

REGIONE  
CALABRIA



Provincia di  
Catanzaro



Committente:

**Cropani Wind Energy S.r.l.**

via Sardegna, 40  
00187 Roma (RM)  
P.IVA/C.F. 15856981004

Documento:

**PROGETTO DEFINITIVO**

Titolo del Progetto:

**PARCO EOLICO "CROPANI"**

Elaborato:

**Studio di producibilità**

ID PROGETTO	DISCIPLINA	CAPITOLO	TIPO	REVISIONE	SCALA	FORMATO
IT-VesCro-Gem	GEN		TR	0	---	A4

NOME FILE:

IT-VesCro-Gem-CW-AN-TR-01-Rev.0

**Progettazione:**



**Ing. Saverio Pagliuso**

**Ing. Mario Francesco Perri**

**Ing. Giorgio Salatino**

**Ing. Claudio Coscarella**

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	Ottobre 2021	PRIMA EMISSIONE	TecnoGaia S.r.l	GEMSA	CWE

*Cropani Wind Energy Srl*

Dicembre 2021

# Parco Eolico sito nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva

Studio di producibilità





**REGIONE CALABRIA**



*Committente:*

**Cropani Wind Energy Srl**

Cropani Wind Energy Srl

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 16181131000

*Titolo del Progetto:*

**Parco Eolico sito nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva**

*Documento:*

**Studio di producibilità**

*N° Documento*

IT-VesCRO - TCNGG – GEN - PROD-TR-001-Rev 0

*Progettista:*



**REDAZIONE**

**C.Gaioni**

**APPROVAZIONE**

**C.Mazzarella**

Rev	Data Revisione	Riferimento TecnoGaia	Redatto	Controllato	Approvato
0	07.12.2021	TG058/2021-VPE	C.Gaioni	C.Mazzarella	C.Mazzarella

# Impianto Eolico nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva (CZ)

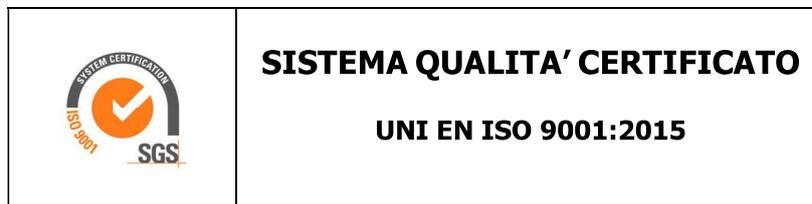
## Regione Calabria

### Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<b>CropaniWind Energy Srl</b>	<b>N°</b>	<b>MESE</b>	<b>ANNO</b>	<b>LUOGO</b>	C. Gaioni
	00	Novembre	2021	GARDONE VAL TROMPIA	<i>C. Gaioni</i>
	<b>APPROVAZIONE</b>				
	C. Mazzarella				
<b>ORDINE RIF.</b>	Accettazione ns. Offerta 185_BS_2021_Rev2 del 29/09/2021				

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO  
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,  
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE  
NEI TERMINI DI LEGGE.**



## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>IL SITO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1</b>	<b>Localizzazione dell'impianto .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>I DATI ANEMOMETRICI.....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>DATI IMPIANTO .....</b>	<b>8</b>
<b>4.1</b>	<b>Aerogeneratore .....</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>MODELLO DI CALCOLO .....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO .....</b>	<b>11</b>
<b>7</b>	<b>VERIFICHE SUL MODELLO.....</b>	<b>11</b>
<b>7.1</b>	<b>Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....</b>	<b>12</b>
<b>7.2</b>	<b>Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....</b>	<b>12</b>
<b>7.3</b>	<b>Analisi di micrositing.....</b>	<b>13</b>
<b>7.4</b>	<b>Anemometro virtuale .....</b>	<b>14</b>
<b>8</b>	<b>RISULTATI DI WASP .....</b>	<b>16</b>
<b>8.1</b>	<b>Producibilità lorda dell'impianto .....</b>	<b>16</b>
<b>9</b>	<b>PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE.....</b>	<b>17</b>
<b>10</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>17</b>

- ✓ **Allegato 1: Tavole**
- ✓ **Allegato 2: Brochure aerogeneratore di progetto**

## 1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Cropani Wind Energy**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva, in Provincia di Catanzaro, nella Regione Calabria. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelta fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni con dati di una serie storica riferita all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati, seppur di breve periodo e con tutti i limiti del processo di storicizzazione posto in atto e descritto più avanti, è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti fasi:

- 1) Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili, sia appartenenti alla stazione in sito, sia alla serie storica
- 2) Valutazione della ventosità di lungo periodo della serie di dati della stazione in sito mediante confronti con una serie di dati storici
- 3) Predisposizione della distribuzione di ventosità in ingresso al modello di simulazione
- 4) Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- 5) Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
- 6) Valutazioni della produzione annua attesa dall'impianto, lorda ed al netto delle perdite stimate, mediamente negli anni di suo funzionamento ( $P_{50\%}$ )

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WAsP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

Si evidenzia che i calcoli di produzione riportati in questo studio sono stati svolti in maniera cautelativa, sulla base della curva di potenza di un generatore tipologico che ha come altezza mozzo 125 m e diametro rotore di 162 m. A tal proposito, si ritiene che i risultati ottenuti siano validi ed applicabili anche per aerogeneratori con altezza mozzo e diametro del rotore maggiori rispetto al tipologico qui considerato.

