

Impianto eolico nei Comuni di Pontinvrea e Cairo Montenotte (SV)

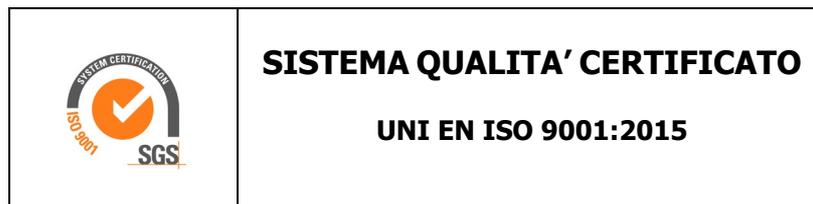
Regione Liguria

Analisi dati anemometrici d'area e Valutazione della Produzione Eolica preliminare

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	N. Zanoletti
	00	Luglio	2024	GARDONE VAL TROMPIA	<i>N. Zanoletti</i>
					APPROVAZIONE
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 188_BS_2024 del 12/07/2024				C. Mazzarella

**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

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	5
2.1	Localizzazione dell'impianto	6
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO	8
5	MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE	9
5.1	Aerogeneratore	9
6	MODELLO DI CALCOLO	10
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	11
8	VERIFICHE SUL MODELLO.....	11
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	11
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....	12
8.3	Anemometro virtuale	13
9	RISULTATI DI WASP	16
9.1	Producibilità lorda dell'impianto	16
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	16
11	CONCLUSIONI	18

- ✓ *Allegato 1: Tavole*
- ✓ *Allegato 2: Tabella di producibilità lorda*
- ✓ *Allegato 3: Technical datasheet aerogeneratore di progetto*

1 PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di **Duferco Sviluppo**, 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 Pontinvrea e Cairo Montenotte, in Provincia di Savona, nella Regione Liguria. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelte fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni, anche grazie all'ausilio di una serie storica facente riferimento all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati, seppur di breve periodo, è compatibile con quelle 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 processi unitari:

- 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 delle distribuzioni 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.

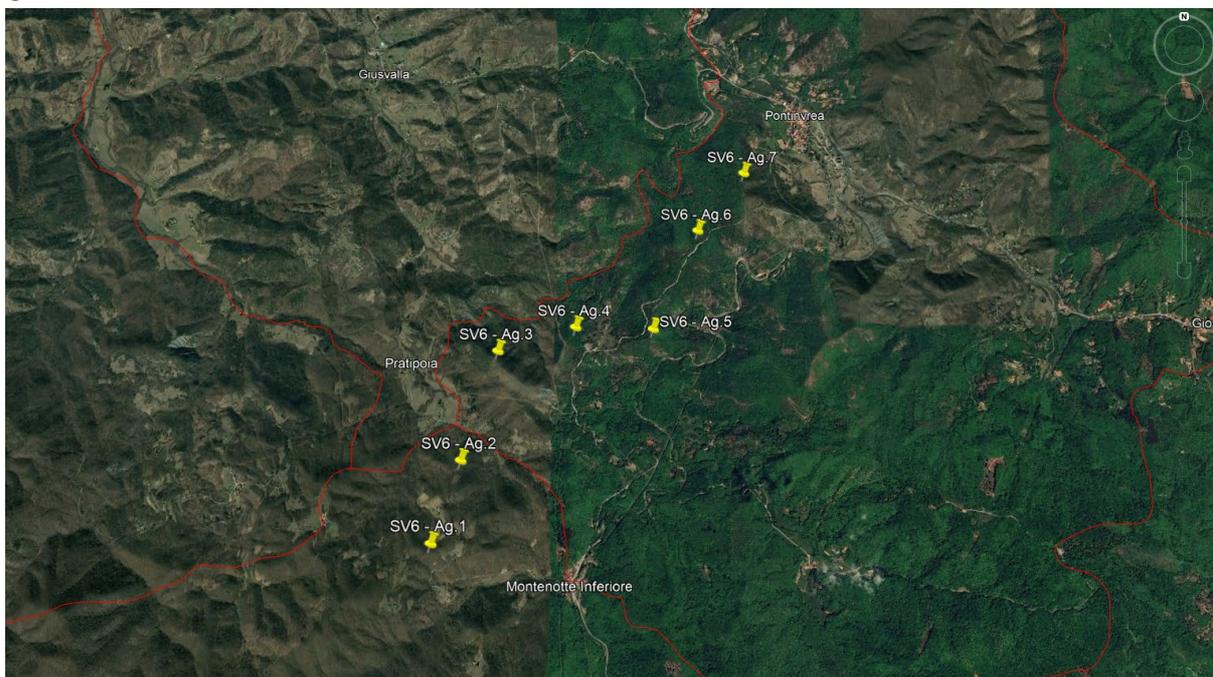
2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nei Comuni di Pontinvrea e Cairo Montenotte, in Provincia di Savona, nella parte centro occidentale della Regione Liguria, a poco meno di una decina di chilometri dal confine con il Piemonte. L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia mediamente complessità e da un'alta rugosità. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca sulle sommità dei crinali di appartenenza, con altitudine media poco sotto i 620 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente. Per quanto riguarda la ventosità, le frequenze sono prevalentemente relative ai settori Nord e Sud/Est, mentre dal punto di vista energetico i venti principali provengono soprattutto da Sud/Est e, in misura inferiore, da Nord.

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

- Altitudine media: **620 m slm**
- Orografia del sito: **moderatamente complessa**
- Orografia circostante il sito: **moderatamente complessa**
- Utilizzo del terreno: **incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate 7 postazioni per altrettanti aerogeneratori di grande taglia 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. Dalle informazioni in nostro possesso e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano, a distanze tali da poter interferire, impianti eolici in esercizio nei dintorni a quello di progetto. Quest'ultimo è raffigurato nell'immagine seguente.



