.889, Min Y: 4.581.727, Max Y: 4.642.009, Ampiezza: 60.197 m, Altezza: 60.283 m

Orografia:

Il calcolo usa i seguenti files .map:

C:\Users\A.Lucafo\Documents\WindPRO Data\Projects\Torremaggiore\CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 501.122, Max X: 533.019, Min Y: 4.596.895, Max Y: 4.628.939, Ampiezza: 31.897 m, Altezza: 32.044 m

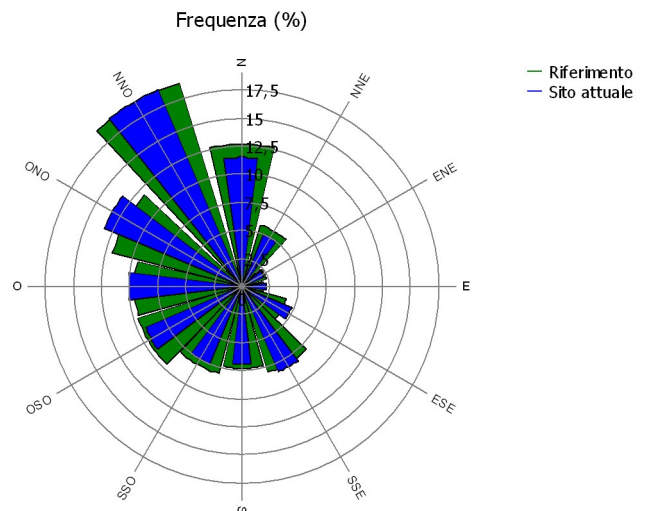
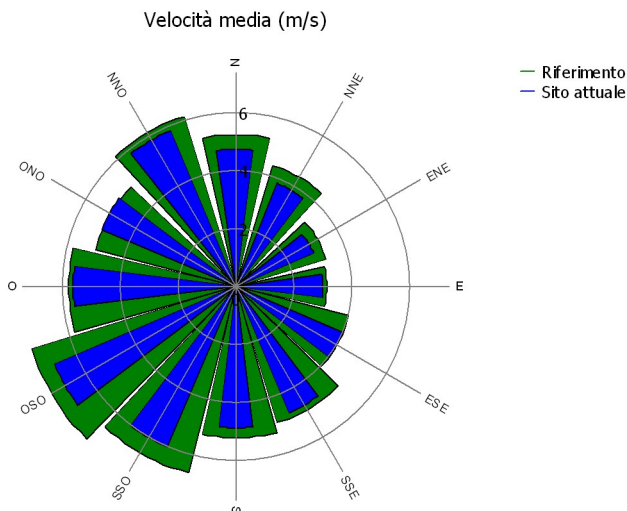
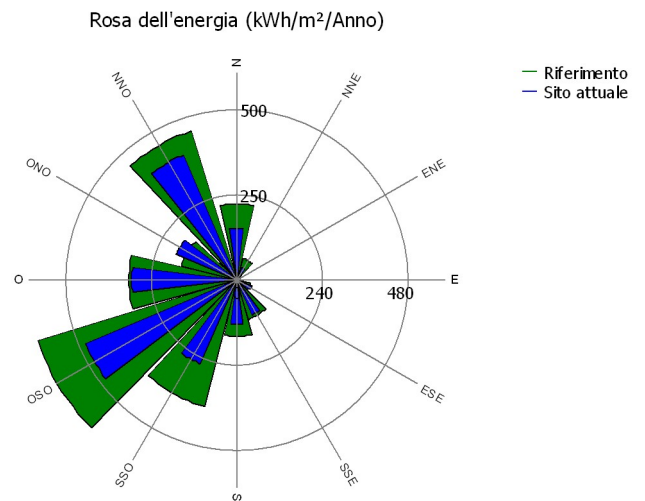
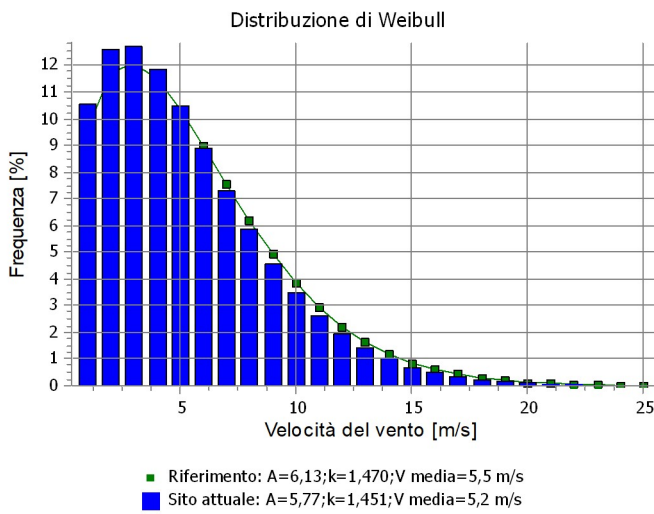
PARK - Analisi dei Dati di vento

Calcolo: V162 6.0MW Dati di vento: A - Site data: WasP; Altezza mozzo: 50,0

Coordinate del sito
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Est: 517.455 Nord: 4.615.209
Statistica del Vento
IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wws

Parametri Weibull

Settore	Sito attuale			Frequenza [%]	Riferimento: classe di Rugosità 1		
	Parametro A [m/s]	Velocità del vento [m/s]	Parametro k		Parametro A [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]
0 N	5,31	4,75	1,678	11,5	5,88	1,689	12,7
1 NNE	4,27	3,84	1,553	5,0	4,85	1,553	5,7
2 ENE	3,26	2,93	1,568	2,1	3,64	1,557	2,3
3 E	3,29	3,01	1,365	2,1	3,43	1,365	1,9
4 ESE	4,46	4,04	1,479	4,8	4,46	1,455	4,1
5 SSE	5,29	4,73	1,643	8,3	5,52	1,674	8,0
6 S	5,37	4,89	1,404	6,9	5,76	1,420	7,3
7 SSO	6,59	6,03	1,369	7,5	7,24	1,357	8,0
8 OSO	7,47	6,84	1,361	9,3	8,06	1,357	9,6
9 O	6,15	5,64	1,346	10,1	6,31	1,342	9,6
10 ONO	5,69	5,06	1,826	13,3	5,64	1,826	11,9
11 NNO	6,60	5,85	1,939	19,0	6,93	1,955	19,0
Tutti	5,77	5,23	1,451	100,0	6,13	1,470	100,0



