

Impianto eolico nei Comuni di Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Albera Ligure (AL)

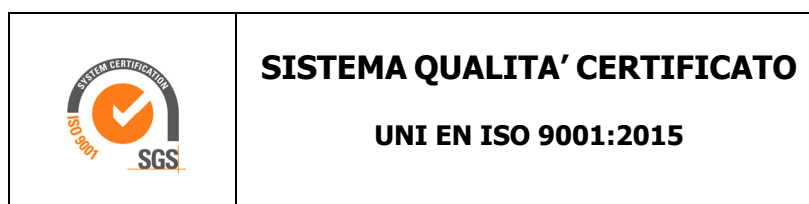
Regione Piemonte

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

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Luglio	2022	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo Gaioni</i>
	APPROVAZIONE				
	C. Mazzarella				
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta nr. 126_BS_2022 del 09/06/2022				

**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	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	7
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	8
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO	10
5	MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE	11
5.1	Aerogeneratore	11
6	MODELLO DI CALCOLO	12
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
8	VERIFICHE SUL MODELLO.....	13
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	13
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....	14
8.3	Anemometro virtuale	15
9	RISULTATI DI WASP	18
9.1	Producibilità lorda dell'impianto	18
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	18
11	CONCLUSIONI	20

- ✓ **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 **3R Energia**, 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 Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Albera Ligure, in Provincia di Alessandria, nella Regione Piemonte. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di due stazioni 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, sono compatibili con quella della zona di appartenenza, appartenenti allo stesso regime di venti e rappresentative 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 alle stazioni in sito, sia alla serie storica
- 2) Valutazione della ventosità di lungo periodo della serie di dati di una delle due stazioni 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 Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Albera Ligure, in Provincia di Alessandria, nella parte più a Sud/Est della Regione Piemonte, al confine con Lombardia ed Emilia-Romagna.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia ad elevata complessità e da un'alta rugosità. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca su due distinti crinali, uno nella parte Ovest e l'altro in quella Est, con altitudine media di circa 1500 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente, ad eccezione delle sommità del Monte Chiappo, che con la sua elevazione di 1700 m potrebbe costituire una parziale occlusione per le turbine più prossime e per i venti provenienti da Sud/Ovest. Per quanto riguarda la ventosità, occorre suddividere l'impianto nei due cluster, come detto quello ad Ovest e quello ad Est. Per il primo, le frequenze sono prevalentemente relative ai settori Sud-Sud/Ovest e Nord/Est, mentre dal punto di vista energetico i venti principali provengono da Sud-Sud/Ovest. Per il secondo cluster, invece, si rilevano venti provenienti, sia come frequenza che contenuto energetico, dai settori Sud ed Est.

