



REGIONE SICILIA

REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI TRAPANI
COMUNE DI TRAPANI



AUTORIZZAZIONE
UNICA ex d.lgs. 387/03

Progetto definitivo per la realizzazione del parco
eolico "GUARINE FARDELLA" e relative opere
connesse nel comune di TRAPANI (Tp)

Titolo elaborato

RS06REL0006A0 – Studio anemologico

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0429	B	R08	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

Novembre 2021	Prima emissione	RS	GDS	GMA
DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

Proponente

Wind Guarine Fardella srl

via Durini, 9
20122 Milano (Mi)

Progettazione



F4 Ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giovanni DI SANTO)



Società certificata secondo la norma UNI-EN ISO
9001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria
nei settori: civile, idraulica, acustica, energia,
ambiente (settore IAF: 34).



INDICE DELLE REVISIONI

VERSIONE	DATA	CODICE
1	29 Novembre 2021	R20211111_EPR_V1

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	4
1. DESCRIZIONE DEL SITO	5
2. ANEMOLOGIA	8
3. ANALISI OROGRAFIA	12
4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)	16
5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE VIRTUALE A WTG	17
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50	18
ALLEGATO A – TAB FILE DI WASP LONG TERM VIRTUALE TDM GF	22
ALLEGATO B – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170 6.0MW ..	23

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico Guarine Fardella e ne rappresenta lo studio di producibilità. Il Parco Eolico è ubicato nei comuni di Trapani e Marsala, nella Sicilia occidentale. Il progetto prevede l'installazione di 7 aerogeneratori del tipo Siemens Gamesa SG170. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 42 MW. L'altezza delle torri al mozzo (HUB) è di 115 m e il diametro delle pale è di 170 m per una altezza complessiva della struttura pari a 200 m sopra il piano di campagna. Gli aerogeneratori Siemens Gamesa SG170 sono del tipo con rotore tripala sopravento con pale soggette a pitching indipendente e yawing di rotore per un posizionamento ottimizzato in funzione delle varie condizioni di vento.

Dal punto di vista anemologico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su dati Long-Term di Rianalisi ERA5 per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 novembre 2011 e 31 ottobre 2021 estrapolati ad altezza mozzo di 115 m in corrispondenza del baricentro planimetrico dei 7 aerogeneratori.

Nell'ambito dello studio si è approfondito altresì l'orografia del sito e della zona più ampia nel suo complesso e nell'esito non si sono riscontrate criticità di nota.

La Stima di Produzione Energetica P50 per la wind farm di potenza nominale totale di 42 MW è stata calcolata in 140,7 GWh/anno, pari a 3349 Ore Equivalenti annue.

1. DESCRIZIONE DEL SITO

Il proposto progetto eolico si colloca in un sito nei comuni di Trapani e Marsala compreso tra strada SP29 e SP8, in un'area compresa circa 1,5-4 km a SO dal Lago Rubino (come da **Figura 1**). Il capoluogo di provincia Trapani è a circa 20km a NO rispetto al sito.



Figura 1 – Puntatore di ubicazione di wind farm Guarine Fardella

Il layout di wind farm prevede 7 posizioni di WTG, come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth 2021. La zona in particolare è caratterizzata da un'area con lievi pendenze e altezze di base turbina comprese tra 140 m e 260 m circa, con superfici coperte prevalentemente da coltivazioni di foraggio, cereali e vitigni di bassa altezza (Roughness secondo classificazione Davenport di 0.05m). Non si segnalano altresì edifici e manufatti sopra il piano di campagna tali da rappresentare ostacoli fisici pregiudizievoli dal punto di vista strutturale per le WTG di progetto quando operative.