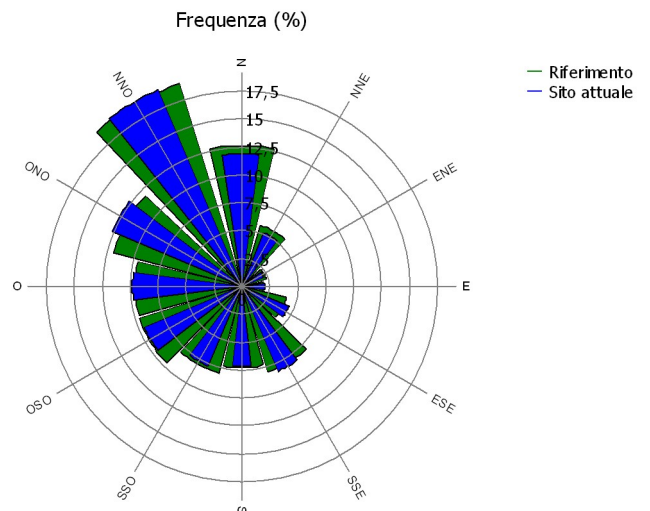
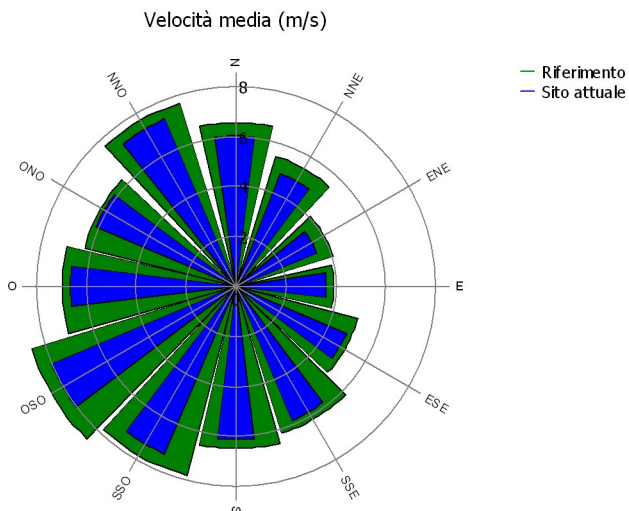
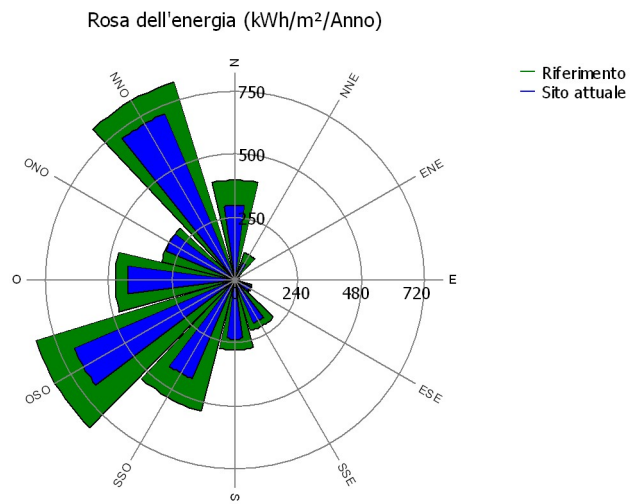
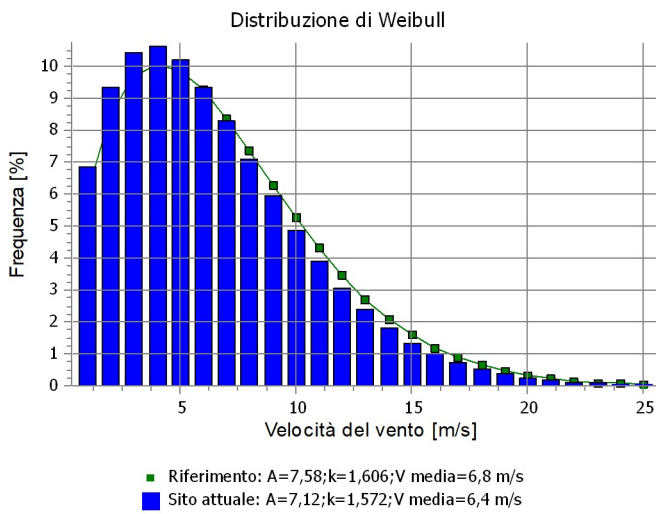
PARK - Analisi dei Dati di vento

Calcolo: V162 6.0MW Dati di vento: A - Site data: WasP; Altezza mozzo: 117,0

Coordinate del sito
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Est: 517.455 Nord: 4.615.209
Statistica del Vento
IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wws

Parametri Weibull

Settore	Sito attuale				Riferimento: classe di Rugosità 1			
	Parametro A	Velocità del vento [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]	Parametro A	Parametro k	Frequenza [%]	
0 N	6,78	6,03	1,795	11,9	7,37	1,820	12,7	
1 NNE	5,44	4,86	1,658	5,2	6,10	1,673	5,7	
2 ENE	3,94	3,51	1,693	2,1	4,57	1,673	2,3	
3 E	3,99	3,62	1,447	2,1	4,33	1,468	1,9	
4 ESE	5,35	4,81	1,568	4,6	5,61	1,565	4,1	
5 SSE	6,52	5,80	1,768	8,3	6,93	1,801	8,0	
6 S	6,80	6,13	1,510	7,1	7,22	1,531	7,3	
7 SSO	8,04	7,27	1,475	7,8	8,63	1,473	8,0	
8 OSO	8,84	8,01	1,447	9,5	9,43	1,452	9,6	
9 O	7,33	6,64	1,455	9,8	7,69	1,456	9,6	
10 ONO	6,89	6,11	1,963	12,6	7,06	1,967	11,9	
11 NNO	8,21	7,27	2,084	19,2	8,66	2,106	19,0	
Tutti	7,12	6,39	1,572	100,0	7,58	1,606	100,0	



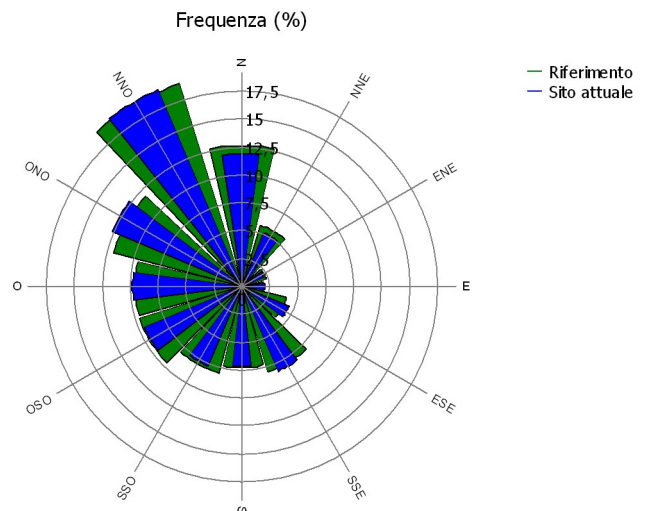
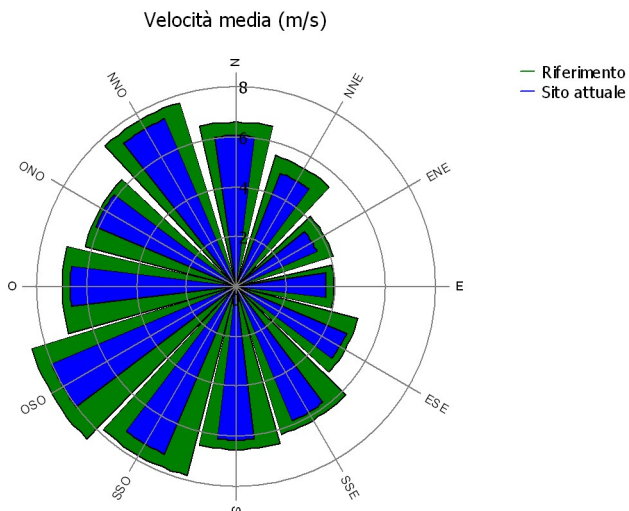
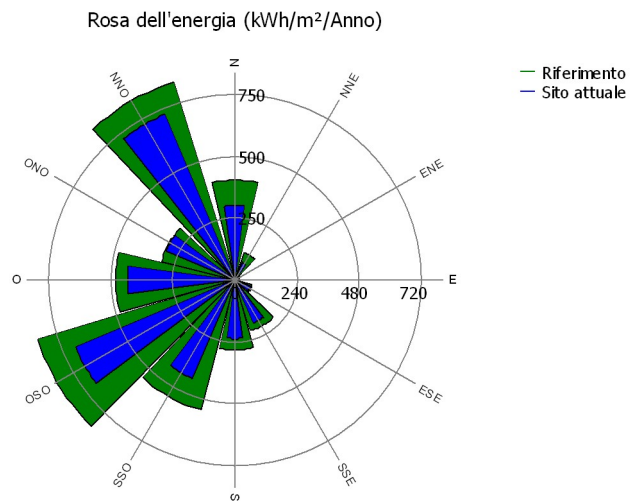
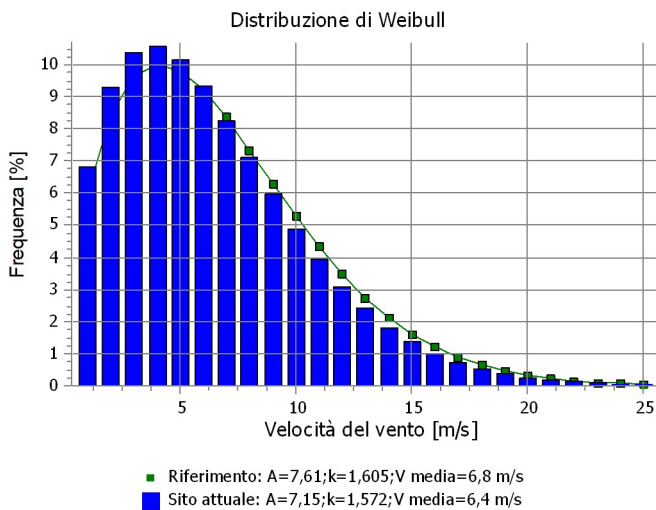
PARK - Analisi dei Dati di vento