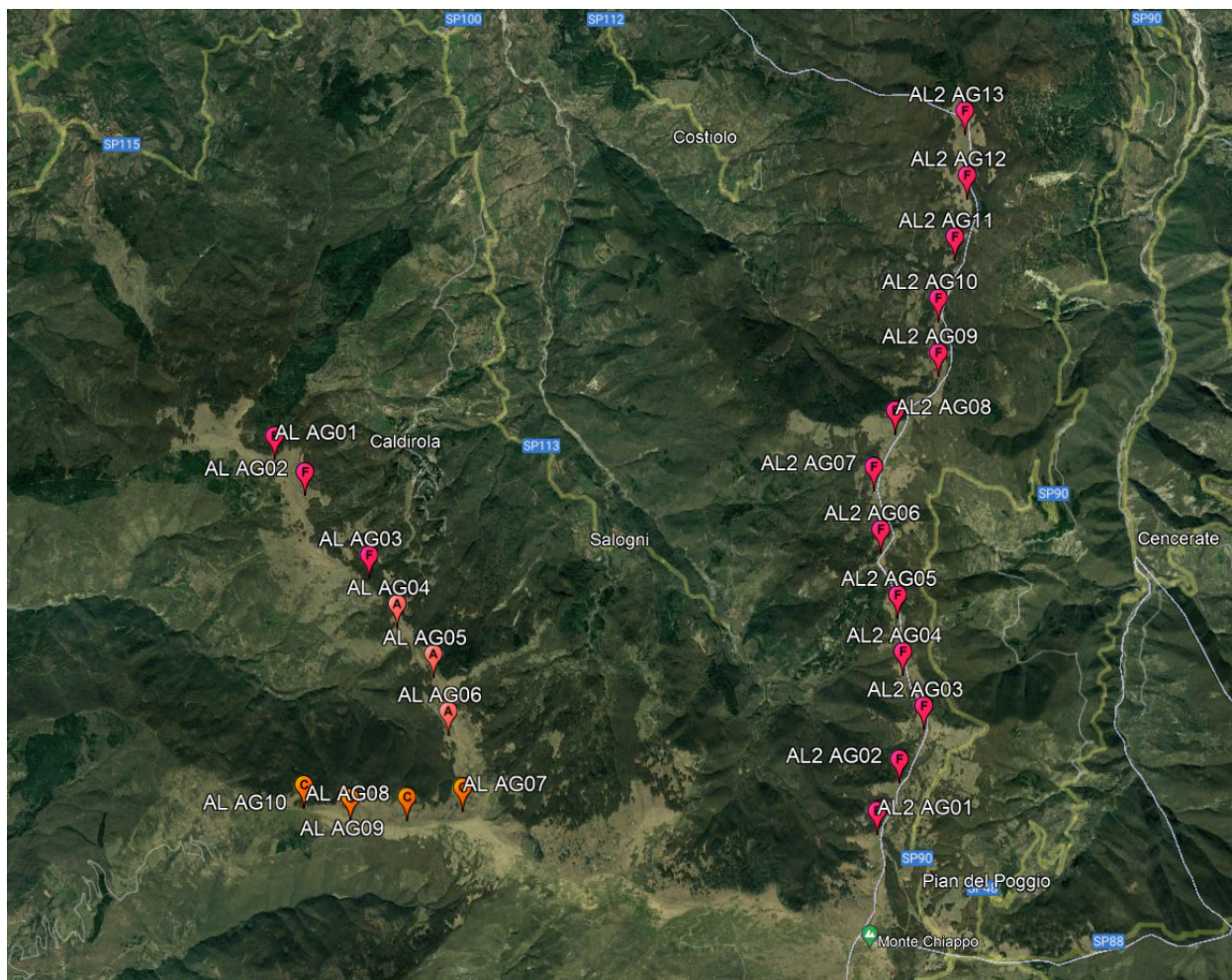
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **1500 m slm**
- Orografia del sito: **molto complessa**
- Orografia circostante il sito: **molto complessa**
- Utilizzo del terreno: **incolto**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate 23 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, eccetto quanto anticipato in precedenza e relativo alle sommità del Monte Chiappo. Riguardo alla disposizione delle turbine, 10 di esse sono posizionate sul crinale posto ad Ovest, le restanti 13 su quello ad Est.

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 estratto da immagine satellitare con la posizione degli aerogeneratori.

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



*Le turbine contrassegnate dalla lettera C, puntatore colore arancio, sono collocate nel Comune di Cabella Ligure
 Le turbine contrassegnate dalla lettera F, puntatore colore magenta, sono collocate nel Comune di Fabbrica Curone
 Le turbine contrassegnate dalla lettera A, puntatore colore rosso, sono collocate nel Comune di Albera Ligure*

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	Comune	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
			Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
AL AG01	Fabbrica Curone	1415	510,612	4,952,356	510,694	4,952,555	32
AL AG02	Fabbrica Curone	1387	510,882	4,952,032	510,964	4,952,231	
AL AG03	Fabbrica Curone	1398	511,469	4,951,283	511,551	4,951,482	
AL AG04	Albera Ligure	1434	511,730	4,950,845	511,812	4,951,044	
AL AG05	Albera Ligure	1502	512,073	4,950,403	512,155	4,950,602	
AL AG06	Albera Ligure	1508	512,209	4,949,892	512,291	4,950,091	
AL AG07	Cabella Ligure	1602	512,353	4,949,227	512,435	4,949,426	
AL AG08	Cabella Ligure	1516	511,839	4,949,123	511,921	4,949,322	
AL AG09	Cabella Ligure	1518	511,330	4,949,112	511,412	4,949,311	
AL AG10	Cabella Ligure	1438	510,888	4,949,212	510,970	4,949,411	
AL2 AG01	Fabbrica Curone	1550	516,060	4,949,016	516,142	4,949,215	
AL2 AG02	Fabbrica Curone	1531	516,261	4,949,475	516,343	4,949,674	
AL2 AG03	Fabbrica Curone	1543	516,479	4,949,953	516,561	4,950,152	
AL2 AG04	Fabbrica Curone	1486	516,298	4,950,432	516,380	4,950,631	
AL2 AG05	Fabbrica Curone	1501	516,247	4,950,941	516,329	4,951,140	
AL2 AG06	Fabbrica Curone	1524	516,092	4,951,528	516,174	4,951,727	
AL2 AG07	Fabbrica Curone	1488	516,032	4,952,089	516,114	4,952,288	
AL2 AG08	Fabbrica Curone	1536	516,217	4,952,590	516,299	4,952,789	
AL2 AG09	Fabbrica Curone	1491	516,611	4,953,114	516,693	4,953,313	
AL2 AG10	Fabbrica Curone	1466	516,613	4,953,605	516,695	4,953,804	
AL2 AG11	Fabbrica Curone	1443	516,764	4,954,160	516,846	4,954,359	
AL2 AG12	Fabbrica Curone	1462	516,870	4,954,710	516,952	4,954,909	
AL2 AG13	Fabbrica Curone	1411	516,861	4,955,306	516,943	4,955,505	