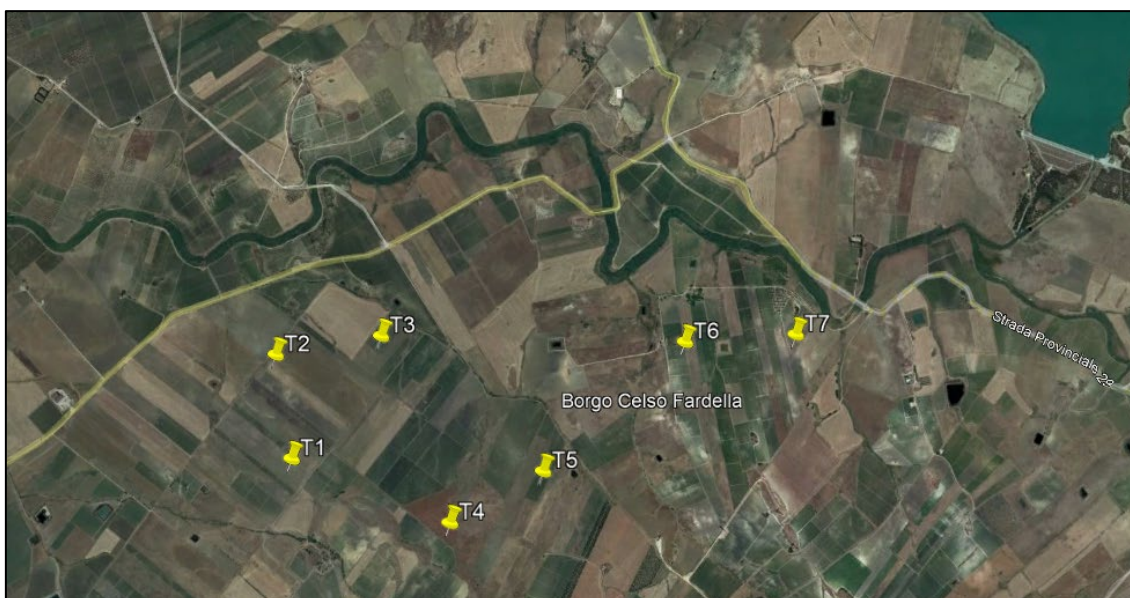


Figura 2 – Lay-Out wind farm Guarine Fardella su Google Earth Map

In particolare, **Figura 3** (istantanea verso sudovest a mostrare l'area WTG T1-2-3-4-5) e **Figura 4** (istantanea verso sudovest da SP296 verso l'area WTG T6-7) sono rappresentative dello stato dei luoghi per come si presentano attualmente. È ipotizzabile che la destinazione d'uso sarà mantenuta circa inalterata per il tempo di vita di progetto, previsto in 20-30 anni circa.



Figura 3 – vista di area WTG T1-2-3-4-5



Figura 4 – vista di area WTG T6-7

2. ANEMOLOGIA

Dal punto di vista anemologico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su dati Long-Term di Rianalisi ERA5 per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 novembre 2011 e 31 ottobre 2021 estrapolati ad altezza mozzo turbina di 115 m in corrispondenza del baricentrico planimetrico delle 7 turbine di sito (TDM Virtuale).

In dettaglio:

- a) In una fase pre-screening si sono valutati tutti i punti di sito corrispondenti alle sette WTG estrapolando da piattaforma 3tier dati Long-Term di Rianalisi ERA5 ad altezza 115 m per un periodo di 10 anni esatti compreso tra 1 Novembre 2011 e 31 Ottobre 2021
- b) Da questo pre-screening si è constatata una differenza trascurabile tra le sette TDM Virtuali e con dati in linea con il potenziale atteso per questa zona occidentale della Sicilia, da cui la modellizzazione nei passi successivi sarà basata sull'estrapolazione di dati Long-Term di Rianalisi ERA5 ad altezza 115 m sopra piano campagna (altezza mozzo WTG) a un punto circa planimetricamente baricentrico e avente altitudine pari alla media delle altitudini di base delle sette WTG, ovvero la TDM Virtuale avrà le specifiche come da **Tabella 1** che segue.

TDM Virtuale	UTM wgs84 33S Est (m)	UTM wgs84 33S Nord (m)	Altezza base (m)	Altezza TDM (m)
GF	296300	4194040	182	115

Tabella 1 – TDM Virtuale dati Rianalisi ERA5

- c) Si indicano in **Tabella 2** seguente le statistiche principali relative ai 10 anni di dati in forma aggregata per mese.