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.

WTG	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
		Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
SV6 - Ag.1	690	452,320	4,918,018	452,402	4,918,215	32
SV6 - Ag.2	634	452,502	4,918,599	452,584	4,918,796	
SV6 - Ag.3	671	452,750	4,919,382	452,832	4,919,579	
SV6 - Ag.4	578	453,300	4,919,582	453,382	4,919,779	
SV6 - Ag.5	589	453,859	4,919,561	453,941	4,919,758	
SV6 - Ag.6	586	454,202	4,920,321	454,284	4,920,518	
SV6 - Ag.7	591	454,559	4,920,781	454,641	4,920,978	

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, utilizzando poi i dati di una di esse, ricadente nel Comune di Pontinvrea.

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
RIF1	Riferimento 1	44° 25'	8° 26'	740	40	02/2011	05/2018

La disponibilità dei dati validi risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura (mesi)	Periodo di misura selezionato		Disponibilità %
			Inizio	Fine	
RIF1	Riferimento 1	87.2	23/02/2011	31/05/2018	94.0

Non risultando la serie RIF1 di durata sufficiente per le stime, nonostante un periodo di rilevazione esteso, si è provveduto ad integrare 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 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	Coordinate Geografiche WGS84	Alt. (s.l.m.)	H	Periodo di misura	
		(m)	(m)	Inizio	Fine
ERA5	Lat. 44.50° Long. 8.50°	420	100	Gennaio 2001	Dicembre 2020

A seguito del confronto delle due serie è stato possibile estrarre un dato di vento della stazione anemometrica Riferimento 1 destagionalizzato.

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata, a seguito anche della sua storicizzazione, come dettagliato nel prossimo capitolo, sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_S	Riferimento 1	87.2	40	■	■	■	■

Il suffisso "_S" sta ad indicare che i risultati tengono conto del processo di storicizzazione che, nel caso specifico, ha confermato il valore misurato come valido nel lungo periodo.

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava a poco meno di 2km dall'aerogeneratore Ag.4 baricentrico rispetto all'impianto oggetto di studio, in direzione Est, ed è molto rappresentativa di un'ampia area del territorio ad essa circostante, incluso il sito in progetto.

La rosa dei venti e la distribuzione di Weibull, dedotte dal modello sulla base dei dati della stazione Riferimento 1, sono riportate al Capitolo 8.3. Esse si riferiscono all'altezza di mozzo di 125 m e ad al punto Ag.3 rappresentativo, per ventosità, degli aerogeneratori in progetto.

4 VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO

La valutazione della distribuzione della velocità del vento di lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico, o più semplicemente della sua velocità media stimata su più anni, è un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

Nel nostro caso, per la stazione Riferimento 1 si dispongono dati riferibili ad una campagna di misura di 87 mesi. Tale durata, pur ampia, non può essere ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo, per cui, in questo caso, disponendo di una serie di dati storici relativa ad un punto del territorio avente un regime di vento simile, si preferisce verificare il posizionamento storico del valore di ventosità riscontrato e apportare, se necessario, le dovute correzioni.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può essere effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. I punti del territorio a cui fanno riferimento le serie di dati da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicini in modo che si possa ipotizzare siano soggetti agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico, come già detto, si dispone di una serie di dati ventennali di rianalisi che fa riferimento ad un punto geografico posto a circa 10 km rispetto a RIF1, in direzione Nord/Est.

In sintesi, la metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media giornaliera della stazione di "Riferimento 1" e della serie storica "ERA5"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media giornaliera della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 1 con l'utilizzo dei parametri caratteristici della correlazione

Il confronto degli andamenti dei dati contemporanei tra le due serie anemometriche ha dato esito positivo; il coefficiente di correlazione buono, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e consente di accettare la correlazione svolta.

I parametri delle rette di regressione tra le medie mensili possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se

pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione delle correlazioni sopra descritte, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene che la ventosità misurata da Riferimento 1 è inferiore, rispetto a quella attesa sul lungo periodo, di circa mezzo punto percentuale; pertanto, si apporterà la dovuta correzione al valore misurato, con il relativo incremento.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 1" a 40 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a  /s.

5 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE

Il materiale reso disponibile dal Committente per la presente valutazione è il seguente:

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

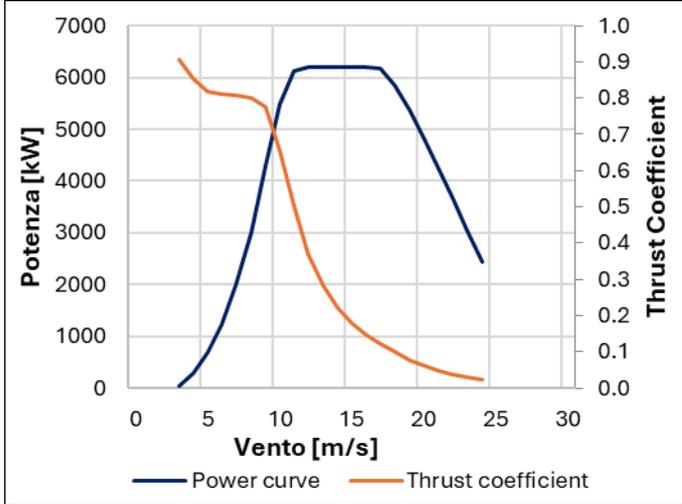
5.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo	Sorgente curva
VESTAS	V162 6.2 MW	6.2 MW	162.0 m	125 m	Produttore

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 kg/m³), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		Vestas V162 6.2MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	34	0.908					
4	292	0.853					
5	676	0.819					
6	1229	0.812					
7	2000	0.807					
8	3017	0.799					
9	4284	0.775					
10	5483	0.657					
11	6114	0.504					
12	6197	0.370					
13	6200	0.283					
14	6200	0.223					
15	6200	0.180					
16	6200	0.148					
17	6186	0.124					
18	5853	0.100					
19	5348	0.078					
20	4825	0.062					
21	4251	0.048					
22	3664	0.037					
23	3064	0.029					
24	2451	0.022					



6 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 ver. 10.2 (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.