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 due stazioni anemometriche denominate rispettivamente Riferimento 1 e Riferimento 2, ricadenti entrambi nel Comune di Fabbrica Curone.

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

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza (m)	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	44° 43'	9° 8'	1400	15	05/2008	*** attiva ***
RIF2	Riferimento 2	44° 41'	9° 11'	1550	20	10/2002	02/2004

Le disponibilità dei dati validi, per i periodi selezionati per la valutazione di producibilità, risultano essere:

Codice	Denominazione	Durata misura (mesi)	Periodo di misura selezionato		Disponibilità %
			Inizio	Fine	
RIF1	Riferimento 1	157.1	14/05/2008	17/06/2021	93.0
RIF2	Riferimento 2	8.9	05/05/2003	31/01/2004	82.0

Mentre la stazione RIF1 si può considerare storica ed il suo valore medio di ventosità consolidato nel tempo, non risultando la serie RIF2 di durata sufficiente per le stime, 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
ERA5T	Lat. 44.75° Long. 9.25°	715	100	Gennaio 2002	Dicembre 2021

A seguito del confronto delle due serie è stato possibile estrarre un dato di vento della stazione anemometrica Riferimento 2 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
RIF2_S	Riferimento 2	8.9	20	5.77	386	6.02	1.24

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.

Per quanto riguarda invece RIF1, i risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati 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	Riferimento 1	157.1	15	5.20	249	5.70	1.41

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trova non distante dalla posizione ipotizzata per la turbina AL AG02 ed è molto rappresentativa, soprattutto per il cluster d'impianto ad Ovest.

La stazione anemometrica Riferimento 2 si trovava a Sud dell'impianto, in posizione equidistante tra i due cluster e, data la sua posizione e caratteristiche, è utile per rappresentare il cluster ad Est.

Il posizionamento della stazione RIF1 è favorevole per le stime successive con modello, soprattutto, come già detto, per il cluster ad Ovest. Per quanto riguarda invece il cluster ad Est, a causa anche della sua grande estensione, ovvero lo sviluppo in senso longitudinale per oltre 6 chilometri, con elevata complessità orografica, le incertezze sono da ritenersi piuttosto elevate. La scelta di utilizzare due serie di dati proprio per la stima delle 13 turbine interessate è volta proprio a ridurre tale fattore e per cercare di minimizzare le eventuali relative sovrastime o sottostime.

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 119.8 m e ad un punto rappresentativo, per ventosità, all'impianto 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 2 si dispongono dati riferibili ad una campagna di misura di 16 mesi, di cui però solo 9 circa sono stati considerati utilizzabili per lo scopo del presente studio. Tale durata 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 8 km rispetto a RIF2, 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 mensile della stazione di "Riferimento 2" e della serie storica "ERA5T"
2. Correlazioni tra i dati contemporanei di velocità media mensile della serie di dati disponibili con quelli della serie storica
3. Storicizzazione dei dati della serie di Riferimento 2 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 ottimo, 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 2 è inferiore, rispetto a quella attesa sul lungo periodo, di circa 1.5 punti percentuali. Ciò nonostante, si preferisce considerare tale valore all'interno dell'incertezza insita nel processo stesso di storicizzazione e dunque non applicare alcun correttivo al valore misurato e relativo al periodo selezionato di circa 9 mesi.