## 2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva, in Provincia di Catanzaro, nella parte orientale della Regione Calabria.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia che varia da moderatamente a mediamente complessa e da una rugosità, anch'essa variabile, da semplice a medio/alta. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area, con variazioni di quota comprese tra i 100 e i 600 m circa e altitudine media di poco superiore ai 300 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente per diversi chilometri. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene da un macrosettore piuttosto ampio, da Ovest/Nord-Ovest a Nord/Nord-Ovest.

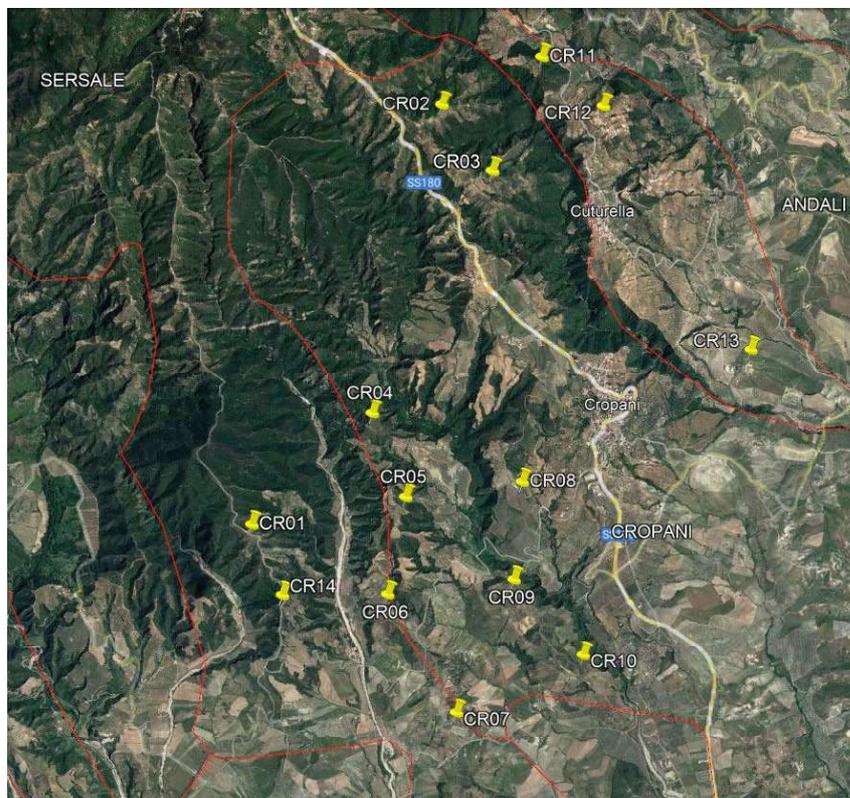
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **320 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente/mediamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente/mediamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **coltivazioni/incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate quattordici postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nelle **Tavole 1 e 2 dell'Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000, scalata ad 1:30.000.

Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito.



## 2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

Aerogeneratore	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
		Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
CR01	380	650,443	4,313,213	650,506	4,313,403	33
CR02	606	652,404	4,317,745	652,467	4,317,935	
CR03	528	652,955	4,317,074	653,018	4,317,264	
CR04	345	651,711	4,314,450	651,774	4,314,640	
CR05	285	652,088	4,313,540	652,151	4,313,730	
CR06	224	651,910	4,312,470	651,973	4,312,660	
CR07	144	652,683	4,311,182	652,746	4,311,372	
CR08	282	653,347	4,313,728	653,410	4,313,918	
CR09	198	653,280	4,312,654	653,343	4,312,844	
CR10	170	654,054	4,311,844	654,117	4,312,034	
CR11	487	653,465	4,318,321	653,528	4,318,511	
CR12	450	654,136	4,317,806	654,199	4,317,996	
CR13	113	655,837	4,315,247	655,900	4,315,437	
CR14	272	650,772	4,312,444	650,835	4,312,634	

## 3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzandone poi i dati di una di esse, denominata Riferimento 1.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza (m)	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine			Inizio	Fine
<b>RIF1</b>	Riferimento 1	38° 55'	16° 42'	165	30	04/06/2014	19/03/2015

La disponibilità dei dati validi risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
<b>RIF1</b>	Riferimento 1	9.5	04/06/2014	19/03/2015	100.0

Non risultando tale serie di durata sufficiente per le stime, si è provveduto a confrontare i dati misurati con una serie ventennale di dati contemporanei ERA5, ovvero la quinta release di rianalisi sul clima globale resa disponibile dal centro europeo ECMWF, assumendo che detta serie ricostruisca con lo stesso criterio, nell'intero periodo considerato, il suo dato di ventosità (il cui valor medio, comunque, non è utilizzabile in valore assoluto ma solo qualitativamente), senza però avere informazioni a confortare tale tesi; i dettagli del punto utilizzato sono esposti nella tabella seguente:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine	(m)	(m)	Inizio	Fine
<b>ERA5</b>	ERA5_38.92-16.52	38° 92'	16° 52'	420	100	01/2001	12/2020

Il confronto tra le serie è stato positivo, con un coefficiente di correlazione soddisfacente. L'indicazione emersa è quella di incrementare la ventosità di RIF1 di circa un punto e mezzo percentuale per allineare nel tempo il valore misurato durante la campagna anemometrica. Pur tuttavia, in virtù di una disponibilità di misura di breve durata e rientrando il fattore correttivo ben all'interno dei parametri di incertezza del processo di storicizzazione posto in atto, si è deciso in maniera cautelativa di non apportare alcun incremento al valore misurato e considerare quest'ultimo come storico.