Mese	Vmedia	Vmax	Std.Dev.	Weibull k	Weibull c
	(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
Gen	8,83	23,04	4,37	2,128	9,97
Feb	8,49	23,55	4,18	2,151	9,60
Mar	8,26	27,73	4,25	2,054	9,34
Apr	7,49	27,71	3,94	2,008	8,47
Mag	7,01	22,43	3,36	2,199	7,92
Giu	6,00	21,19	2,87	2,212	6,78
Lug	5,81	19,19	2,70	2,282	6,57
Ago	5,56	15,88	2,59	2,277	6,28
Set	6,10	19,58	3,22	1,998	6,90
Ott	6,91	23,19	3,79	1,915	7,80
Nov	7,79	25,24	4,32	1,895	8,80
Dic	8,15	25,67	4,23	2,025	9,21

Tabella 2 – Dati aggregati mensili Rianalisi ERA5 Nov2011-Ott2021 da TDM Virtuale GF a 115m

d) Dall'elaborazione del dataset decennale Novembre2011-Ottobre2021 si è riscontrata una Velocità media Long-Term di circa 7,1 m/s e una rosa dei venti con prevalenze da nordovest, ovest e sudest. Si mostra in **Figura 5** il TAB file in WASP format, ovvero i parametri di ventosità della Stazione suddivisi in 12 settori angolari principali: % Frequenza nel settore, fattori A e k della distribuzione di Weibull, Velocità media in ciascun settore derivata da Weibull, potenza del vento contenuta per metro quadrato passante, deviazione standard Velocità. Il medesimo TAB file in forma tabellare è riproposto in **Allegato A**.

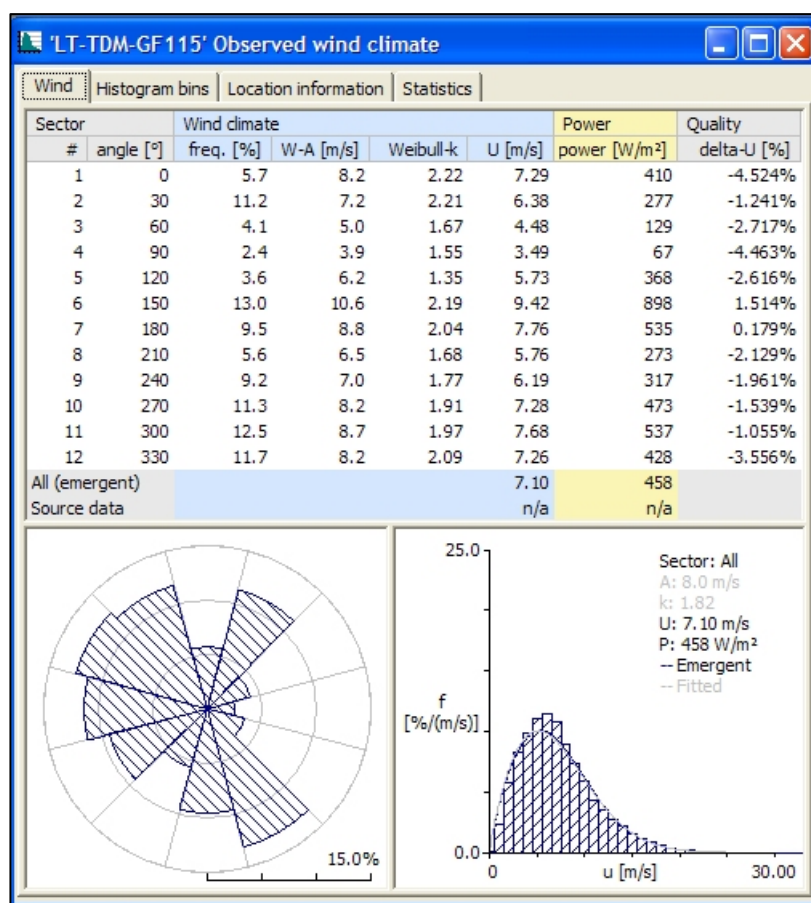


Figura 5 –TAB file di WASP Rianalisi ERA5 Nov2011-Ott2021 TDM Virtuale GF a 115 m

- e) Nello studio con l'ausilio di Windographer si è altresì verificato il trend di ventosità atteso mediamente durante le 24h della giornata per quanto estrapolato dal dataset di Rianalisi ERA5 2011-2021 TDM Virtuale GF a 115 m (Daily Wind Speed Profile). La verifica ha dimostrato che le ore di maggiore ventosità sono concentrate circa tra le ore 12:00 e le ore 18:00 (**Figura 6**), ovvero il futuro parco eolico proposto avrà le sue migliori performance di produzione in questa fascia di orari, mentre è da attendersi un calo nelle ore notturne e prime ore del mattino.