7 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 circa 480 km², precisamente un quadrato di 22x22 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.

8 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.

8.1 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 si evidenzia sulla prima verifica una leggera sottostima sia sulla ventosità sia sull'energia specifica. Gli scostamenti sono contenuti all'interno del punto percentuale e la verifica è dunque da ritenersi pienamente soddisfacente.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy (%)
RIF1_S	40 m	Mean wind speed	m/s	■	■	■
		Mean power density	W/m ²	■	■	■

Le risultanze della seconda verifica sono anch'esse da ritenersi soddisfacenti. Infatti, si evidenzia una sottostima leggermente più elevata per entrambi i valori rispetto al caso precedente, ma pur sempre all'interno di parametri accettabili. Ciò potrebbe essere dovuto all'elevata complessità dell'area che interessa il sito.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy (%)
RIF1_S	40 m	Mean wind speed	m/s	■	■	■
		Mean power density	W/m ²	■	■	■

8.2 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, per RIF1 è noto il profilo verticale (gradiente al suolo) grazie all'impiego, per un periodo di alcuni mesi contemporanei a quello di misura, di apposita strumentazione di Remote Sensing Device, basata su tecnologia sonica (Sodar), che ha rilevato la ventosità a diverse altezze, inclusa quella della stazione (40 m) e quella più prossima al mozzo ipotizzato (120 m). L'alfa corrispondente è pari a ■. Per la nostra verifica, il confronto descritto in precedenza può essere svolto tra quest'ultimo valore e quello stimato da WASP nello stesso punto di installazione della torre.

Per soddisfare le esigenze descritte, sono state effettuate simulazioni sulla verticale della stazione di Riferimento 1, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa e le altezze indicate, 40 e 120 m.

Nella tabella sono esposti i risultati di detta verifica:

Dati in ingresso al modello	Punto di simulazione	Alfa (misurato) 40 m / 120 m	Vm (stimata da Wasp) 40.0 m	Vm (stimata da Wasp) 120.0 m	Alfa (stimato da Wasp)
RIF1_S	RIF1	■	■ m/s	■ m/s	■

Dalla lettura dei risultati appare evidente una sensibile sottostima del gradiente al suolo nel punto di installazione della stazione anemometrica da parte del modello di calcolo rispetto a quanto rilevato in quota grazie al Sodar che è stato installato nei pressi della torre di misura.

Per questo motivo, si preferisce estrapolare il dato misurato e storicizzato di RIF1 all'altezza di mezzo ipotizzata, ovvero 125.0 m. Questo il risultato del processo intrapreso:

Codice	Denominazione	Periodo	H estrapolata	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s. (m)	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_HH125	Riferimento 1	87.2	125.0	■	■	■	■

8.3 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 125.0 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **Ag.3** che, come ventosità, 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.

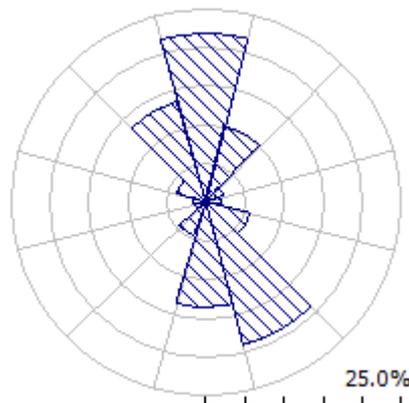
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

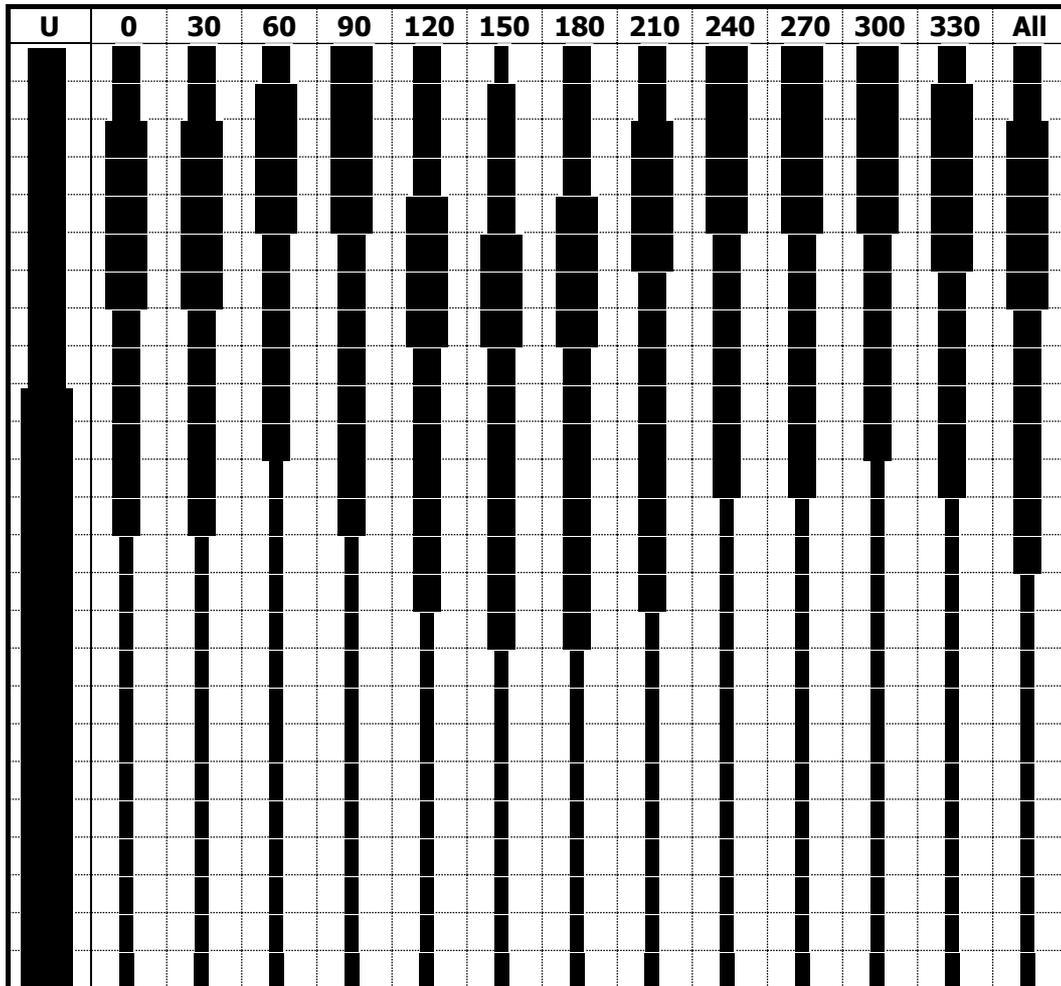
Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze 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: **Ag.3** – Anemometer height: 125 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A												
K												
U												
P												
f												