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata per le valutazioni di producibilità sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m <sup>2</sup> )	Vc (m/s)	k
<b>RIF1</b>	Riferimento 1	9.5	30	3.67	85	3.94	1.35

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava a circa 5 km dalla parte più occidentale del parco eolico ipotizzato, in direzione Sud-Ovest dal punto mediano di prevista installazione dell'impianto, ad una quota di un paio di centinaia di metri più bassa rispetto all'altitudine media del sito analizzato.

Al fine di verificare il comportamento del modello di calcolo a partire dai dati di input, TecnoGaia ha messo a disposizione anche ulteriori serie di dati di stazioni appartenenti alla più ampia area considerata. I risultati dei confronti emersi sono stati positivi confermando la bontà dei processi posti in atto e le scelte intraprese per la stazione di Riferimento 1.

## 4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono i seguenti:

- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

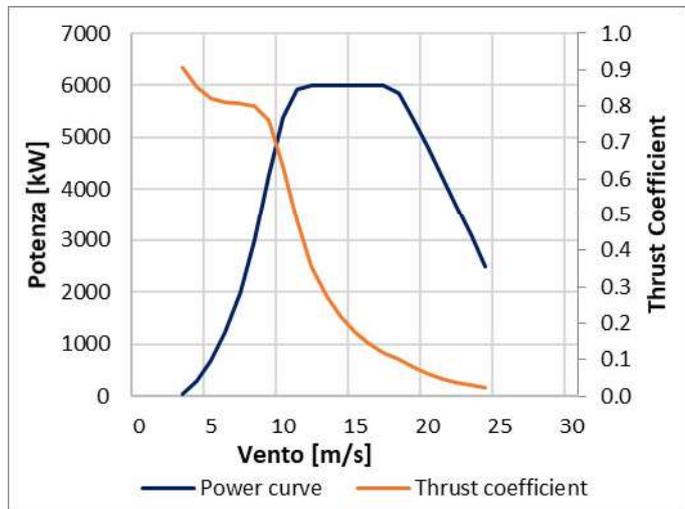
### 4.1 Aerogeneratore

Come anticipato nella premessa e con approccio cautelativo, per le valutazioni di producibilità è stato considerato il tipologico di turbina avente le caratteristiche riportate nella tabella sottostante, mentre in **Allegato 2** è riportata la brochure descrittiva della tipologia prevista. I risultati ottenuti rimangono comunque validi per aerogeneratori con altezze hub maggiori di 125 m e diametro del rotore maggiore di 162 m:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162-6.0 MW	6.0 MW	162 m	125 m

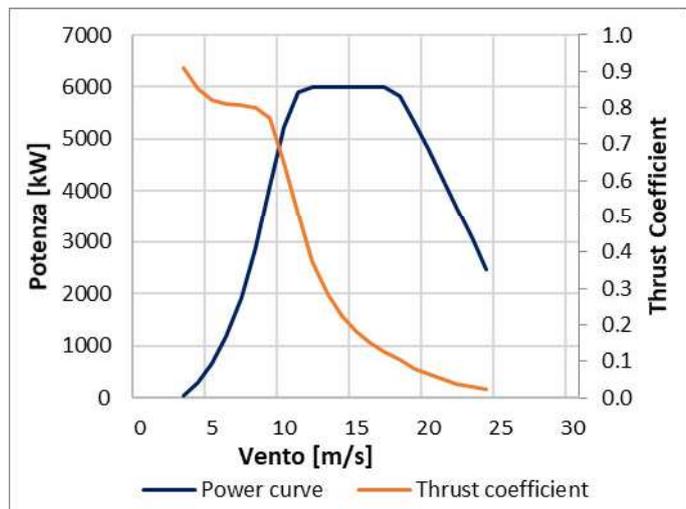
Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a  $1.225 \text{ kg/m}^3$ ), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro	162 m
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m <sup>3</sup> )		1.225
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	32	0,908			
4	292	0,853			
5	676	0,820			
6	1229	0,812			
7	2000	0,807			
8	3017	0,800			
9	4264	0,763			
10	5380	0,635			
11	5932	0,484			
12	5998	0,356			
13	6000	0,273			
14	6000	0,216			
15	6000	0,174			
16	6000	0,144			
17	6000	0,120			
18	5846	0,100			
19	5360	0,079			
20	4844	0,062			
21	4268	0,048			
22	3690	0,038			
23	3102	0,029			
24	2479	0,022			
25	-	-			
26	-	-			
27	-	-			
28	-	-			
29	-	-			
30	-	-			



Per un corretto calcolo delle perdite relative alla differente densità dell'aria del sito in oggetto, è stata utilizzata un'altra curva, sempre fornita dal Committente, calcolata alla densità di 1.175 kg/m<sup>3</sup>, i cui dettagli sono nel seguito rappresentati.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro	162 m
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m <sup>3</sup> )		1.175
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	28	0,910			
4	277	0,854			
5	645	0,820			
6	1175	0,812			
7	1916	0,808			
8	2893	0,801			
9	4102	0,772			
10	5233	0,650			
11	5889	0,507			
12	5994	0,374			
13	6000	0,285			
14	6000	0,225			
15	6000	0,182			
16	6000	0,150			
17	6000	0,125			
18	5822	0,104			
19	5341	0,081			
20	4822	0,064			
21	4250	0,050			
22	3672	0,039			
23	3088	0,030			
24	2463	0,022			
25	-	-			
26	-	-			
27	-	-			
28	-	-			
29	-	-			
30	-	-			



## 5 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

## 6 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di 528 km<sup>2</sup>, precisamente un rettangolo di 24 x 22 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

## 7 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di altre serie di dati

appartenenti a stazioni localizzate nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati soddisfacenti, soprattutto in considerazione delle distanze tra i punti coinvolti e della complessità del territorio intercorrente.