Pertanto, la velocità media annua stabile nel tempo di **"Riferimento 2" a 20 m dal suolo**, da utilizzare nelle successive elaborazioni, è pari a **5.77 m/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

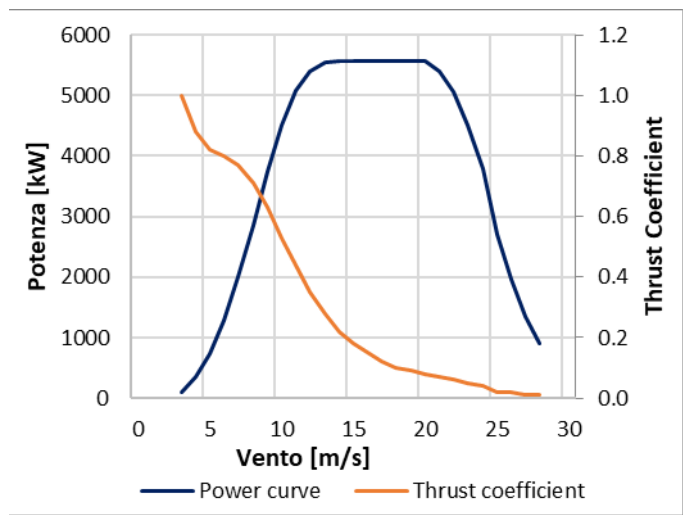
5.1 Aerogeneratore

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
ENERCON	E-160 EP5 E3	5.56 MW	160.0 m	119.8 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		E-160 EP5 E3		Diametro		160.0 m	
Altezza di mozzo		119.8 m		Classe IEC		IIIA	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient					
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	103	1.000					
4	343	0.880					
5	728	0.820					
6	1277	0.800					
7	2007	0.770					
8	2864	0.710					
9	3742	0.630					
10	4517	0.530					
11	5082	0.440					
12	5404	0.350					
13	5548	0.280					
14	5560	0.220					
15	5560	0.180					
16	5560	0.150					
17	5560	0.120					
18	5560	0.100					
19	5560	0.090					
20	5560	0.080					
21	5406	0.070					
22	5069	0.060					
23	4516	0.050					
24	3791	0.040					
25	2709	0.020					
26	1973	0.020					
27	1340	0.010					
28	902	0.010					



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 420 km², precisamente un rettangolo di 19x22 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 la prima verifica è da considerarsi molto soddisfacente, in quanto gli scostamenti medi, sia nel raffronto tra le ventosità, sia nel raffronto tra i parametri relativi all'energia specifica, sono molto contenuti.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy (%)
RIF1	15 m	Mean wind speed	m/s	5.20	5.22	+0.38
		Mean power density	W/m ²	249	250	+0.40
RIF2	20 m	Mean wind speed	m/s	5.77	5.74	-0.52
		Mean power density	W/m ²	386	386	-

Le risultanze della seconda verifica sono invece meno soddisfacenti. Infatti, si evidenzia uno scostamento tra le ventosità piuttosto accentuato, soprattutto per RIF1, ed ancora più evidente nel raffronto tra le stime sull'energia. Ciò potrebbe essere voluto dall'elevata complessità dell'area che interessa il sito.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy (%)
RIF1	15 m	Mean wind speed	m/s	5.20	5.31	+2.12
		Mean power density	W/m ²	249	264	+6.02
RIF2	20 m	Mean wind speed	m/s	5.77	5.82	+0.87
		Mean power density	W/m ²	386	398	+3.11

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, è doveroso sottolineare che la verifica non è pienamente soddisfacente e che ciò comporterà incertezze più elevate della media.

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, non disponendo di un valore di gradiente misurato per entrambe le stazioni, RIF1 e RIF2, il confronto può essere svolto unicamente tra i valori di alfa stimati da WASP negli stessi punti ed a quanto atteso nei rispettivi punti di installazione delle due torri.

Per soddisfare le esigenze descritte, sono state effettuate simulazioni sulle verticali delle stazioni di Riferimento 1 e di Riferimento 2, utilizzando in ingresso al modello i dati di ciascuna di esse. La verifica consiste nel raffronto dei gradienti tra le rispettive altezze di misura e quella del mozzo ipotizzato. Nello specifico, sulla base della morfologia del territorio di appartenenza, i gradienti al suolo attesi sono dell'ordine di 0.08/0.10 per RIF1 e di 0.05 per RIF2.