Calcolo: V162 6.0MW Dati di vento: A - Site data: WasP; Altezza mozzo: 119,0

Coordinate del sito
UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Est: 517.455 Nord: 4.615.209
Statistica del Vento
IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wws

Parametri Weibull

Settore	Sito attuale			Frequenza [%]	Riferimento: classe di Rugosità 1		
	Parametro A [m/s]	Velocità del vento [m/s]	Parametro k		Parametro A [m/s]	Parametro k	Frequenza [%]
0 N	6,81	6,06	1,791	11,9	7,41	1,818	12,7
1 NNE	5,47	4,89	1,654	5,2	6,13	1,671	5,7
2 ENE	3,96	3,53	1,693	2,1	4,59	1,671	2,3
3 E	4,01	3,64	1,443	2,1	4,36	1,467	1,9
4 ESE	5,38	4,83	1,568	4,6	5,64	1,563	4,1
5 SSE	6,55	5,83	1,768	8,3	6,96	1,799	8,0
6 S	6,83	6,16	1,510	7,1	7,25	1,529	7,3
7 SSO	8,07	7,30	1,475	7,8	8,66	1,472	8,0
8 OSO	8,87	8,04	1,447	9,5	9,46	1,451	9,6
9 O	7,35	6,67	1,451	9,8	7,72	1,455	9,6
10 ONO	6,93	6,14	1,963	12,6	7,09	1,965	11,9
11 NNO	8,25	7,31	2,084	19,2	8,70	2,103	19,0
Tutti	7,15	6,42	1,572	100,0	7,61	1,605	100,0



PARK - Curva di potenza del parco

Calcolo: V162 6.0MW

Velocità del vento [m/s]	Potenza													
	WTG libere [kW]	WTG in parco [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSO [kW]	OSO [kW]	O [kW]	ONO [kW]	NNO [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	1.709	1.291	1.348	1.377	1.311	1.255	1.282	1.116	1.002	1.042	1.076	1.449	1.562	1.369
4,5	5.430	4.705	4.805	4.864	4.747	4.645	4.591	4.408	4.179	4.259	4.370	4.983	5.177	4.848
5,5	10.819	9.621	9.784	9.882	9.690	9.530	9.445	9.139	8.772	8.907	9.033	10.080	10.400	9.856
6,5	18.499	16.551	16.804	16.961	16.657	16.416	16.298	15.784	15.204	15.393	15.604	17.289	17.810	16.921
7,5	28.924	25.981	26.349	26.587	26.134	25.793	25.632	24.840	23.967	24.237	24.571	27.084	27.875	26.525
8,5	42.304	38.168	38.680	39.013	38.386	37.915	37.692	36.579	35.346	35.720	36.189	39.715	40.830	38.924
9,5	56.853	52.507	53.208	53.523	52.842	52.148	51.857	50.788	49.244	49.784	50.043	54.264	55.453	53.413
10,5	67.676	65.152	65.650	65.835	65.425	65.004	64.797	64.338	63.032	63.462	63.321	66.232	66.950	65.733
11,5	71.585	71.122	71.247	71.285	71.202	71.079	71.014	71.014	70.665	70.819	70.668	71.331	71.482	71.243
12,5	71.990	71.970	71.976	71.978	71.974	71.967	71.964	71.966	71.948	71.957	71.947	71.979	71.986	71.976
13,5	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000
14,5	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000
15,5	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000
16,5	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000
17,5	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000	72.000
18,5	66.972	67.347	67.285	67.257	67.314	67.368	67.398	67.482	67.619	67.588	67.587	67.195	67.094	67.267
19,5	61.536	61.815	61.762	61.741	61.786	61.836	61.866	61.920	62.027	62.004	62.001	61.698	61.624	61.749
20,5	54.660	54.956	54.892	54.870	54.920	54.984	55.026	55.073	55.193	55.169	55.164	54.827	54.751	54.878
21,5	47.820	48.068	48.005	47.988	48.033	48.098	48.143	48.172	48.279	48.259	48.252	47.955	47.893	47.994
22,5	40.596	40.824	40.757	40.742	40.786	40.856	40.908	40.924	41.029	41.011	41.004	40.714	40.659	40.747
23,5	33.612	33.715	33.737	33.725	33.730	33.696	33.661	33.729	33.737	33.725	33.730	33.696	33.661	33.729
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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

Descrizione:

La curva di potenza del parco è simile alla curva di potenza di una WTG, nel senso che quando una data velocità del vento si manifesta "di fronte al parco" con lo stesso valore nell'intera area del parco eolico (prima dell' effetto del parco stesso), allora la produzione complessiva può essere espressa dalla curva di potenza del parco. In altre parole: la curva di potenza del parco include le perdite di scia, ma NON include le variazioni della velocità del vento dovute al terreno entro l' area del parco.

Misurare la curva di potenza di un parco eolico non è semplice come misurare quella di una WTG, a causa del fatto che la prima dipende dalla direzione del vento e che una data velocità del vento normalmente non si manifesta contemporaneamente sull'intera area del parco (solo in terreni molto piani). Questa versione della curva di potenza del parco non andrebbe dunque utilizzata per validazioni basate su misurazioni. Ciò richiederebbe almeno 2 masts su due lati del parco, a meno che non vengano testati solo alcuni settori, e un terreno non complesso (tipicamente, offshore). Per terreni complessi è disponibile un'altra versione della curva di potenza del parco.

La curva di potenza del parco può essere usata per:

1. Sistemi di previsione, basati su più dati di vento approssimativi; la curva di potenza del parco sarebbe un modo efficace di ottenere il legame tra la velocità (e la direzione) del vento e la potenza.
2. Costruzione delle curve di durata, che descrivono quanto spesso un dato output di potenza si presenta. La curva di potenza del parco può essere usata insieme con la distribuzione media del vento sull'area del parco eolico all'altezza del mozzo. Tale distribuzione può eventualmente essere ottenuta dai parametri Weibull per ogni posizione delle WTG. Questi si trovano nel menu di stampa "Risultato su file", in "Risultato del Parco", che può essere salvato su file o copiato e incollato in Excel.
3. Calcolo dell'Indice di Vento basato sulla produzione del parco (v. sotto).
4. Stima della produzione attesa di una centrale eolica esistente sulla base di misure in almeno due siti ai lati della centrale. I masts vanno usati per ottenere la velocità del vento imperturbato. Questa è usata nella simulazione della produzione con la curva di potenza del parco. Questa procedura è adatta solo a terreni non complessi. Per terreni complessi è disponibile un altro calcolo della curva di potenza del parco (modello PPV).