Sedi operative:
 - Via Matteotti, 311 – SCALA P – Int.10 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)
 Tel. 030 2056980 – Fax 030 831100

E-mail: info@tecnogaia.it
 E-mail PEC info@pec.tecnogaia.com

Sede Legale:
 Via Matteotti, 311 – 25063 Gardone Val Trompia (BS)

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
 Cap. Soc. € 119.000,00 interamente versato
 Iscrizione nel Registro Imprese Brescia N° REA 496849

9 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 al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

9.1 Producibilità lorda dell'impianto

La producibilità lorda dell'impianto del Committente è disponibile nella Tabella appartenente all'**Allegato 2**. Essa riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM WGS84
- 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

10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda:

Producibilità lorda						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
V162	125	6.2	7	43.4		

A tale producibilità lorda devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura della turbina ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	VESTAS V162
Densità aria alla densità di 1.14 Kg/m ³	-4.5%
Disponibilità aerogeneratore	-3.0%
Disponibilità aerogeneratore – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratore	-1.5%
Totale perdite	-12.1%

Disponibilità Contrattuale dell'Aerogeneratore: è stato assunto un valore standard del 97%

Disponibilità B.O.P.: questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

Disponibilità Rete: tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

Perdite Elettriche: le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

Altre perdite: la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

Prestazione aerogeneratore: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale della turbina.

Ne risulta, pertanto, la producibilità attesa netta ($P_{50\%}$) indicata nella seguente tabella:

Producibilità netta $P_{50\%}$						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
V162	125	6.2	7	43.4		

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati della valutazione preliminare di produzione attesa dall'impianto eolico in progettazione in un sito ricadente nei Comuni di Pontinvrea e Cairo Montenotte, nella Provincia di Savona, Regione Liguria.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenenti ad una stazione di rilevamento le cui misure ben 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 confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con altre stazioni ricadenti nella più ampia area analizzata, inclusa una serie di lungo periodo, utilizzata per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è stato 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, sebbene non sempre pienamente soddisfacenti, 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 estrapolare il dato misurato all'altezza del mozzo ipotizzato con il gradiente misurato da apposita apparecchiatura di Remote Sensing Device (Sodar), che ha registrato per alcuni mesi in prossimità al punto di installazione della torre di misura RIF1.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una buona ventosità, nonostante una complessità territoriale piuttosto elevata e verifiche solo parzialmente positive. Le scelte intraprese, come quella di estrapolare la serie di dati con un gradiente inferiore a quello misurato dal profilatore, hanno permesso di limitare possibili sovrastime della risorsa nell'area di interesse.

Nell'ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, anche con l'impiego della tecnologia di Remote Sensing Device, con misure anche di breve durata e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, definisca l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

SITO EOLICO

Comuni di Pontinvrea e Cairo Montenotte (SV)

Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: LIGURIA

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



SITO EOLICO

Comuni di Pontinvrea e Cairo Montenotte (SV)