Nella tabella sono esposti i risultati di detta verifica:

Dati in ingresso al modello	Punto di simulazione	Alfa (atteso)	Vm (stimata da Wasp)	Vm (stimata da Wasp) 119.8 m sls	Alfa (stimato da Wasp)
RIF1	RIF1	0.08 / 0.10	5.31 m/s	6.15 m/s	0.07
RIF2_S	RIF2	0.05	5.82 m/s	6.24 m/s	0.04

Dalla lettura dei risultati appare evidente un'ottima lettura del gradiente al suolo nei punti di installazione delle stazioni anemometriche da parte del modello di calcolo rispetto a quanto ci si dovrebbe attendere, sulla base della morfologia.

Per questo motivo, in mancanza di un gradiente sperimentale, ovvero misurato, si decide di lasciare al modello di calcolo il compito di stimare la ventosità all'altezza di mozzo prevista per la configurazione di turbina indicata.

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 119.8 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **AL AG01** 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.

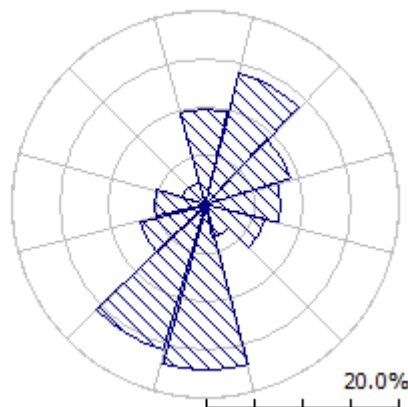
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- 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: **AL AG01** – Anemometer height: 119.8 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	7.1	6.8	6.0	5.9	6.1	8.2	10.6	8.8	4.9	4.5	3.9	6.9
K	1.97	1.97	2.05	1.85	1.55	1.20	2.02	1.74	2.09	2.04	1.73	1.91
U	6.30	6.03	5.32	5.25	5.50	7.72	9.39	7.84	4.35	3.99	3.50	6.12
P	297	260	172	184	263	1130	960	658	93	73	59	282
f	9.8	14.0	9.1	7.8	6.3	3.3	16.9	15.6	7.0	5.2	2.6	2.3

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	21	22	25	37	59	79	8	22	36	45	92	25	29
2.0	58	63	75	90	104	92	25	51	108	128	180	65	70
3.0	88	95	115	122	120	91	41	69	159	180	199	95	98
4.0	109	116	139	137	122	86	55	82	178	191	177	113	112
5.0	118	124	144	135	115	79	66	88	167	167	136	120	114
6.0	118	122	135	122	102	72	75	90	135	124	93	117	107
7.0	110	111	114	103	87	65	80	87	95	80	58	107	94
8.0	96	95	89	81	72	58	81	82	60	46	33	92	80
9.0	79	77	64	60	57	51	80	75	34	23	17	75	65
10.0	62	58	43	42	45	45	76	67	17	10	8	59	52
11.0	47	42	27	28	34	40	71	58	8	4	4	44	41
12.0	33	29	15	18	25	35	64	49	3	1	2	31	32
13.0	23	19	8	11	18	30	56	41	1	0	1	21	25
14.0	15	12	4	6	13	26	48	33	0	0	0	14	19
15.0	9	7	2	3	9	23	40	26	0	0	0	9	15
16.0	6	4	1	2	6	19	33	21	0	0	0	5	11
17.0	3	2	0	1	4	17	26	16	0	0	0	3	9
18.0	2	1	0	0	3	14	20	12	0	0	0	2	6
19.0	1	1	0	0	2	12	15	9	0	0	0	1	5
20.0	0	0	0	0	1	10	12	7	0	0	0	1	4
21.0	0	0	0	0	1	9	8	5	0	0	0	0	3
22.0	0	0	0	0	0	7	6	3	0	0	0	0	2
23.0	0	0	0	0	0	6	4	2	0	0	0	0	1
24.0	0	0	0	0	0	5	3	2	0	0	0	0	1
25.0	0	0	0	0	0	5	2	1	0	0	0	0	1
26.0	0	0	0	0	0	4	1	1	0	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
31.0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
32.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
33.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
34.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
35.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
36.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
37.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
38.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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. Relativamente alla metodologia utilizzata, RIF1 è stata utilizzata per la stima delle turbine appartenenti al cluster ad Ovest, mentre per quello ad Est sono state utilizzate entrambe le serie di dati, RIF e RIF2, giudicando equivalente il peso delle stesse.