Nota:

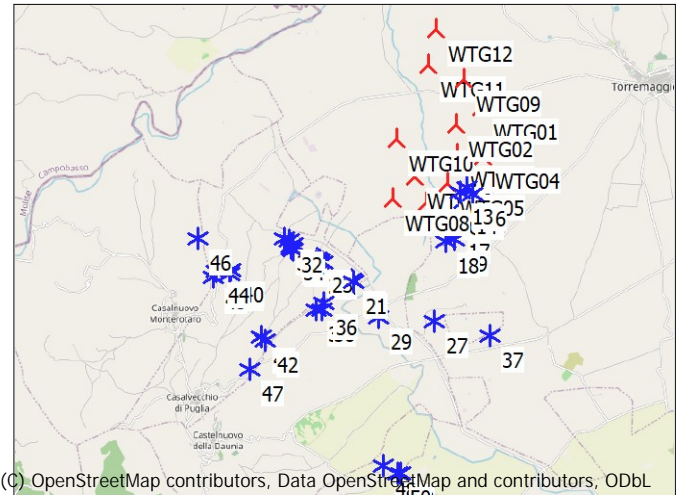
Nel menu " Risultato su file" è disponibile anche l' opzione " Velocità del vento entro il parco eolico" . Essa può essere utilizzata per estrarre (e.g. con Excel) le perdite indotte dalle scie sulla velocità del vento misurata.

PARK - Distanze tra le WTG

Calcolo: V162 6.0MW

Distanze tra le WTG

	Z	WTG più vicina	Z	Distanza orizzontale	Distanza in Diametri Rotore (max)	Distanza in Diametri Rotore (min)
	[m]		[m]	[m]		
13	150,0	15	150,0	270	2,1	2,1
14	150,0	13	150,0	315	2,5	2,5
15	150,0	13	150,0	270	2,1	2,1
16	150,0	15	150,0	304	2,4	2,4
17	110,0	19	147,6	415	3,3	3,3
18	150,0	19	147,6	298	2,4	2,4
19	147,6	18	150,0	298	2,4	2,4
20	171,1	21	170,6	89	0,7	0,7
21	170,6	20	171,1	89	0,7	0,7
22	177,9	23	178,8	89	0,7	0,7
23	178,8	24	179,5	72	0,6	0,6
24	179,5	25	178,6	63	0,5	0,5
25	178,6	24	179,5	63	0,5	0,5
26	181,2	28	180,7	63	0,5	0,5
27	158,5	29	140,0	1.845	14,6	14,6
28	180,7	26	181,2	63	0,5	0,5
29	140,0	21	170,6	1.418	11,3	11,3
30	190,0	33	191,2	85	0,7	0,7
31	190,0	34	191,3	94	0,7	0,7
32	190,0	35	191,5	136	1,1	1,1
33	191,2	34	191,3	71	0,6	0,6
34	191,3	33	191,2	71	0,6	0,6
35	191,5	32	190,0	136	1,1	1,1
36	199,7	38	200,0	222	1,8	1,8
37	147,7	27	158,5	1.895	15,0	15,0
38	200,0	39	205,1	185	1,5	1,5
39	205,1	38	200,0	185	1,5	1,5
40	243,4	41	244,9	110	0,9	0,9
41	244,9	40	243,4	110	0,9	0,9
42	280,9	43	286,8	151	1,2	1,2
43	286,8	42	280,9	151	1,2	1,2
44	253,2	45	221,1	231	1,8	1,8
45	221,1	44	253,2	231	1,8	1,8
46	170,0	44	253,2	1.250	9,9	9,9
47	318,2	42	280,9	1.088	8,6	8,6
48	207,7	50	195,9	528	4,2	4,2
49	192,1	50	195,9	101	0,8	0,8
50	195,9	49	192,1	101	0,8	0,8
WTG01	142,8	WTG02	124,8	999	6,2	6,2
WTG02	124,8	WTG03	110,0	963	5,9	5,9
WTG03	110,0	WTG04	170,0	872	5,4	5,4
WTG04	170,0	WTG03	110,0	872	5,4	5,4
WTG05	110,0	13	150,0	506	4,0	3,1
WTG06	100,4	WTG07	96,1	944	5,8	5,8
WTG07	96,1	WTG05	110,0	942	5,8	5,8
WTG08	127,5	WTG06	100,4	1.056	6,5	6,5
WTG09	130,0	WTG01	142,8	1.069	6,6	6,6
WTG10	102,2	WTG06	100,4	1.347	8,3	8,3
WTG11	102,9	WTG12	107,9	1.178	7,3	7,3
WTG12	107,9	WTG11	102,9	1.178	7,3	7,3
Min	96,1		96,1	63	0,5	0,5
Max	318,2		286,8	1.895	15,0	15,0



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL
Scala 1:250.000
Nuova WTG
WTG preesistente

PARK - Info Statistica di Vento

Calcolo: V162 6.0MW

Dati per il calcolo della Statistica del Vento

File C:\Users\A.Lucafo\Documents\WindPRO Data\Projects\Torremaggiore\IT MCP - MCP session (1) - [Regression].wws
Nome MCP - MCP session (1) - [Regression]
Paese Italy
Fonte USER
Coordinate mast UTM (north)-WGS84 Zone: 33 Est: 515.713 Nord: 4.611.710
Creato 10/03/2023
Modificato 10/03/2023
Settori 12
Versione WAsP WAsP 12 Version 12.07.0074
Altezza di dislocamento Nessuna

Commenti
From MCP

Ulteriori informazioni sulla Statistica

Altezza di misura (s.l.s.) 100,0 m
Quota del mast di misura (s.l.m.) 128,3 m

Correzione di lungo periodo
Metodo Regression
Fonte dati ERA5 (Gaussian Grid)_N41,733006_E015,12 (3)
Distanza dal mast di sito 10,2 km
Dati di lungo termine dal 01/01/1993
al 01/02/2023
Dati contemporanei dal 01/01/2021
al 01/01/2022
Numero di dati contemporanei 8761
Intervallo di registrazione utilizzato 60 minuti
Percentuale di dati contemporanei utilizzati 100,0 %

Numero di anni con dati di lungo periodo 30,1 anni
Numero di mesi con dati contemporanei 12,0 mesi

Test di correlazione basato su Indici di Vento mensili
Curva di potenza usata per l'Indice di Vento Simple power curve truncated at: 13,0 m/s
Soglia di accettazione disponibilità dati (per mese) 60 %
Numero di indici mensili 12
r² - indice di vento 0,9428
r - indice di vento 0,9710
s - indice di vento 6,5524

Commento

Per ottenere un risultato corretto, la Statistica del Vento deve essere stata calcolata con lo STESSO modello e parametrizzazione selezionati in questo calcolo. Versioni di WAsP precedenti alla 10.0 non presentano variazioni sostanziali, ma nelle versioni successive le modifiche applicate hanno effetto sulla Statistica del Vento. Analogamente, WAsP CFD deve sempre utilizzare Statistiche di Vento calcolate con WAsP CFD.