## **7.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull**

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto la prima verifica, nonostante una sovrastima abbastanza elevata nel raffronto tra le ventosità (3%), è da considerarsi positiva, in quanto lo scostamento tra i parametri dell'energia specifica è nullo.

Gli esiti della seconda verifica confermano sostanzialmente i discreti risultati della precedente. Infatti, all'ennesima ed identica sovrastima dei parametri della ventosità corrisponde in questo caso uno scostamento più elevato tra i parametri dell'energia specifica, rispetto al precedente, ma comunque all'interno dell'incertezza relativa al processo stesso (1% circa).

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica accettabile.

## **7.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento**

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, grazie alla presenza di un secondo anemometro installato ad una diversa altezza, ovvero a 20 m dal suolo, il confronto può essere svolto tra questo ed il valore di alfa stimato da WASP nello stesso punto e alle stesse altezze di misura.

Per soddisfare l'esigenza descritta, sono state quindi effettuate due simulazioni sulla verticale della stazione d'area, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa. La prima attraverso il raffronto dei gradienti tra le altezze di misura, la seconda confrontando i valori di alfa stimati all'altezza della misura più alta e quella del mozzo ipotizzato.

Dalla lettura dei risultati appare evidente un'ottima lettura del gradiente al suolo nel punto di installazione della stazione anemometrica da parte del modello di calcolo rispetto a quanto misurato. Infatti, il gradiente sperimentale, pari a 0.2 (è stato considerato il solo valore misurato per venti superiori ai 4 m/s, al fine di escludere e/o minimizzare potenziali interferenze orografiche, soprattutto per la misura più bassa, quando presenti venti di bassa intensità) è praticamente identico sia a quello stimato da WASP tra le due altezze di misura che nel confronto tra 30 m e 125 m, ovvero tra la misura utilizzata per le valutazioni di producibilità e quella del mozzo ipotizzato.

Alla luce di quanto emerso, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo di 125 m.

### **7.3 Analisi di micrositing**

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nel caso specifico si dispone di ulteriori serie di dati anemometrici, utilizzabili ai soli fini di verifiche interne, appartenenti ad altrettante stazioni installate nella più ampia area considerata nello studio.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente. Nel caso specifico, gli errori commessi nelle verifiche poste in atto sono sempre stati all'interno di parametri, seppur con dei distinguo ma recepibili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere, pur con tutti i limiti delle incertezze dei processi eseguiti e la cui valutazione non è oggetto dello studio specifico, condivisibile.

## 7.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 125 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **CR04** che, come ventosità e altitudine, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WAsP.

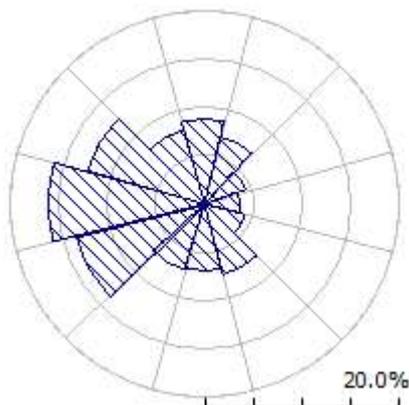
**Nella prima parte della tabella** sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m<sup>2</sup>
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

**Nella seconda parte della tabella** sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

### 'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

**Stazione: RIFERIMENTO 1** – Site description: **CR04** – Anemometer height: 125 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	4.4	4.8	5.6	4.8	4.2	5.7	5.2	5.1	7.6	8.4	7.0	4.3
K	1.85	1.48	1.81	1.61	1.47	1.90	1.83	1.89	2.34	2.40	1.92	1.85
U	3.91	4.36	4.98	4.32	3.81	5.07	4.63	4.54	6.74	7.45	6.22	3.83
P	76	141	161	122	95	160	128	116	310	412	293	71
f	8.8	7.1	4.5	3.6	4.1	7.6	6.9	7.2	13.6	16.1	12.4	8.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	62	95	43	78	114	36	49	46	8	6	24	65	41
2.0	145	146	100	140	171	92	113	112	34	25	63	150	91
3.0	181	153	132	157	171	128	146	150	64	50	92	186	119
4.0	179	140	143	150	149	144	155	161	92	74	111	181	130
5.0	151	120	138	130	120	142	144	149	113	95	119	150	127
6.0	112	96	121	104	90	126	121	124	125	110	117	110	114
7.0	75	74	98	79	64	104	94	94	125	116	107	72	98
8.0	46	55	75	57	44	79	68	66	115	113	93	42	80
9.0	25	40	54	39	29	57	46	43	98	104	77	23	62
10.0	13	28	37	26	19	38	29	26	77	88	60	11	46
11.0	6	19	24	16	12	24	17	14	57	71	45	5	33
12.0	3	13	15	10	7	14	10	8	39	53	32	2	23
13.0	1	8	9	6	4	8	5	4	24	37	22	1	15
14.0	0	5	5	3	2	4	3	2	14	25	15	0	9
15.0	0	3	3	2	1	2	1	1	8	15	9	0	5
16.0	0	2	1	1	1	1	1	0	4	9	6	0	3
17.0	0	1	1	1	0	0	0	0	2	5	3	0	2
18.0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	2	2	0	1
19.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
20.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
21.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 8 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