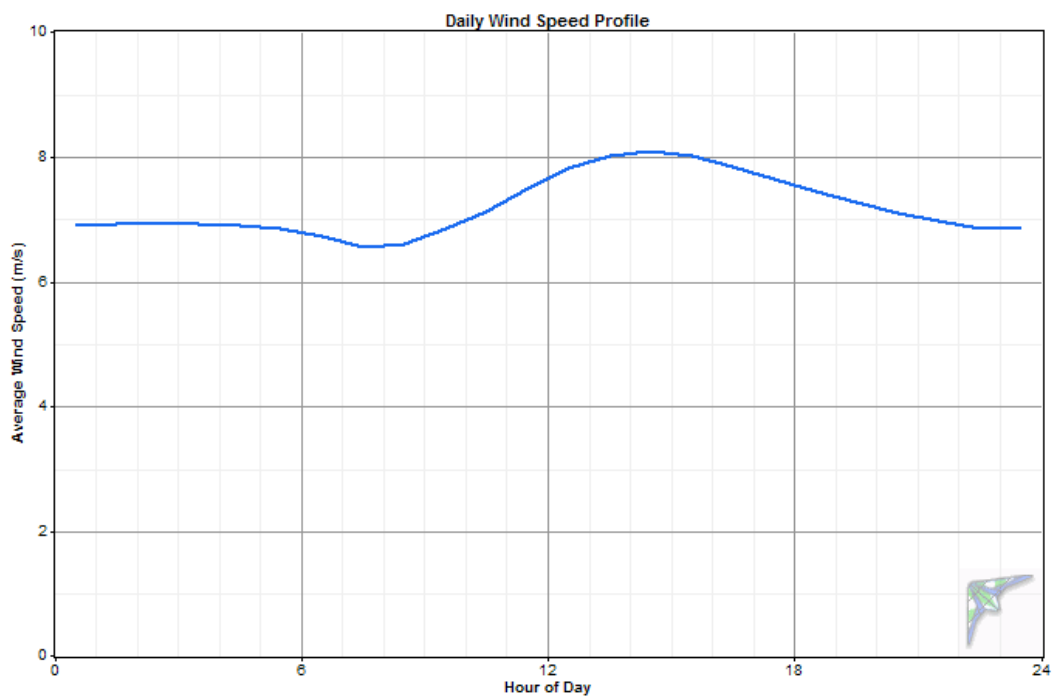


Figura 6 –Profilo velocità medie nelle 24h di TDM Virtuale GF a 115 m

f) Il trend di ventosità stagionale, riprendendo dai dati di Tabella 2, è graficamente rappresentato in **Figura 7**, dove si evidenzia una più elevata ventosità e conseguentemente produzione energetica nel periodo Novembre-Aprile.