PARK - Calcolo del RIX

Calcolo: V162 6.0MW
Assunzioni

Raggio di calcolo	3.500 m
Soglia di pendenza	30,0 % / 17 °
Peso direzionale	Equamente distribuito
RIX per la Statistica del Vento	Calcolato alla posizione della Statistica di Vento. Se indisponibile, è usata la posizione dell'Oggetto I
Curve altimetriche usate	Curve altimetriche: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo (1)
Alfa	1,0
Nessuna correzione RIX per delta RIX compreso in	-5,0 % - 5,0 %

Siti di riferimento

Terreno	UTM (north)-WGS84 Zona: 33	Easting	Northing	Dati di Sito/Statistica del vento	RIX del sito di riferimento [%]
A	515.713	4.611.710	MCP - MCP session (1) - [Regression]		0,0

Siti delle WTG

		UTM (north)-WGS84 Zona: 33		Z	RIX alla WTG	DeltaRIX (sito WTG - sito di misura)	Correzione RIX
Statistica		Easting	Northing	[m]	[%]	[%]	[MWh/anno]
13	A	518.090	4.611.602	150,0	0,1	0,0	0,00
14	A	518.183	4.611.302	150,0	0,1	0,0	0,00
15	A	518.296	4.611.777	150,0	0,1	0,0	0,00
16	A	518.499	4.611.551	150,0	0,1	0,0	0,00
17	A	517.957	4.610.476	110,0	0,0	0,0	0,00
18	A	517.598	4.610.015	150,0	0,1	0,1	0,00
19	A	517.892	4.610.065	147,6	0,0	0,0	0,00
20	A	514.485	4.608.721	171,1	0,0	0,0	0,00
21	A	514.544	4.608.654	170,6	0,0	0,0	0,00
22	A	513.539	4.609.294	177,9	0,0	0,0	0,00
23	A	513.458	4.609.331	178,8	0,0	0,0	0,00
24	A	513.389	4.609.352	179,5	0,0	0,0	0,00
25	A	513.337	4.609.388	178,6	0,1	0,0	0,00
26	A	513.380	4.609.288	181,2	0,0	0,0	0,00
27	A	517.221	4.607.355	158,5	0,0	0,0	0,00
28	A	513.320	4.609.308	180,7	0,1	0,0	0,00
29	A	515.383	4.607.510	140,0	0,0	0,0	0,00
30	A	512.541	4.609.872	190,0	0,1	0,1	0,00
31	A	512.551	4.609.717	190,0	0,1	0,1	0,00
32	A	512.411	4.610.035	190,0	0,1	0,1	0,00
33	A	512.469	4.609.827	191,2	0,2	0,2	0,00
34	A	512.466	4.609.756	191,3	0,1	0,1	0,00
35	A	512.284	4.610.085	191,5	0,1	0,1	0,00
36	A	513.576	4.607.938	199,7	0,0	0,0	0,00
37	A	519.057	4.606.887	147,7	0,0	0,0	0,00
38	A	513.496	4.607.730	200,0	0,0	0,0	0,00
39	A	513.311	4.607.734	205,1	0,0	0,0	0,00
40	A	510.486	4.609.015	243,4	0,4	0,3	0,00
41	A	510.436	4.608.916	244,9	0,4	0,3	0,00
42	A	511.621	4.606.730	280,9	0,4	0,3	0,00
43	A	511.514	4.606.837	286,8	0,2	0,2	0,00
44	A	510.016	4.609.003	253,2	0,5	0,5	0,00
45	A	509.898	4.608.805	221,1	0,5	0,4	0,00
46	A	509.399	4.610.090	170,0	0,9	0,9	0,00
47	A	511.096	4.605.777	318,2	0,5	0,5	0,00
48	A	515.560	4.602.588	207,7	0,0	0,0	0,00
49	A	516.127	4.602.337	192,1	0,1	0,1	0,00
50	A	516.026	4.602.340	195,9	0,1	0,0	0,00
WTG01	A	518.760	4.614.402	142,8	0,1	0,1	0,00
WTG02	A	517.952	4.613.815	124,8	0,1	0,0	0,00
WTG03	A	517.983	4.612.852	110,0	0,1	0,1	0,00
WTG04	A	518.851	4.612.766	170,0	0,1	0,0	0,00
WTG05	A	517.666	4.611.879	110,0	0,1	0,0	0,00
WTG06	A	516.601	4.612.127	100,4	0,0	0,0	0,00
WTG07	A	516.961	4.611.254	96,1	0,0	0,0	0,00
WTG08	A	515.856	4.611.378	127,5	0,0	0,0	0,00
WTG09	A	518.184	4.615.303	130,0	0,1	0,0	0,00

continua alla pagina successiva...

PARK - Calcolo del RIX

Calcolo: V162 6.0MW

...continua dalla pagina precedente

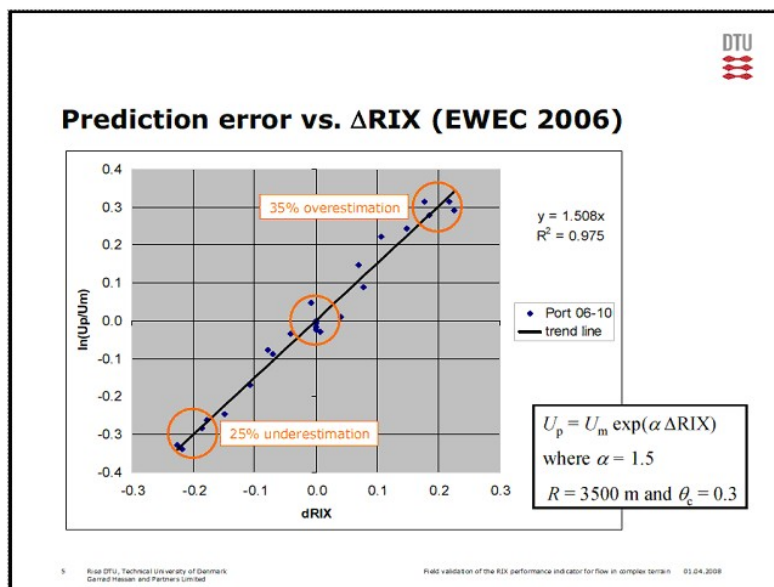
UTM (north)-WGS84 Zona: 33

Statistica	Easting	Northing	Z [m]	RIX alla WTG [%]	DeltaRIX (sito WTG - sito di misura) [%]	Correzione RIX [MWh/anno]
WTG10 A	515.991	4.613.328	102,2	0,0	0,0	0,00
WTG11 A	517.005	4.615.796	102,9	0,1	0,1	0,00
WTG12 A	517.272	4.616.943	107,9	0,1	0,1	0,00

PARK - Calcolo del RIX

Calcolo: V162 6.0MW

Le ultime ricerche (Risø) mostrano che la soglia di calcolo RIX che in genere funziona meglio è 40% (nuova impostazione predefinita), e che un DeltaRIX entro +/-5% non deve dare luogo a correzioni. Cross predictions based on more mast can fine tune the threshold, see Cross predictor tool in windPRO Meteo Analyser. Nel modulo LOSS & UNCERTAINTY, la correzione RIX può essere calcolata automaticamente come bias in base alle raccomandazioni più recenti (articoli del Risø National Laboratory per EWEC 2006 && 2008, v. un estratto sotto).

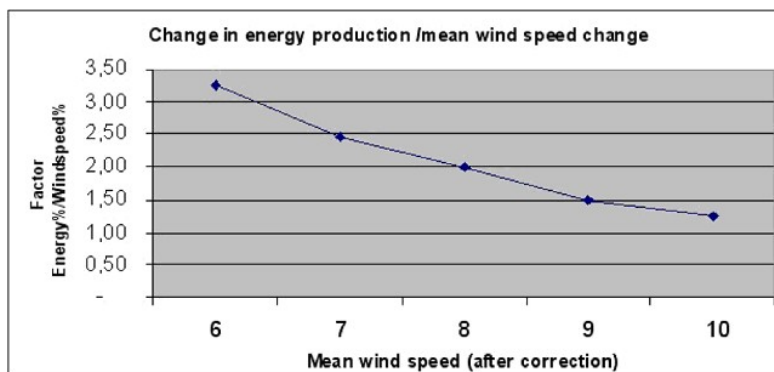


La conclusione principale sull'uso del metodo RIX è che se il sito di riferimento (anemometro di misura) e il sito di previsione (WTG) sono ugualmente ripidi (Delta RIX < 5%), ci si può aspettare errori di calcolo molto piccoli.