### 8.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:

<b>IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI CROPANI, SERSALE E CERVA (CZ)</b>									
<b>Stazione di riferimento</b>				<b>RIF1</b>					
<b>Aerogeneratore (modello)</b>				<b>VESTAS V162-6.0 MW</b>					
<b>Potenza nominale (MW)</b>				<b>6.0</b>					
AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Base Macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longit.	Latitud.		Dati di WASP					
			H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)	
CR01	650,506	4,313,403	380	125.0	5.96	16,055	2.19	15,703	2617
CR02	652,467	4,317,935	606	125.0	5.88	15,701	2.43	15,320	2553
CR03	653,018	4,317,264	528	125.0	5.77	15,140	3.05	14,678	2446
CR04	651,774	4,314,640	345	125.0	5.41	13,335	3.85	12,822	2137
CR05	652,151	4,313,730	285	125.0	5.44	13,541	5.66	12,774	2129
CR06	651,973	4,312,660	224	125.0	5.36	13,167	6.77	12,276	2046
CR07	652,746	4,311,372	144	125.0	5.37	13,264	2.61	12,917	2153
CR08	653,410	4,313,918	282	125.0	5.42	13,445	7.71	12,408	2068
CR09	653,343	4,312,844	198	125.0	5.28	12,725	7.79	11,734	1956
CR10	654,117	4,312,034	170	125.0	5.49	13,833	5.31	13,098	2183
CR11	653,528	4,318,511	487	125.0	5.49	13,761	4.21	13,182	2197
CR12	654,199	4,317,996	450	125.0	5.73	14,932	6.40	13,976	2329
CR13	655,900	4,315,437	113	125.0	4.64	9,252	5.86	8,711	1452
CR14	650,835	4,312,634	272	125.0	5.61	14,416	2.24	14,093	2349
<b>MEDIE</b>			<b>320</b>	<b>125.0</b>	<b>5.49</b>	<b>13,755</b>	<b>4.72</b>	<b>13,121</b>	<b>2187</b>
<b>TOTALI</b>						<b>192,567</b>		<b>183,692</b>	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

## 9 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

Alla producibilità lorda ed al netto delle scie riportate nel capitolo precedente sono state sottratte le tipiche perdite d'impianto legate, oltre alla densità dell'aria, ad esempio, ai possibili eventi di fuori servizio o all'indisponibilità della rete.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta (P50%) di 164,202 MWh/anno pari a 1955 ore annue equivalenti.**

## 10 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva, nella Provincia di Catanzaro, Regione Calabria.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente ad una stazione di rilevamento le cui misure caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata verificata grazie a idonei confronti con una serie di dati proveniente da una serie storica riferita all'area del sito considerato, utilizzata per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è risultato soddisfacente.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità

del vento al mozzo delle macchine. Le verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo. In questo senso va interpretata la scelta di lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una discreta ventosità e, nonostante un territorio di appartenenza, soprattutto per la parte settentrionale del sito, con un'orografia abbastanza complessa, le verifiche effettuate hanno dato risultati sostanzialmente positivi.

---

*ALLEGATO 1*

---

# IMPIANTO EOLICO

Comuni di Cropani, Sersale e Cerva (CZ)

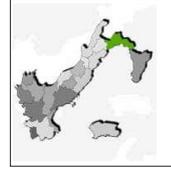
Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