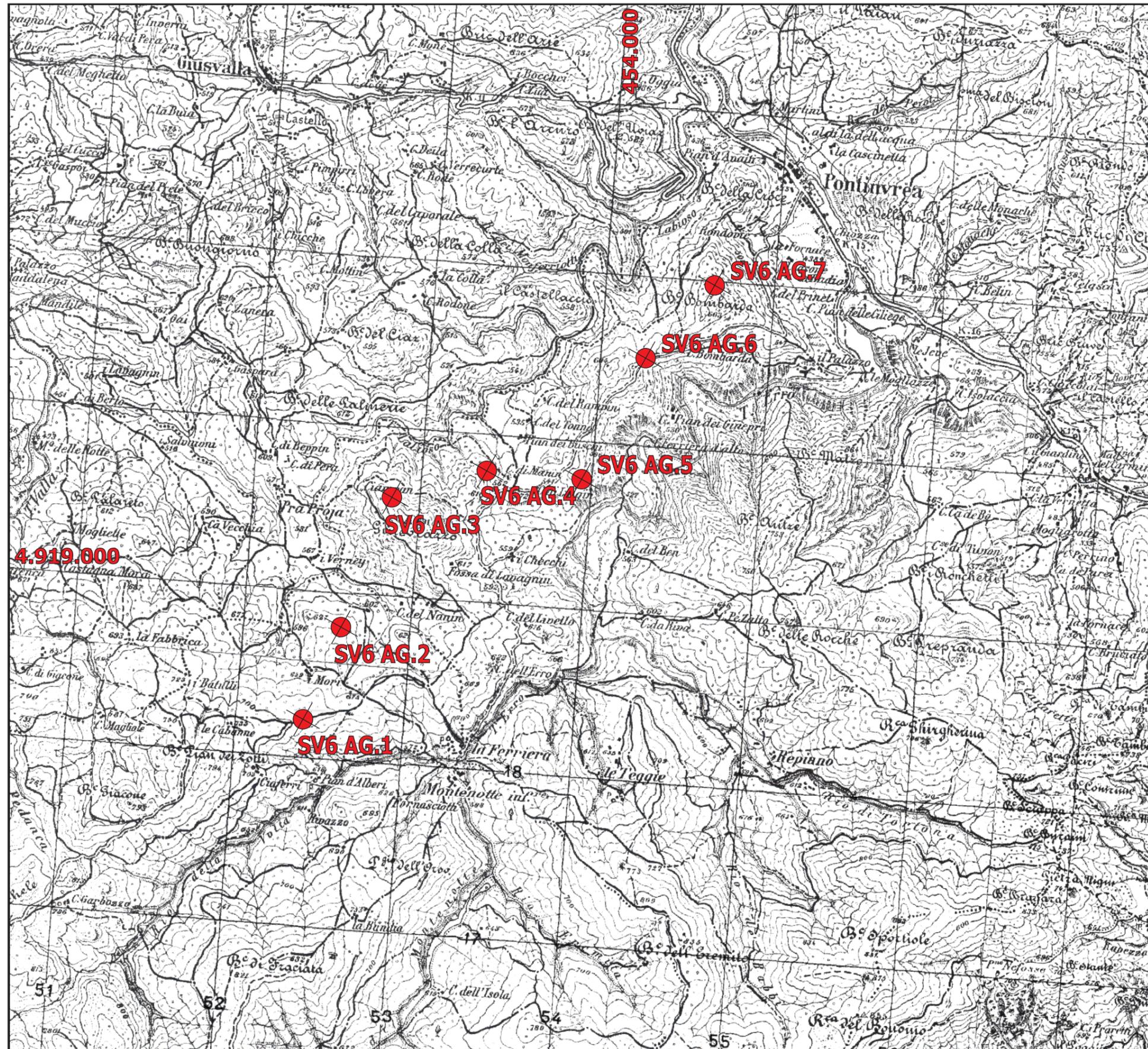
Ubicazione degli aerogeneratori

LEGENDA

-  Confini regionali
-  Confini provinciali
-  Confini comunali
-  Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25V:
MIOGLIA 81 II NE
ALTARE 81 II SE

Scala 1:25.000



ALLEGATO 2

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI PONTINVREA E CAIRO MONTENOTTE (SV) – REGIONE LIGURIA

Aerogeneratore: **Vestas V162 6.2 MW** Potenza nominale: **6.2 MW** Diametro Rotore: **162.0 m** Altezza di mozzo: **125 m**

AG / RIF.	Coordinate UTM WGS84 - Fuso 32		Base macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longitudine	Latitudine		Stima svolta con WAsP					
				H mozzo (m)	V (m/s)	P Lorda (MWh/a)	Perdite per scia (%)	P Lorda netto scie (MWh/a)	Ore equiv. (MWh/MW)
SV6 - Ag.1	452,320	4,918,018	690	125.0	█	█	3.95	█	█
SV6 - Ag.2	452,502	4,918,600	639	125.0	█	█	4.74	█	█
SV6 - Ag.3	452,750	4,919,383	659	125.0	█	█	2.43	█	█
SV6 - Ag.4	453,301	4,919,582	575	125.0	█	█	1.02	█	█
SV6 - Ag.5	453,860	4,919,562	580	125.0	█	█	2.31	█	█
SV6 - Ag.6	454,203	4,920,322	572	125.0	█	█	1.99	█	█
SV6 - Ag.7	454,559	4,920,782	580	125.0	█	█	0.86	█	█