Se il sito di riferimento (anemometro di misura) è molto ripido, e.g. RIX = 0.2, e il sito previsto (WTG) lo è di meno (e.g. RIX = 0), Delta RIX sarà -0.2, e secondo il grafico ci si può aspettare una previsione della velocità del vento sul sito delle WTG sottostimata del 30%. Ciò potrebbe portare a una sottostima di circa il 60% *) nella produzione di energia calcolata.

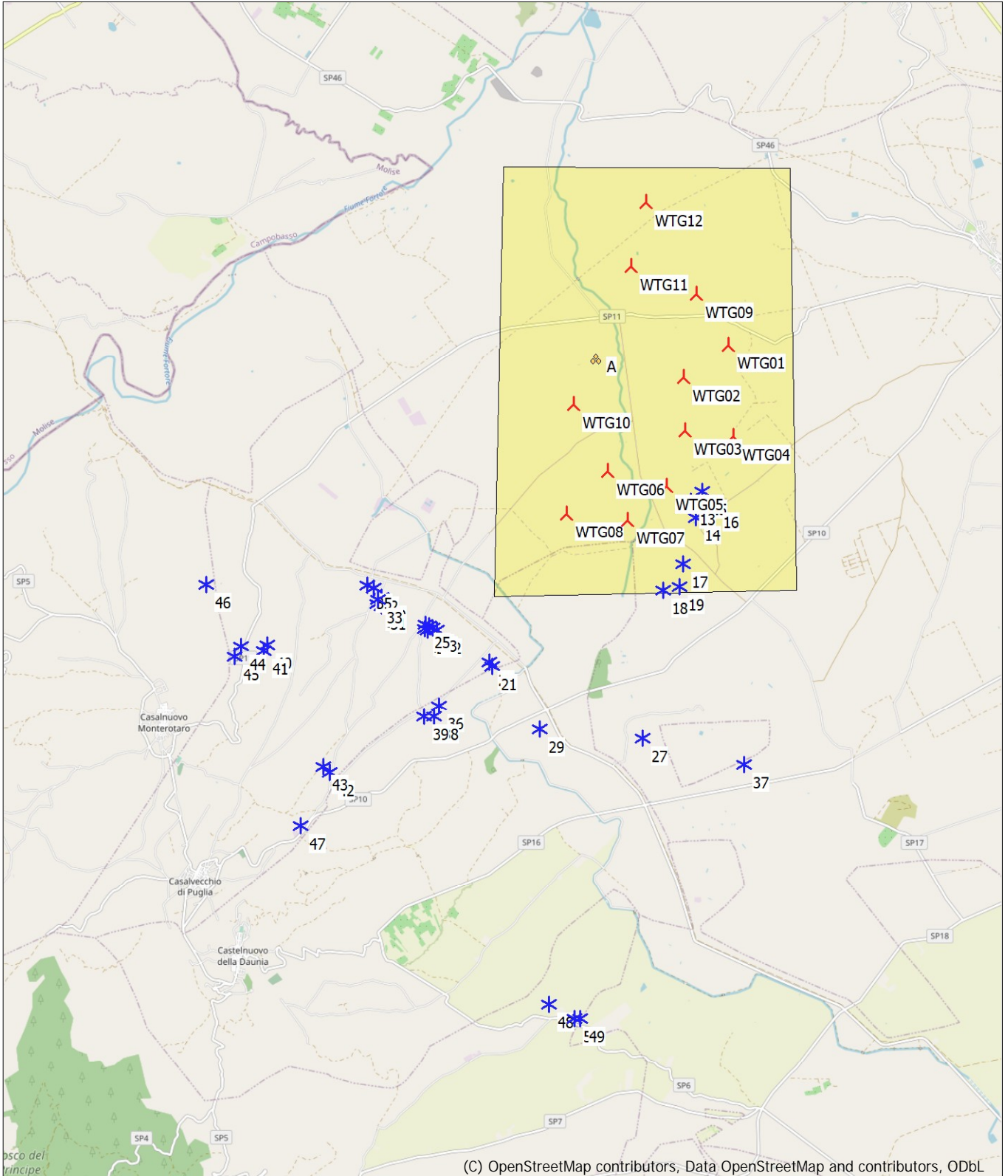
Se il sito di riferimento (anemometro di misura) è poco ripido, e.g. RIX = 0, e il sito previsto (WTG) lo è molto (e.g. RIX = 0.2), Delta RIX sarà +0.2, e secondo il grafico ci si può aspettare una previsione della velocità del vento sul sito delle WTG sovrastimata del 30%. Ciò potrebbe portare a una sovrastima di circa il 60% *) nella produzione di energia calcolata.

*) Il raddoppio dell'errore sulla previsione dell'energia basato sull'errore di velocità del vento principale è una conversione approssimativa, che vale per velocità del vento intorno a 8 m/s. A 6-7 m/s è più corretto triplicare, mentre per 9 m/s andrebbe usato un fattore 1.5, vedi il grafico sotto, basato su una turbina tipica.



Fonte: articolo EWEC06:
IMPROVING WASP PREDICTIONS IN (TOO) COMPLEX TERRAIN
Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowen e Ioannis Antoniou
Wind Energy Department, Risø National Laboratory

PARK - Mappa
Calcolo: V162 6.0MW



Mappa: EMD OpenStreetMap , Scala di stampa 1:100.000, Centro mappa UTM (north)-WGS84 Zone: 33 Est: 514.697 Nord: 4.609.962
🚧 Nuova WTG ⚙️ WTG preesistente 🟡 Aree WTG

Loss & Uncertainty - Risultati principali

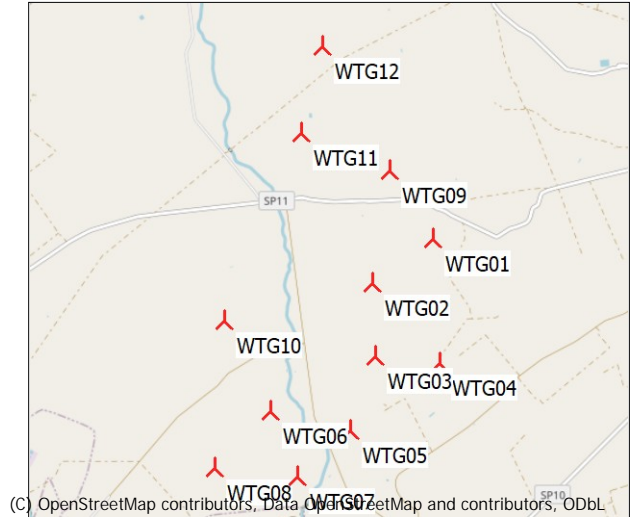
Calcolo: V162 6.0MW

Dati principali da PARK

Calcolo PARK 4.0.366: V162 6.0MW
 Numero 12
 Potenza nominale 72,0 MW
 Velocità media del vento 6,5 m/s al mozzo
 Sensibilità 1,5 %AEP / %Velocità media del vento
 Vita di esercizio attesa 10 anni