Sito eolico

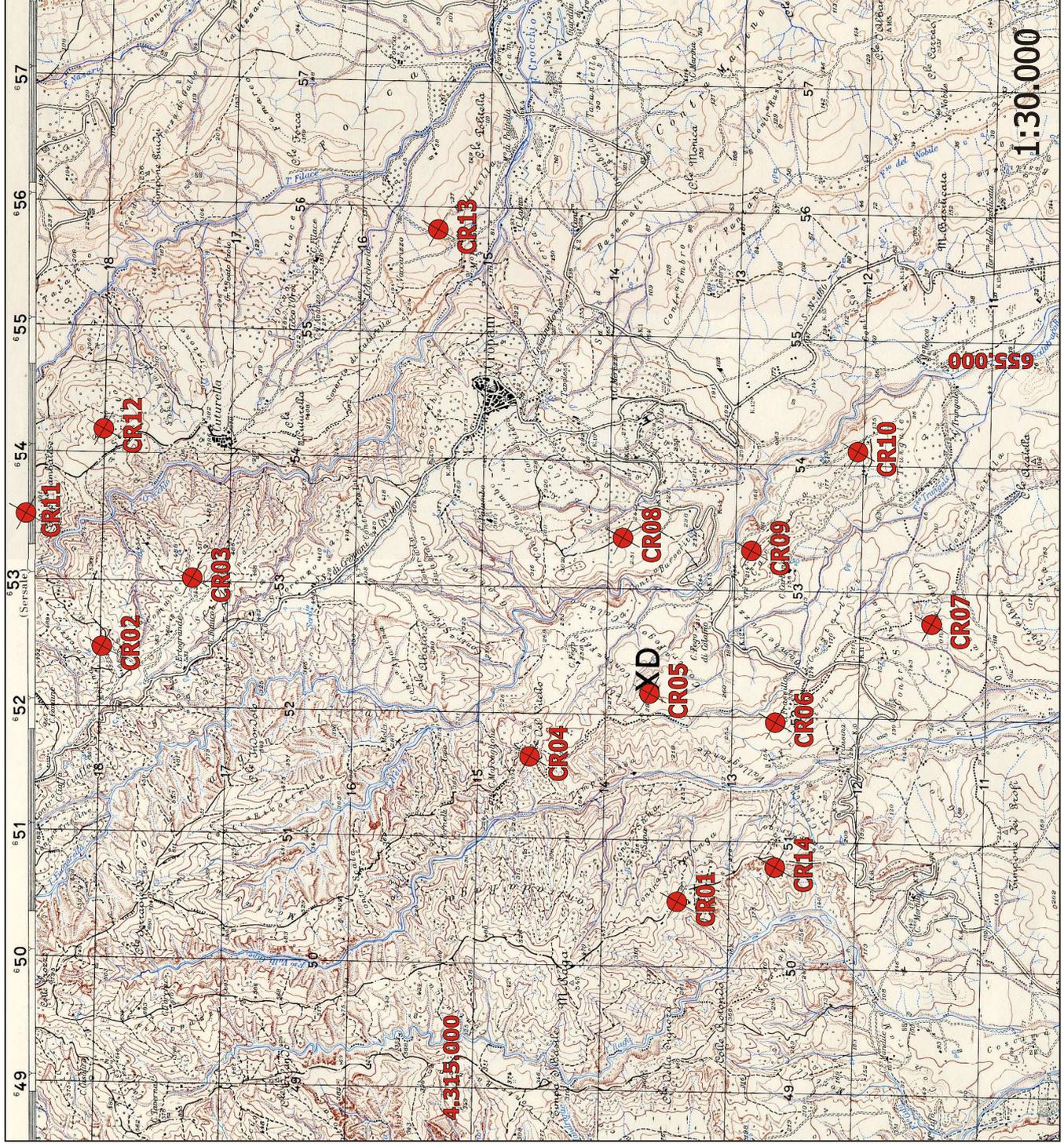


Regione: CALABRIA



Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume SUD, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

# Impianto eolico nei Comuni di Cropani, Sersale e Cerva (CZ) - Regione Calabria



## IMPIANTO EOLICO

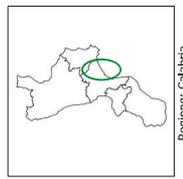
Comuni di Cropani, Sersale e Cerva (CZ)

Ubicazione degli Aerogeneratori

**LEGENDA**

- Aerogeneratori
- Sito eolico
- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali

Cartina di base IGM, serie 25V:  
CROPANI 242 I NO 1:25000



---

*ALLEGATO 2*

---

**Vestas**<sup>®</sup>

# EnVentus<sup>™</sup> Platform

**Wind.** It means the world to us.<sup>™</sup>

# The **foundation** for the future of wind

We are pioneers. We keep moving and improving. It's what Vestas does. EnVentus™ is the next phase of this journey. By connecting heritage with innovation, Vestas creates solutions that responsibly address tomorrow's energy challenges.

## **Market opportunities**

Our customers are demanding ever more advanced wind turbines, enabling profitable project realisation in increasingly challenging locations as the renewable energy landscape expands and diversifies; larger, more powerful turbines responsive to evolving grid requirements.

## **Customised to maximise**

EnVentus™ represents the next generation in the evolution of wind turbines. It is the platform architecture from which new variants will arise. Designed to encompass a wide range of turbine configurations, system designs apply modularity to meet customisation and market demands more efficiently. Combined with the extensive Vestas portfolio of solutions, EnVentus™ variants can maximise the potential of each unique wind site.

## **On the shoulders of giants**

EnVentus™ is the realisation of a vision to connect the best engineering from Vestas. Building on more than 145 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued leadership. Using technology and experience from both on- and offshore, the EnVentus™ platform architecture combines advanced proven system designs that deliver innovation.



**+145 GW**

By connecting advanced modular design with more than 145 GW of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.



**Vestas**®

# **40 years of experience**

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform, and 9 MW platform.

# Connecting certainty with innovation

The EnVentus™ platform is the result of meticulous and careful evaluation of an unbroken line of Vestas technology solutions. With more than 145 GW of wind turbine capacity installed and 40 years of experience in relentlessly pursuing better performance through technology and service, EnVentus™ is Vestas' next generation in the evolution of wind turbines.

## Proven technology

The EnVentus™ platform architecture connects proven system designs from the 2 MW platform, 4 MW platform and 9 MW platform turbine technology. The result is one versatile platform that delivers a higher level of robustness and performance with the ability to meet varying grid compliance requirements around the world.

## System efficiency

The EnVentus™ platform architecture features a full-scale converter, proven from the 4 MW platform, capable of meeting complex and differing grid requirements in local markets. The full-scale converter is matched by a permanent magnet generator for maximum system efficiency and balanced by a medium-speed drivetrain. Known from the 9 MW platform, the EnVentus™ powertrain is optimised to reduce structural loads and has been chosen for reasons of mechanical robustness and flexibility. Combined with advanced load management strategies, the EnVentus™ platform enables siting at increasingly complex project conditions.

## Latest solutions

The EnVentus™ platform architecture benefits from the latest developments in control systems, applying the Vestas Control System 8000 also operating on the 4 MW platform. Similarly, the portfolio of standard towers are based on Tubular Steel Tower (TST), High Tubular Steel Tower (HTST), Concrete Hybrid Towers (CHT), or Large Diameter Steel Tower (LDST) technology, reaching hub heights of up to 169m.

V150-6.0 MW™, V162-6.2 MW™, and V162-6.8 MW™ turbine blades are the result of incremental improvements to proven

technical solutions. All EnVentus™ turbines feature slender profile and pre-bent blades, optimised for weight through application of carbon pultrusion material and a structural shell blade design, enabling the optimisation of the structural loads while increasing the rotor sizes. Vestas' most advanced aerofoil design ensures high aerodynamic performance and excellent sound power levels.