MEDIE	613	125.0	█	█	2.47	█	█
TOTALI							

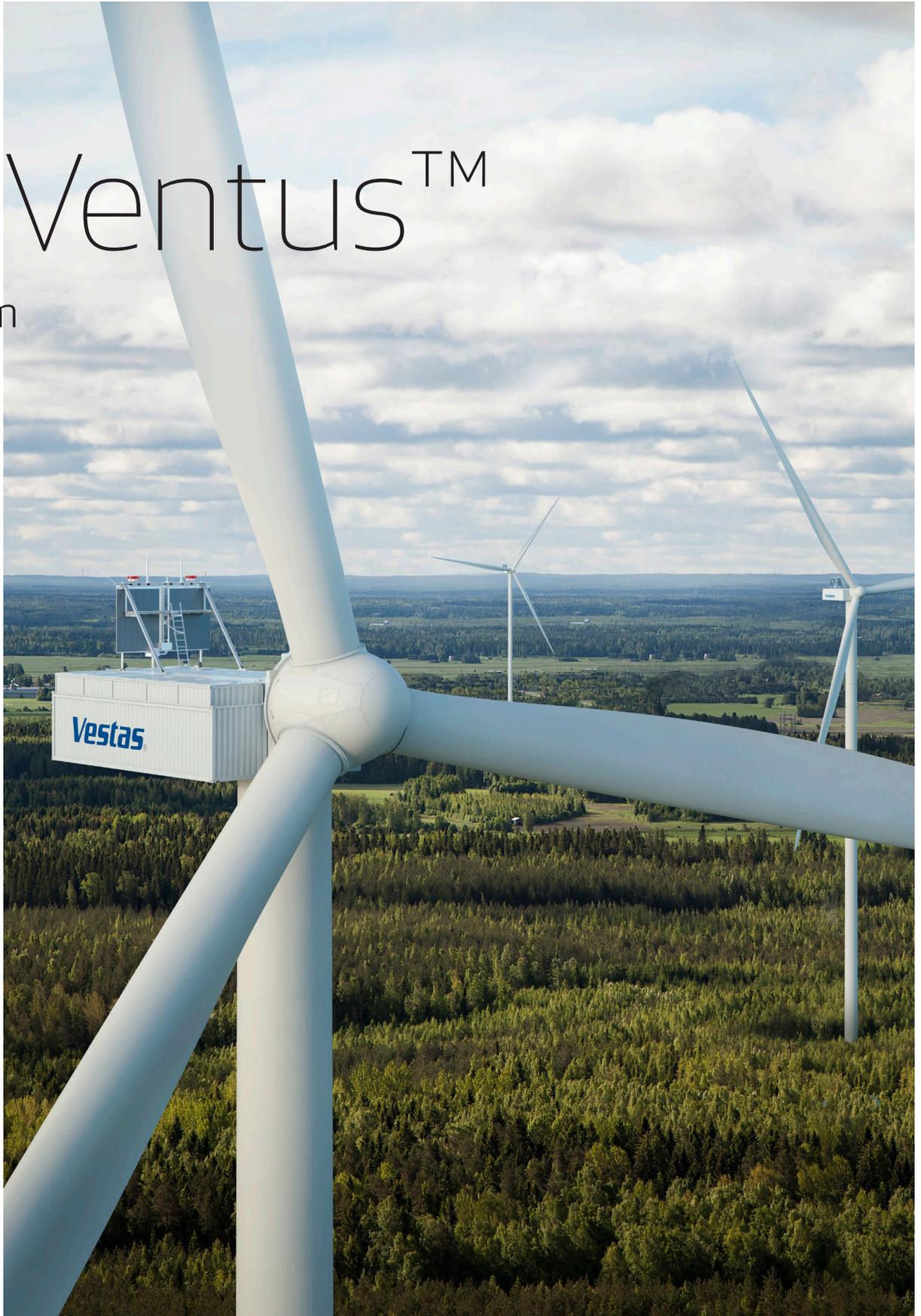
Note:

- 1) Producibilità lorda calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare
- 2) Perdite per densità dell'aria già incluse nelle stimate

ALLEGATO 2

EnVentus™

platform



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. 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 177 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.

By connecting advanced modular design with more than **177 GW** of tried and tested technology, EnVentus™ aims to ensure continued technology leadership.





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 177 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.



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 49,000 turbines across the globe:

Tangible proof of our commitment to making renewable energy solutions that are productive, reliable and economical.

Monitored turbines across the globe:

49,000

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™, V162-7.2 MW™ and V172-7.2 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.

**40 years
of experience**
The EnVentus™
platform
architecture
connects
proven system
designs from the
2 MW, 4 MW, and
9 MW platform.

Maximised site potential

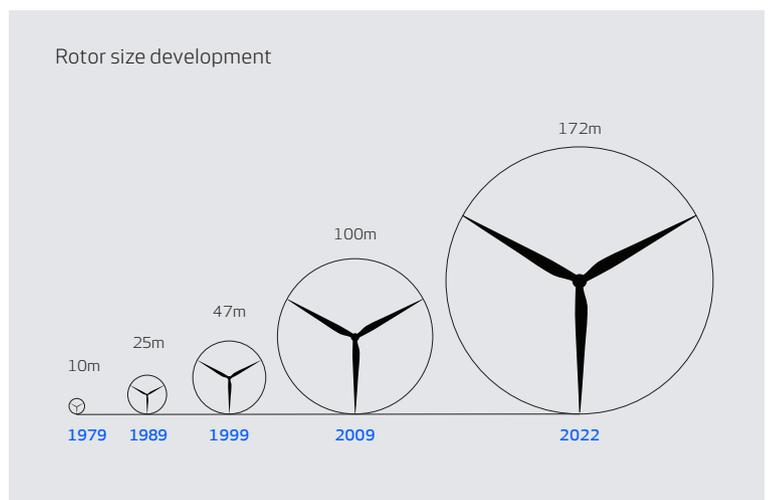
The Vestas EnVentus™ platform adds four new variants to the wide range of existing Vestas turbines, providing the ability to create an even more finely matched combination of turbines to harness available wind energy in any specific location.