RISULTATI

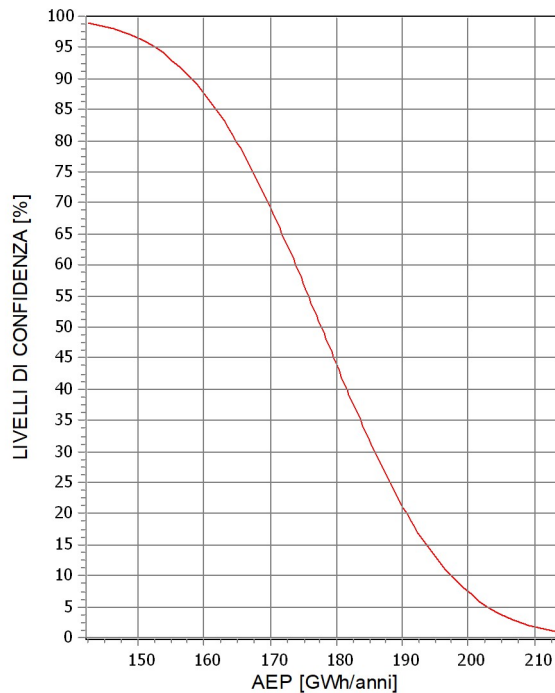
		P50	P75	P90
AEP NETTA	[GWh/anni]	177,7	167,2	157,8
Fattore di capacità	[%]	28,2	26,5	25,0
Ore equivalenti	[h/anno]	2.468	2.323	2.192



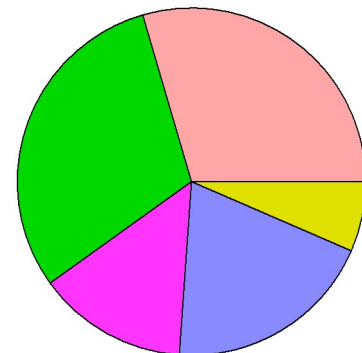
Scala: 100.000

Risultati dettagliati

	P50	Incertezze	
AEP LORDA*	213,1 GWh/anni		8,7 %
Correzione bias	0,0 GWh/anni	0,0 %	0,0 %
Correzione perdite	-35,4 GWh/anni	-16,6 %	0,3 %
Perdite in scia		-5,2 %	
Altre perdite		-12,0 %	
AEP NETTA	177,7 GWh/anni		8,7 %

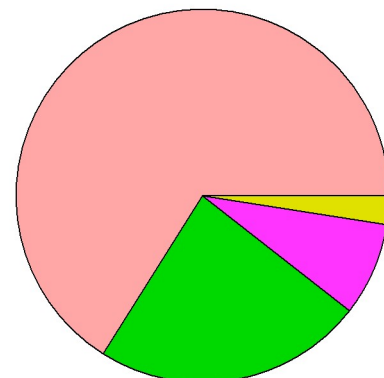


Perdite: 16,6 %



1. Scie	5,2 %	2. Disponibilità	5,4 %
3. Performance turbina	2,5 %	4. Elettriche	3,5 %
5. Ambientali	1,2 %	6. Decurtazioni	0,0 %
7. Altro	0,0 %		

Incertezze: 8,7 %



A. Dati di vento	8,2 %
B. Modellazione del vento	2,9 %
C. Conversione in potenza	1,0 %

Loss & Uncertainty - Assunzioni e risultati

Calcolo: V162 6.0MW
ASSUNZIONI

BIAS	Metodo *)	Correzione, velocità vento [%] 0,0	Correzione, AEP [%] 0,0 0,0	Dev std***) [%] 0,0 0,0	Commento
Correzione RIX Bias, totale	Stima				
PERDITE					
	Metodo *)	Perdite [%]	Perdite [GWh/anni]	Dev std***) [%]	Commento
1. Scie					
Effetti di scia, tutte le WTG	Calcolo	5,2	11,2	5,3	
2. Disponibilità					
Disponibilità turbine	Stima	3,0	6,4	3,0	
Disponibilità sottostazione	Stima	1,0	2,1	1,0	
Disponibilità rete el.	Stima	0,5	1,1	0,5	
Altre disponibilità	Stima	1,0	2,1	1,0	
3. Performance turbina					
Curva di potenza	Stima	1,0	2,1	1,0	
Flusso	Stima	1,0	2,1	1,0	
Altre prestazioni della turbina	Stima	0,5	1,1	0,5	
4. Elettriche					
Perdite elettriche	Stima	3,0	6,4	3,0	
Consumo del parco	Stima	0,5	1,1	0,5	
5. Ambientali					
Degrado delle prestazioni non dovute alla formazione di ghiaccio	Stima	0,2	0,4	0,2	
Degrado delle prestazioni dovute alla formazione di ghiaccio	Stima	0,2	0,4	0,2	
Alte e basse temperature	Calcolo	0,7	1,4	0,7	
Accesso al sito ed altri eventi di forza maggiore	Stima	0,1	0,2	0,1	
6. Decurtazioni					ND
7. Altro					ND
PERDITE, totale		16,6	35,4	0,3	
INCERTEZZE					
	Metodo *)	Dev std, velocità vento [%]	Dev std, AEP [%]		Commento
A. Dati di vento					
Misurazione del vento / Dati di vento	Stima	3,0	4,4		
Correzione di lungo termine	Stima	4,5	6,6		
Variabilità interannuale	Stima		6,2		
Clima futuro					
WTGs di riferimento					
Altre, relative al vento					
B. Modellazione del vento					
Estrapolazione verticale	Calcolo	1,4	2,1		
Estrapolazione orizzontale	Calcolo	1,4	2,0		
Dati terreno					
Altre, relative alla modellazione					
C. Conversione in potenza					
Incertezza sulla curva di potenza	Calcolo		1,0		
Precisione del contatore					
Effetti specifici di sito sulla curva di potenza					
Comportamento operativo differente					
Altre, legate all'AEP					
D. Bias, incertezza totale			0,0		
E. Perdite, incertezza totale			0,3		
INCERTEZZE, totale (1anni media)			10,5		
INCERTEZZE, totale (10anni media)			8,7		
VARIABILITÀ					
anni	Variabilità (dev std) [%]	Totale dev std [%]			
1	6,20	10,5			
5	2,77	8,9			
10	1,96	8,7			
20	1,39	8,6			
10,00	1,96	8,7			

Commento

Loss & Uncertainty - Assunzioni e risultati

Calcolo: V162 6.0MW

Correzione RIX

RIX correction, 0,0%, included in PARK results, not treated as Bias.

RISULTATI

AEP vs. livelli di confidenza/orizzonte temporale

PXX	1 anni	5 anni	10 anni	20 anni
[%]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	[MWh/anno]
50	177.707	177.707	177.707	177.707
75	165.092	166.985	167.246	167.379
84	159.107	161.899	162.283	162.479
90	153.738	157.335	157.830	158.082
95	146.943	151.559	152.195	152.519

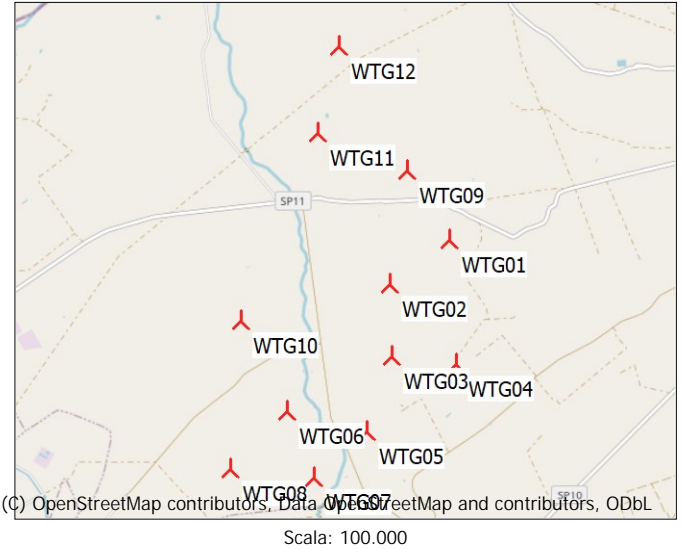
*) "Calcolo" significa che è stato utilizzato uno dei metodi di calcolo disponibili in windPRO. In genere, ciò richiede comunque da parte dell'utente un intervento o dei dati, la cui qualità ha influenza sull'incertezza. Se si utilizza un calcolo, i valori saranno in genere diversi da turbina a turbina. Qui viene mostrata la media, mentre i risultati individuali sono mostrati alla pagina "Risultati per WTG".
**) La dev std dei totali si riferisce all'AEP totale, altrimenti dev std si riferisce al singolo bias o perdita che è una frazione dell'AEP totale.