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 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

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]
E-160	119.8	5.56	23	127.88	349.785	2735

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	ENERCON E-160
Densità aria alla densità di 1.05 Kg/m ³	-7.6%
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	-14.9%

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]
E-160	119.8	5.56	23	127.88	297.527	2327

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 Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Albera Ligure, nella Provincia di Alessandria, Regione Piemonte.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso due serie di dati anemometrici appartenenti ad altrettanti stazioni di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante, soprattutto la prima di esse, denominata Riferimento 1. Le serie di dati sono state ampiamente analizzate ai fini del presente studio. La loro 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 per la seconda stazione, ovvero RIF2, 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 lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare il dato misurato all'altezza del mozzo ipotizzato con un gradiente inferiore, seppure di poco, a quello atteso nell'area di installazione delle due stazioni utilizzate per la valutazione.

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.

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

IMPIANTO EOLICO

Comuni di Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Albera Ligure (AL)

Ubicazione geografica del sito

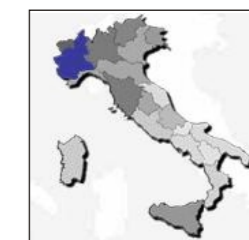


Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume NORD, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

Scala 1:200.000



 Sito eolico



Regione: PIEMONTE



IMPIANTO EOLICO

Comuni di
Cabella Ligure, Fabbrica
Curone e Albera Ligure (AL)

Ubicazione degli aerogeneratori

LEGENDA



Sito Eolico



Aerogeneratori



**Tecnogaia** s.r.l.



ALLEGATO 2

IMPIANTO EOLICO NEI COMUNI DI CABELLA LIGURE, FABBRICA CURONE E ALBERA LIGURE (AL) – REGIONE PIEMONTE

 Aerogeneratore: **Enercon E-160 EP5 E3** Potenza nominale: **5.56 MW** Diametro Rotore: **160.0 m** Altezza di mozzo: **119.8 m**

AG / RIF.	Coordinate UTM ED50 - 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)
AL AG01	510.694	4.952.555	1415	119,8	6,53	16.663	2,32	16.277	2928
AL AG02	510.964	4.952.231	1387	119,8	6,07	15.060	2,45	14.692	2642
AL AG03	511.551	4.951.482	1398	119,8	6,27	15.673	3,17	15.177	2730
AL AG04	511.812	4.951.044	1434	119,8	6,16	15.310	4,47	14.626	2631
AL AG05	512.155	4.950.602	1502	119,8	6,32	15.939	7,45	14.751	2653
AL AG06	512.291	4.950.091	1508	119,8	5,86	14.031	8,27	12.871	2315
AL AG07	512.435	4.949.426	1602	119,8	6,99	17.599	4,03	16.891	3038
AL AG08	511.921	4.949.322	1516	119,8	7,10	17.388	4,59	16.590	2984
AL AG09	511.412	4.949.311	1518	119,8	7,51	18.489	4,07	17.735	3190
AL AG10	510.970	4.949.411	1438	119,8	7,30	17.878	3,15	17.315	3114
AL2 AG01	516.142	4.949.215	1550	119,8	6,23	14.747	2,32	14.413	2592
AL2 AG02	516.343	4.949.674	1531	119,8	6,31	14.949	3,66	14.416	2593
AL2 AG03	516.561	4.950.152	1543	119,8	6,51	15.722	5,29	14.900	2680
AL2 AG04	516.380	4.950.631	1486	119,8	6,08	13.876	5,85	13.125	2361
AL2 AG05	516.329	4.951.140	1501	119,8	6,24	14.605	7,03	13.643	2454
AL2 AG06	516.174	4.951.727	1524	119,8	6,59	15.750	6,53	14.772	2657
AL2 AG07	516.114	4.952.288	1488	119,8	6,29	14.785	6,50	13.895	2499
AL2 AG08	516.299	4.952.789	1536	119,8	6,95	17.161	4,57	16.393	2948
AL2 AG09	516.693	4.953.313	1491	119,8	6,70	16.044	4,14	15.401	2770
AL2 AG10	516.695	4.953.804	1466	119,8	6,60	15.597	5,55	14.798	2662
AL2 AG11	516.846	4.954.359	1443	119,8	6,70	15.839	4,25	15.213	2736
AL2 AG12	516.952	4.954.909	1462	119,8	6,94	16.958	5,05	16.146	2904
AL2 AG13	516.943	4.955.505	1411	119,8	6,73	16.416	4,35	15.748	2832
MEDIE			1485	119,8	6,56	15.934	4,74	15.208	2735
TOTALI						366.476		349.785	