## Tested to the limit

By applying reusable modules, versatility in offering can be achieved while adhering to Vestas' rigorous testing standards. The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test nacelle components using accelerated life testing under mixed and aggregated environmental conditions. For critical components, Highly Accelerated Life Testing (HALT) identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

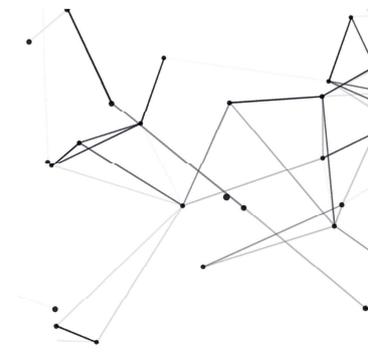
---

## We know wind

Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site. We have the largest installed capacity in the industry and currently monitor over 45,000 turbines across the globe: Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

---

# Maximised site potential



The Vestas EnVentus™ platform adds three new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

## Versatility at the core

Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance with varying market-specific grid code requirements. The wide range of standard hub heights, options, and modes of operation contribute to the ability to meet specific requirements.

## Business case flexibility

The relationship between rotor size and rating help maximise turbine level production. This makes the variants especially suitable for projects limited by the number of wind turbines installed. Combining double-digit\* annual energy production improvements in low, medium and high wind speeds, the EnVentus turbines are ready to secure project realisation in auction and permit-based environments.

## V150-6.0 MW™

The V150-6.0 MW™ lifts the larger rotor introduced with V150-4.2 MW™ into stronger wind speeds. Combined with its higher generator rating, it increases the production potential at WTG level by more than 20 percent compared to V136-4.2 MW™ in medium wind speed conditions. Applying Vestas' most advanced aerofoil blade design combined with lower rotational speeds of the EnVentus™ drivetrain, means realisation of power production potential at very low sound power levels. A comprehensive portfolio of standard and site-specific towers allow for application in tip height constraint markets, varying from 180m to 244m.

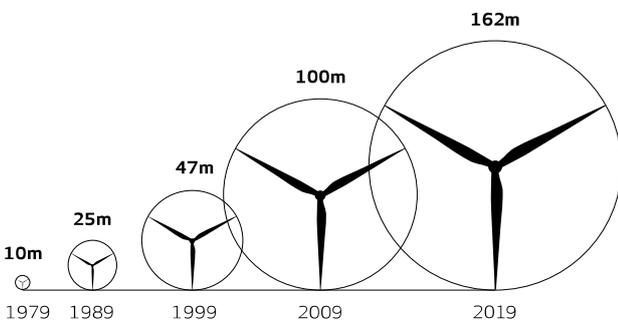
## V162-6.2 MW™

With a swept area of over 20,000m<sup>2</sup>, the V162-6.2 MW™ applies the largest rotor size in the Vestas onshore portfolio to achieve industry-leading energy production paired with a high capacity factor. Due to the large operational envelope, the V162-6.2 MW™ has great relative siteability on both turbulence and average wind speeds. With a maximum Sound Power Level of 104.8dB(A), the V162-6.2 MW™ delivers over 30 percent higher energy production than the V150-4.2 MW™.

## V162-6.8 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-6.8 MW™ improves annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems, while maintaining the maximum Sound Power Level at 104.6dB(A). Improved siteability in warm climates is enabled through the optional larger CoolerTop. The modularised nacelle design improves transportability of the nacelle unit and provides flexibility to service and upgrades over the turbine's operational lifetime.

## Rotor size development



\*Depending on site specific conditions.



## WIND CLASSES

Turbine type	Low wind speeds	Medium wind speeds	High wind speeds
EnVentus™ turbines			
V150-6.0 MW™		[Blue gradient bar]	
V162-6.2 MW™	[Blue gradient bar]		
V162-6.8 MW™	[Blue gradient bar]		

### All of Vestas

As part of the suite of Vestas offerings, the EnVentus turbines can be combined with an extensive list of technology options to create customised solutions to suit the needs of each unique project. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. These options can be a decisive factor in realising your specific project and the business case certainty of your investments. Additionally, the well-established Vestas manufacturing and global supply chain setup ensure the ability to deliver, while supporting local requirement.

### Options available for the EnVentus™ platform:

- Power Optimised Modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Suppression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Detection System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®

# The knowledge to control

## **Knowledge about wind project planning is key**

When planning a wind power plant, there are a broad range of factors over its entire lifecycle that will impact its success in the long-term. These range from financing and siting, to grid requirements and the regulatory framework. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' siting capabilities cover all the steps from finding a site, until delivering a fully optimised power plant set up.

Using the largest weather library in the industry, site-specific met mast campaigns and advanced analytical tools, Vestas examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project. In addition, Vestas can optimise the layout of your wind power plant and the technology selection with high accuracy by implementing detailed simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance

between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Vestas' Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.



### **Advanced monitoring and real-time plant control**

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels, monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

### **Condition monitoring and maintenance**

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to minimise downtime and operational expenses. Vestas offers 24/7 monitoring, performance reporting

and predictive maintenance solutions to improve turbine performance and availability.

Vestas Condition Monitoring Solution (CMS) enables to predict the failure of components by analysing vibration signals, preventing major equipment damages and enabling to optimise the service planning according to the energy production and weather conditions.

Additionally, Vestas' Active Output Management® (AOM) provides detailed plans and long-term agreements for maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining turbine technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment.