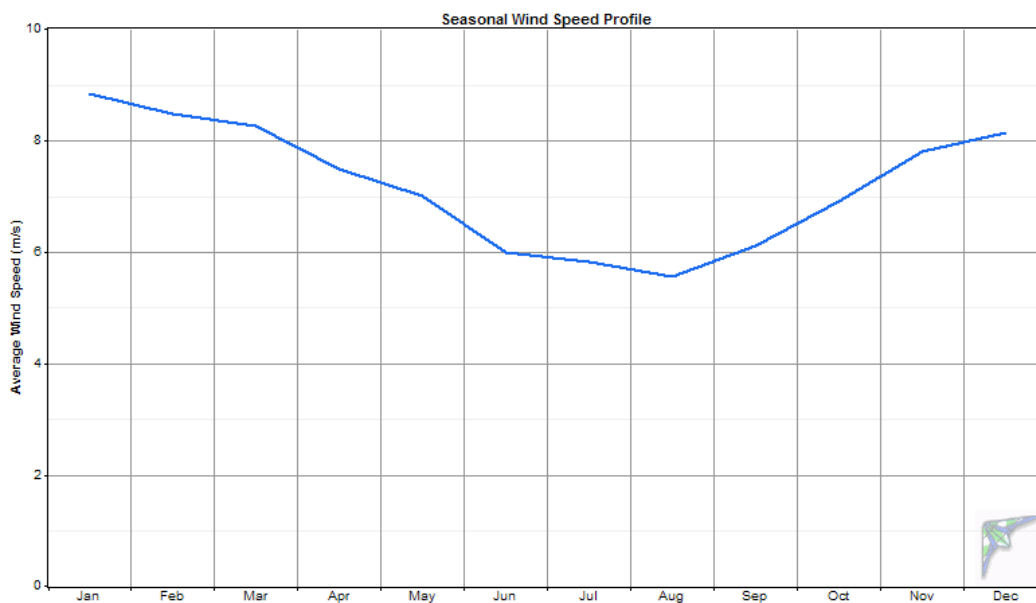


Figura 7 –Profilo velocità medie mensili di TDM Virtuale GF a 115 m

3. ANALISI OROGRAFIA

In questa Sezione, partendo da una mappa satellitare SRTM con risoluzione DTM 10 m (passo griglia blu delle mappe 1000 m), l'obiettivo è di esaminare l'orografia generale di sito ed individuare eventuali fenomeni o criticità presenti nell'immediato intorno delle Turbine secondo il Layout di wind farm proposto o anche effetti determinati da rilievi lontani dal sito. Nello specifico si esaminano le altimetrie, le pendenze del sito e le interdistanze tra WTG tenendo in considerazione che il modello di Turbina (WTG) proposta è la Siemens Gamesa SG170 6,0 MW, avente diametro rotore 170 m e altezza mozzo 115m per una corrispondente altezza fuori terra complessiva di 200 m (ground to tip height). Ulteriori informazioni di dettaglio sul modello Turbina saranno trattate nella Sezione successiva.

- a) Si premette innanzitutto che le coordinate e altitudini di base delle WTG oggetto di studio sono come da **Tabella 3** seguente.

ID turbina	UTM wgs84 33S Est	UTM wgs84 33S Nord	Altezza base (m)
T1	295116	4193817	183
T2	295034	4194342	141
T3	295572	4194416	152
T4	295908	4193477	260
T5	296371	4193709	215
T6	297104	4194327	169
T7	297662	4194342	178

Tabella 3 – WTG del Lay-Out wind farm Guarine Fardella

- b) Da una visione di insieme dell'orografia di sito (**Figura 8**) non si segnalano rilievi di una certa entità tali da considerarsi come critici per il sito.