Note:

 1) Producibilità lorda calcolata con curva di potenza alla densità dell'aria di 1.225 kg/m³, corrispondente alla quota del mare

ALLEGATO 3



IEC/EN IA (STRONG)

IEC/EN IIA (MEDIUM)

IEC/EN IIIA (LOW)

ENERCON
PRODUCT PORTFOLIO

TECHNICAL DATA SHEETS (LAST UPDATED 02/2022)

EP5			E-160 EP5 _{E2} E-160 EP5 _{E3}
EP3	E-115 EP3 _{E3} E-115 EP3 _{E4}	E-138 EP3 _{E3}	E-138 EP3 _{E2}
EP2	E-82 _{E4} E-70 _{E4}	E-82 _{E2} E-92	



www.enercon.de



E-160 EP5 E3

5,560 kW



www.enercon.de

 **ENERCON**
ENERGY FOR THE WORLD

TECHNICAL DATA

E-160 EP5 E3

Last updated: 04/2021. Technical information subject to change.

GENERAL

Nominal power	5,560 kW
Wind class (IEC)	IEC IIIA
Wind zone (DIBt)	WZ S GK S
Turbine concept	gearless, variable speed, full power converter
Design service life	20 years (IEC IIIA) 25 years (IEC S)
Cut in wind speed	2.5 m/s
Cut out wind speed	28 m/s
Extreme wind speed at hub height (3-second gust)	52.5 m/s
Rotational speed	4.4 - 9.4 rpm
Ambient temperature for normal operation	-10 °C to +40 °C
Extreme temperature range	-20 °C to +50 °C
Grid feed / control system	IGBT-Control
Grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Sound power level	94.0 - 106.8 dB(A)* Yield and noise-optimised operation. Further modes on request.

ROTOR

Rotor diameter	160 m
Type	upwind rotor with active pitch control

TOWER

Hub height	IEC IA	IEC IIA	IEC IIIA
			99 m
			120 m
			166 m

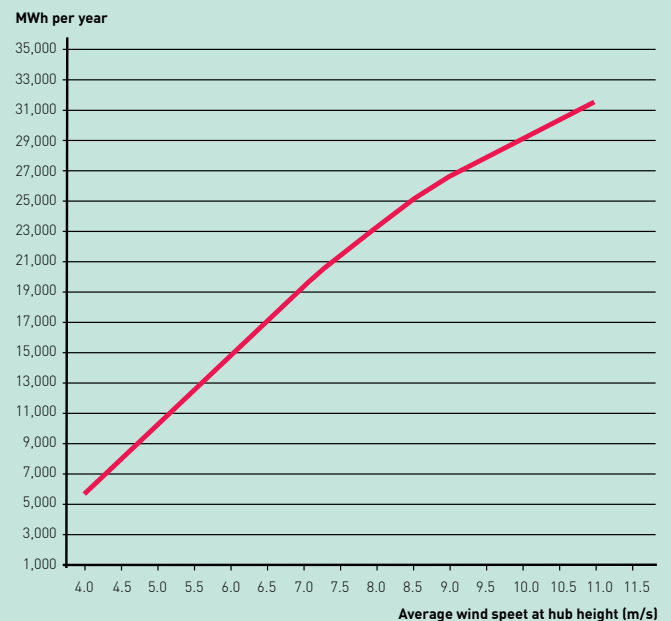
GENERATOR

Type	multi-pole synchronous generator (PMG)
Cooling system	air cooling system

FEATURES

	STANDARD	OPTIONAL
FACTS and transmission	X	
ENERCON SCADA	X	
Shadow shutdown		X
ENERCON SCADA bat protection		X
Ice detection system		X
Sector management for wind farms		X
Beacon management for wind farms		X

ANNUAL ENERGY YIELD



— E-160 EP5 E3 / 5,560 kW

* dependent on hub height