Loss & Uncertainty - Risultati per WTG

Calcolo: V162 6.0MW

Dati principali da PARK

Calcolo PARK 4.0.366: V162 6.0MW
 Numero 12
 Potenza nominale 72,0 MW
 Sensibilità 1,5 %AEP / %Velocità media del vento
 Velocità media del vento 6,5 m/s al mozzo
 Vita di esercizio attesa 10 anni



AEP attesa per WTG, inclusi bias, perdite e incertezze

Descrizione	LORDO calcolato*)	Bias	Perdite	10 anni (media)			P75	P90
				Inc.	P50 **)			
	[MWh/anno]	[%]	[%]	[%]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	[MWh/anno]	
PARK	213.123,7	0,0	16,6	8,7	177.707,2	167.245,8	157.830,1	
WTG01 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	17.912,0	0,0	17,5	8,7	14.771,6	13.903,3	13.121,7	
WTG02 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	18.039,3	0,0	16,8	8,5	15.011,4	14.148,9	13.372,6	
WTG03 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	16.972,8	0,0	18,5	9,0	13.831,2	12.993,7	12.239,9	
WTG04 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	18.910,6	0,0	18,3	8,7	15.446,1	14.544,4	13.732,9	
WTG05 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	17.649,0	0,0	18,9	8,8	14.304,6	13.457,3	12.694,7	
WTG06 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	17.435,7	0,0	17,4	8,9	14.407,7	13.546,9	12.772,1	
WTG07 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	17.064,4	0,0	18,6	9,1	13.887,0	13.030,2	12.259,0	
WTG08 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	17.855,2	0,0	14,5	8,4	15.264,3	14.402,2	13.626,3	
WTG09 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	18.123,1	0,0	16,1	8,7	15.199,2	14.312,2	13.513,9	
WTG10 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	17.670,0	0,0	14,4	8,8	15.125,8	14.232,7	13.428,8	
WTG11 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	17.755,2	0,0	14,5	9,0	15.175,0	14.253,1	13.423,4	
WTG12 VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	17.736,5	0,0	13,8	9,3	15.283,2	14.328,5	13.469,2	

*) NOTE: GROSS value is calculated as "free" turbine without wake losses or other losses.

**) P50 calculated for the park as a whole and as the sum of P50 for each WTG are only identical if the total losses for each individual turbine are identical (and hence identical to that of the park).

Loss & Uncertainty - Estrapolazione verticale

Calcolo: V162 6.0MW

Incertezza sull'estrapolazione verticale

WTG

	Input incertezza, dislivello in quota [%/10m]	Input incertezza, dislivello in altezza [%/10m]	Quota di misura [m s.l.m.]	Altezza di misura [m s.l.s.]	Delta quota [m]	Delta altezza [m]	Risultato (std dev AEP) [%]
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	0,50	0,50	128,3	100,0	14,4	19,0	1,7
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	0,50	0,50	128,3	100,0	-3,5	19,0	1,4
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	0,50	0,50	128,3	100,0	-18,3	19,0	2,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	0,50	0,50	128,3	100,0	41,7	19,0	3,1
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	0,50	0,50	128,3	100,0	-18,3	19,0	2,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	0,50	0,50	128,3	100,0	-27,9	19,0	2,5
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	0,50	0,50	128,3	100,0	-32,3	19,0	2,9
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	0,50	0,50	128,3	100,0	-0,8	19,0	1,4
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	0,50	0,50	128,3	100,0	1,7	19,0	1,3
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	0,50	0,50	128,3	100,0	-26,1	19,0	2,4
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	0,50	0,50	128,3	100,0	-25,5	19,0	2,3
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	0,50	0,50	128,3	100,0	-20,5	19,0	2,0

Loss & Uncertainty - Estrapolazione orizzontale

Calcolo: V162 6.0MW

Incertezza sull'estrapolazione orizzontale

WTG	Input incertezza, distanza	Soglia inferiore	Soglia superiore	Distanza	Risultato (std dev AEP)
	[%/km]	[km]	[km]	[km]	[%]
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	0,50	0,5	0,5	4,1	2,9
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	0,50	0,5	0,5	3,1	2,2
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	0,50	0,5	0,5	2,5	1,9
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	0,50	0,5	0,5	3,3	2,3
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	0,50	0,5	0,5	2,0	1,5
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	0,50	0,5	0,5	1,0	0,7
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	0,50	0,5	0,5	1,3	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	0,50	0,5	0,5	0,4	0,4
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	0,50	0,5	0,5	4,4	3,1
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	0,50	0,5	0,5	1,6	1,2
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	0,50	0,5	0,5	4,3	3,1
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	0,50	0,5	0,5	5,5	3,9

Loss & Uncertainty - Incertezza sulla curva di potenza

Calcolo: V162 6.0MW

Descrizione	Etichetta utente	Tipo calcolo	Input	Unità	Risultato [%]
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	WTG01	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	WTG02	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	WTG03	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	WTG04	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	WTG05	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	WTG06	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	WTG07	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	WTG08	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	WTG09	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	WTG10	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	WTG11	Simple, constant-%	1,00	%	1,0
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	WTG12	Simple, constant-%	1,00	%	1,0

Loss & Uncertainty - Alte e basse temperature

Calcolo: V162 6.0MW

Temperature based shut down can partly be due to low, partly high temperature. The turbine types has individual settings, and some might be delivered with eg "high temperature modifications", where extra cooling systems makes the turbine operate at higher temperatures than the standard version.

Temperature di spegnimento

Layer	Spegnimento a temperature sotto [°C]	Spegnimento a temperature sopra [°C]
N_V162 6.0MW	-20	35

Serie temporale usata nel calcolo

Nome: EMD-WRF Europe+ (ERA5) [SAMPLE]_N41,656982_E015,188721 (2).100,00m -

Da: 01/01/2021 01:00:00 a: 01/01/2022 00:00:00 periodo: 12,0 mesi

Risoluzione temporale:: 60 min

Result

Perdita calcolata: 1413,3 MWh/a Perdita percentuale sul LORDO: 0,66 %

Result

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (25)	17.912,0	119,6	0,67
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (26)	18.039,3	120,6	0,67
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (27)	16.972,8	110,1	0,65
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (28)	18.910,6	129,6	0,69
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (29)	17.649,0	116,2	0,66
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (30)	17.435,7	114,3	0,66
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (31)	17.064,4	110,6	0,65
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (32)	17.855,2	118,6	0,66
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (33)	18.123,1	121,7	0,67
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (34)	17.670,0	116,6	0,66
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (35)	17.755,2	117,8	0,66
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 119,0 m (TOT: 200,0 m) (36)	17.736,5	117,8	0,66
TOTAL	213.123,7	1.413,3	0,66