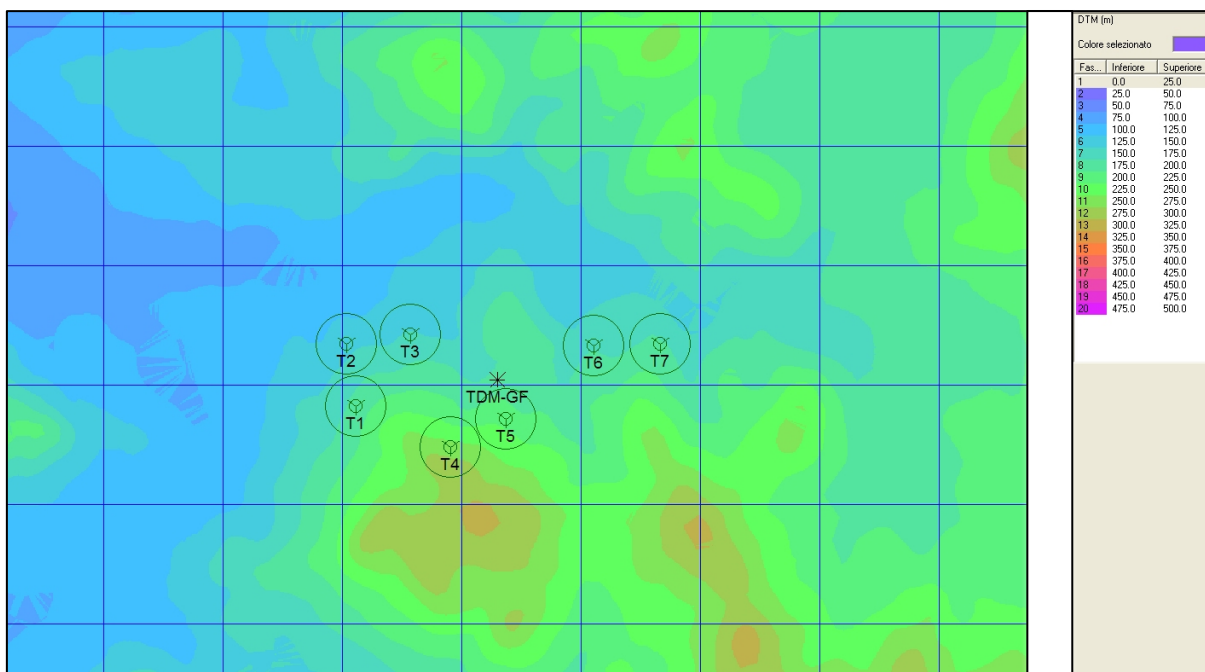


Figura 8 – WTG del Lay-Out wind farm Guarine Fardella su DTM di altimetria

- c) Dal punto di vista delle pendenze (**Figura 9**) tutte le WTG di layout si presentano in terreno relativamente semplice e non critico per l'installazione delle WTG secondo i criteri IEC, ovvero con pendenze inferiori a 10 gradi nell'intorno del layout con eccezione per la WTG T4 dove si riscontrano pendenze nel range 10-15 gradi, comunque non definibili come critiche.

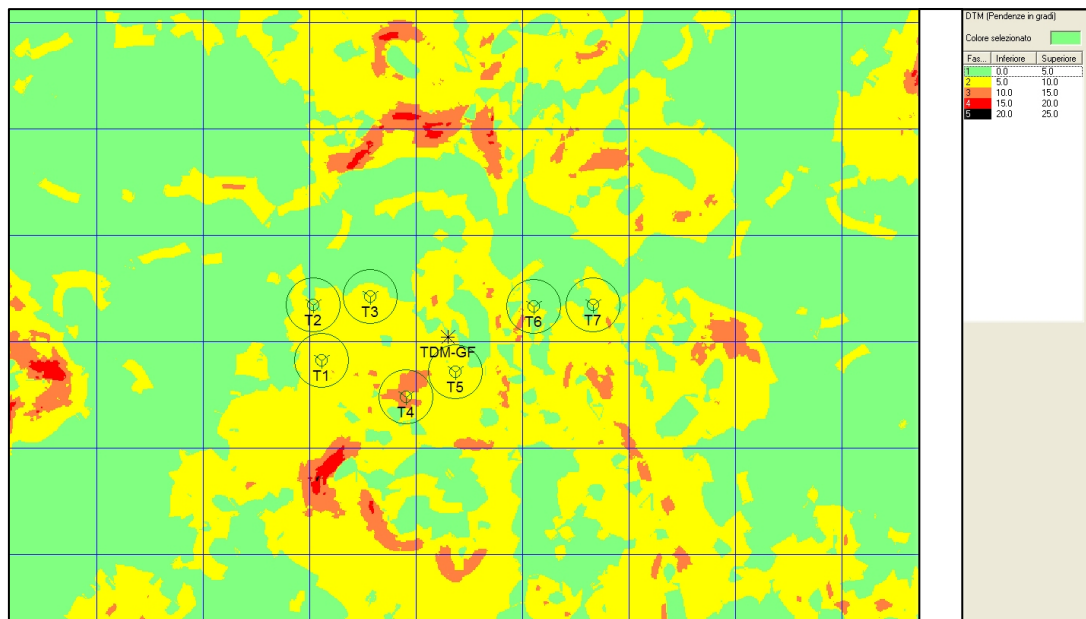


Figura 9 – WTG del Lay-Out wind farm Guarine Fardella su DTM di clisimetria

- d) Anche dal punto di vista interdistanze tra WTG non si rilevano criticità di nota. In particolare in **Figura 10** e considerando il modello WTG con diametro rotore 170 m si mostrano le interdistanze 3D ritenute il tipico minimo progettuale. Per promemoria la griglia della mappa è con passo planimetrico 1000 m.
- e) In area limitrofa ad oggi si rilevano altri parchi eolici esistenti ed operativi ubicati a sud rispetto al parco oggetto di questo studio; tali parchi eolici sono stati considerati in questo studio al fine di valutare eventuali interferenze di scia. Non si sono invece considerati eventuali parchi eolici in via di pianificazione e/o non autorizzati.