Versatility at the core

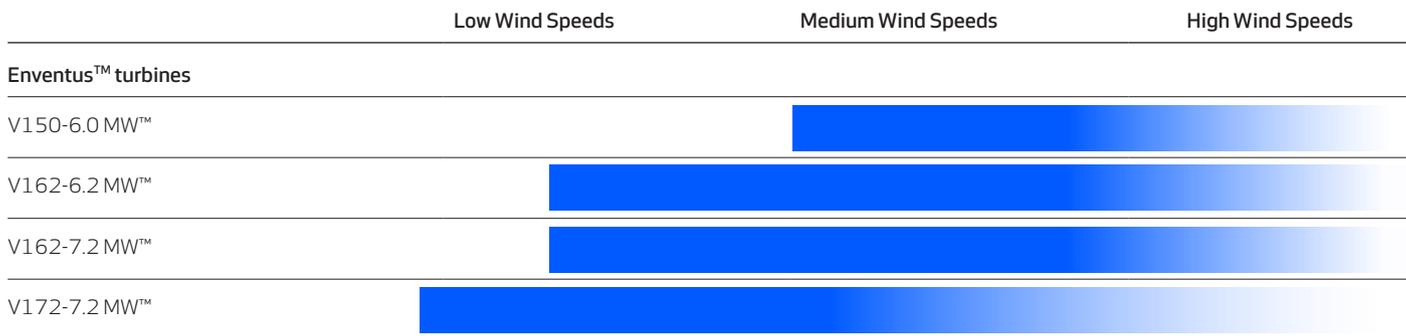
Through advanced modularity in design, EnVentus™ aims to meet customisation needs more efficiently combining reusable modules depending on unique market and project conditions. Designed with global applicability in mind, EnVentus™ based variants benefit from a full-scale converter enabling compliance 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.



*Depending on site specific conditions.



Options available for the EnVentus™ platform:

- Additional operating modes
- Aviation Markings on the Blades
- Vestas Bat Protection System
- Aviation Lights
- Condition Monitoring Solution
- Fire Supression
- Lightning detection
- Load Optimised Modes
- Low Temperature Operation to -30°C
- Oil Debris Monitoring System
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™

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 20,000m², the V162-6.2 MW™ applies a larger rotor to achieve higher 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™.

V162-7.2 MW™ & V172-7.2 MW™

With flexible ratings of 6.5 MW, 6.8 MW and 7.2 MW, the V162-7.2 MW™ and V172-7.2 MW™ improve annual energy production through enhancements in powertrain and power conversion systems. Improved siteability in hot 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. The V172-7.2 MW™ is designed for low to medium average wind conditions, whereas the V162-7.2 MW™ caters more for applications in medium to high wind segments, especially where tip height restrictions may apply.

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.

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.



Vestas' transparency
towards Sustainability



g/kWh

5.6-7.1
1086

CO₂ comparison between
the EnVentus™ platform
and a coal power plant



Energy neutral

5.9 - 7.4
months of operation



Energy return

32 - 41
times



Recyclability rate

84%-
87%



Sustainability metrics depending on project and site specific conditions

Vestas Sustainability

In 2020, we introduced our sustainability strategy, Sustainability in Everything We Do. At Vestas we are working to improve our own environmental performance, create value for local communities, promote a safe, diverse, and inclusive workplace, while leading the transition to a world powered by sustainable energy. We believe these efforts will help to elevate the standards of our industry as a whole. Read more about Vestas sustainability strategy at www.vestas.com/en/sustainability.

Life Cycle Assessments (LCA)

Since 1999, we have been developing wind turbine LCAs to give 'cradle-to-grave' evaluations of the environmental impact of our products and solutions. These evaluations concentrate on two key actions: documenting the environmental performance of Vestas wind turbines

and analysing the results to reduce the environmental impact of our turbines. The LCAs provide environmental impact transparency to help customers achieve their own sustainability ambitions. To view our current portfolio of Life Cycle Assessments visit the following page: www.vestas.com/en/sustainability/reports-and-ratings.

As part of our commitment to customers, we also offer customised wind power plant LCAs, called Vestas® SiteLCA™. These assessments determine key indicators of environmental performance, taking the wind turbine type, site specific conditions and production supply chain into consideration. SiteLCA™ provides customers or project developers with transparent environmental facts for a specific wind power plant.

V150-6.0 MW™ IEC S

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** to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	105m (IEC S) 125m (IEC S/DIBt S) 148m (DIBt S) 155m (IEC S) 166m (DIBt S) 169m (DIBt S)

Turbine options

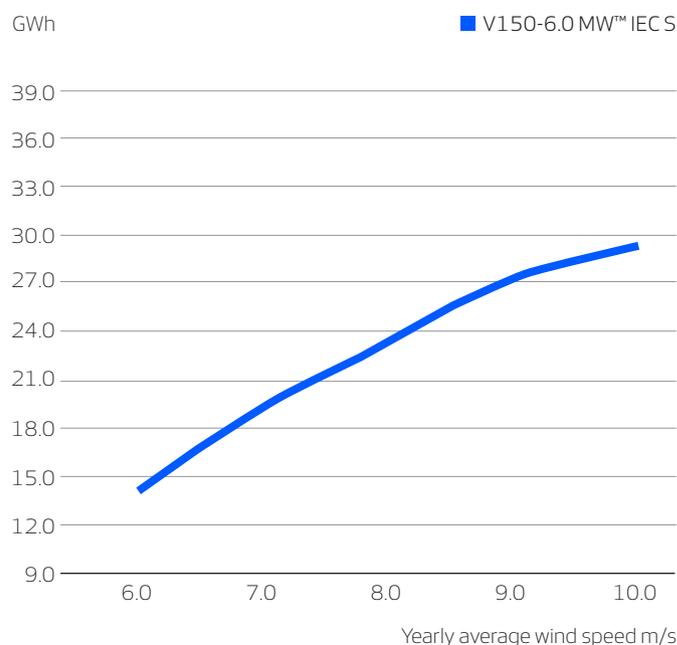
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	5.6g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 155m hub height, Vavg=8.0m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

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

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 to +45°C	
* High Wind Operation available as standard	
Sound power	
Maximum	104.8dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DiBt S) 125m (IEC S) 149m (IEC S) 166m (IEC S/DiBt S) 169m (DiBt S)