# V150-6.0 MW™ IEC S

## Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

### OPERATING DATA

Rated power 6,000kW  
 Cut-in wind speed 3m/s  
 Cut-out wind speed\* 25m/s  
 Wind class IEC S  
 Standard operating temperature range from -20°C\*\* to +45°C

\*High Wind Operation available as standard

\*\*Subject to different temperature options

### SOUND POWER

Maximum 104.9dB(A)\*\*\*

\*\*\*Sound Optimised Modes available dependent on site and country

### ROTOR

Rotor diameter 150m  
 Swept area 17,672m<sup>2</sup>  
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz  
 Converter full scale

### GEARBOX

Type two planetary stages

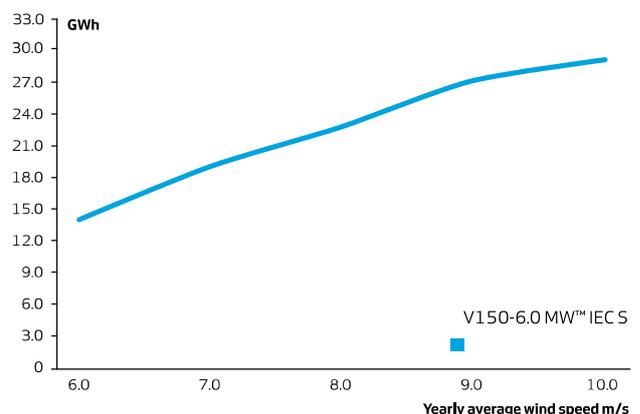
### TOWER

Hub height 105m (IEC S), 125m (IEC S/DIBt S), 148m (DIBt S), 155m (IEC S), 166m (DIBt S), 169m (DIBt S)

### TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

### ANNUAL ENERGY PRODUCTION



#### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V162-6.2 MW™ IEC S

## Facts & figures

### POWER REGULATION

Pitch regulated with variable speed

### OPERATING DATA

Rated power	6,200kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed*	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range from	-20°C <sup>***</sup> to +45°C

\*High Wind Operation available as standard

\*\*Subject to different temperature options

### SOUND POWER

Maximum	104.8dB(A)**
---------	--------------

\*\*\*Sound Optimised Modes available dependent on site and country

### ROTOR

Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m <sup>2</sup>
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency	50/60Hz
Converter	full scale

### GEARBOX

Type	two planetary stages
------	----------------------

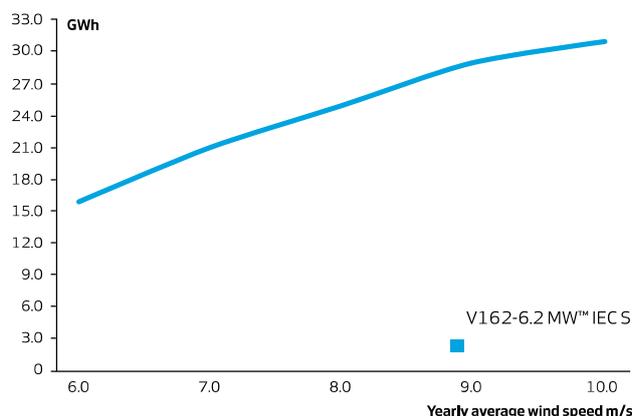
### TOWER

Hub height	119m (IEC S/DiBt S), 125m (IEC S), 166m (IEC S/DiBt S), 169m (DiBt S)
------------	-----------------------------------------------------------------------

### TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Power Optimised Modes

### ANNUAL ENERGY PRODUCTION



#### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

# V162-6.8 MW™ IEC S

## Facts & figures

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

### OPERATING DATA

Rated power<sup>\*\*</sup> 6,800kW  
 Cut-in wind speed 3m/s  
 Cut-out wind speed<sup>\*</sup> 25m/s  
 Wind class IEC S  
 Standard operating temperature range from -20°C<sup>\*\*</sup> to +45°C

<sup>\*</sup>High Wind Operation available as standard

<sup>\*\*</sup>Subject to different temperature options

### SOUND POWER

Maximum 104.6dB(A)<sup>\*\*\*</sup>

<sup>\*\*\*</sup>Sound Optimised Modes available dependent on site and country

### ROTOR

Rotor diameter 162m  
 Swept area 20,612m<sup>2</sup>  
 Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz  
 Converter full scale

### GEARBOX

Type two planetary stages

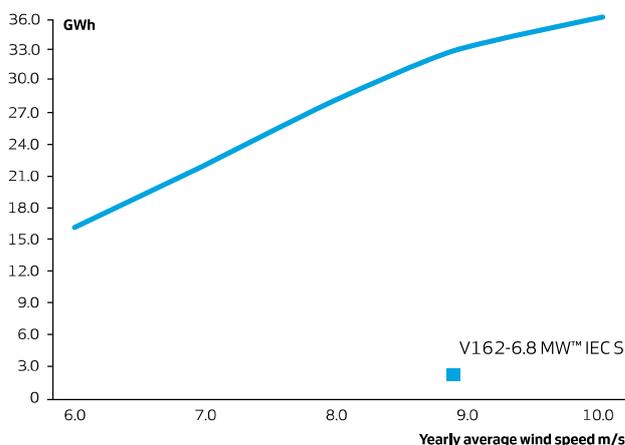
### TOWER

Hub height 119m (IEC S/DIBt S),  
 166m (IEC S),169m ((DIBt S))

### TURBINE OPTIONS

- 6.5 WM Power Optimised Mode
- 7.2 MW Power Optimised Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature Cooler Top
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight®
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

### ANNUAL ENERGY PRODUCTION



**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height





**Vestas®**



Vestas Wind Systems A/S  
Hedeager 42 . 8200 Aarhus N . Denmark  
Tel: +45 9730 0000 . Fax: +45 9730 0001  
vestas@vestas.com . [vestas.com](https://www.vestas.com)

**© 2021 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.**

This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.