Turbine options

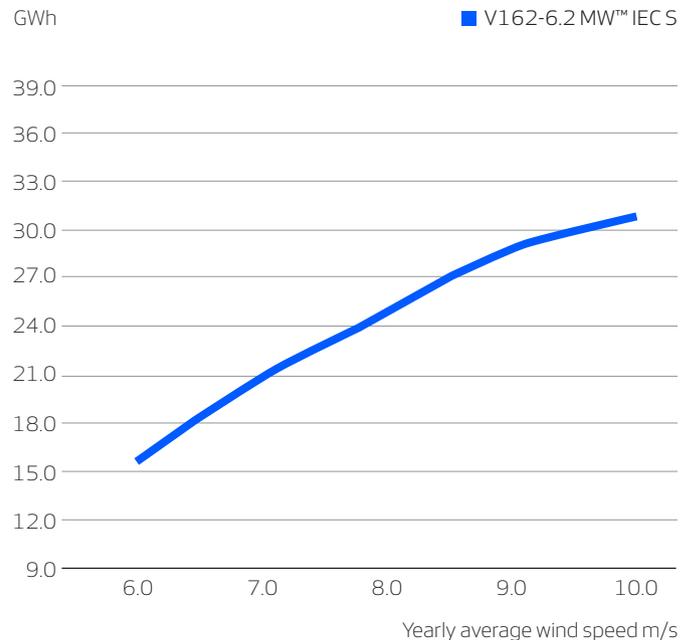
- 6.0 MW Operational Mode
- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	6.2g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6.5 months
Lifetime return on energy	37 times
Recyclability rate	84%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Annual energy production



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

V162-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
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	
Sound power	
Maximum	105.5dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S) 138m (IEC S) 169m (IEC S)* 169m ((DIBt S))
* Includes 3m raised foundation	

Turbine options

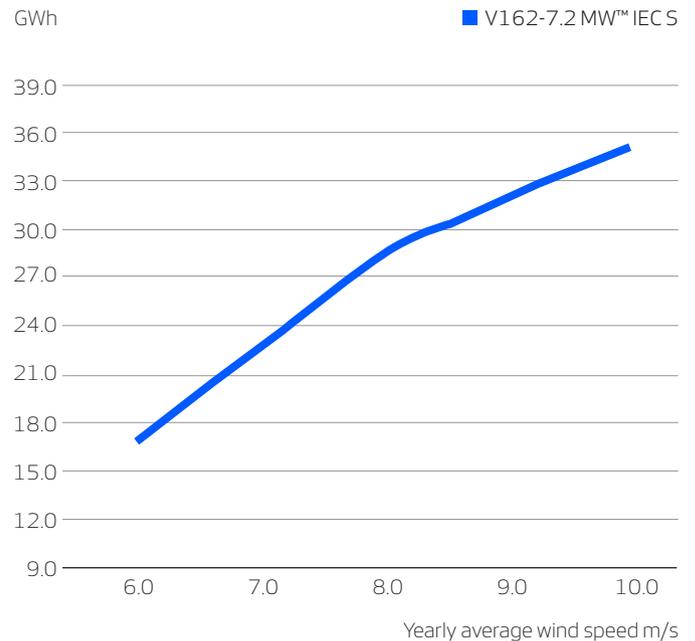
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	7.1g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	7.4 months
Lifetime return on energy	32 times
Recyclability rate	87%

Configuration: 149m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.22. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Annual energy production



Assumptions

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

V172-7.2 MW™ IEC S

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Standard rated power	7,200kW
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	
Sound power	
Maximum	106.9dB(A)*
* Sound Optimised Modes available dependent on site and country	
Rotor	
Rotor diameter	172m
Swept area	23,235m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	two planetary stages
Tower	
Hub heights*	114m (IEC S)** 150m (IEC S)** 164m (DIBt) 166m (IEC S) 175m (DIBt) 199m (DIBt)
*Site specific towers available on request **Preliminary	

Turbine options

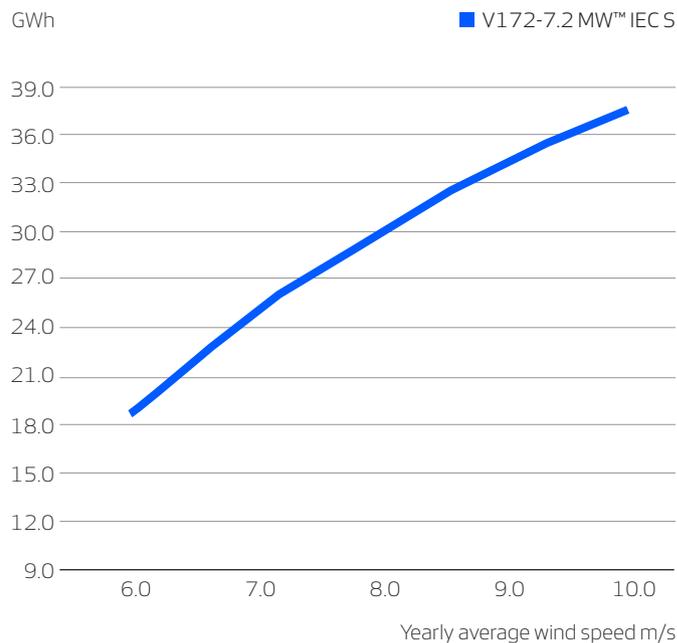
- 6.5 MW Operational Mode
- 6.8 MW Operational Mode
- Oil Debris Monitoring System
- High Temperature CoolerTop
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas Shadow Flicker Control System
- Aviation Lights
- Aviation Markings
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System

Sustainability

Carbon Footprint	6.4g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	6.9 months
Lifetime return on energy	34 times
Recyclability rate	86.6%

Configuration: 166m hub height, Vavg=7.4m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an internal streamlined assessment. An externally reviewed Life Cycle Assessment will be made available on vestas.com once finalised.

Annual energy production



Assumptions

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