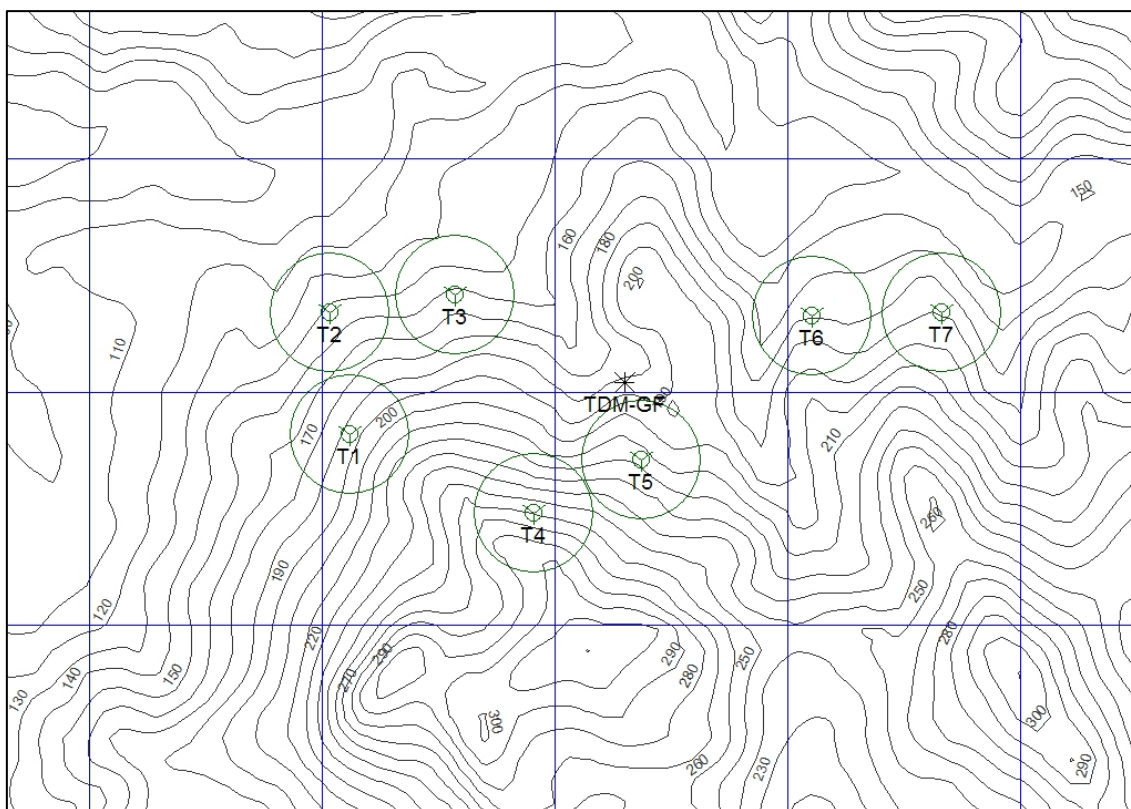


Figura 10 – Interdistanze 3D WTG del Lay-Out wind farm Guarine Fardella su mappa isoipse

4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)

Il modello previsto da progetto è la Siemens Gamesa SG170 6,0MW come da quadro sintetico di **Tabella 4** seguente.

Modello WTG	Siemens Gamesa SG170 6,0MW
Potenza Nominale	6,0 MW
Diametro Rotore D	170 m
Altezza mozzo H	115 m
Altezza totale fuori terra	200 m
IEC class 61400-1	III A
Velocità di Cut-in / Cut-out / Re Cut-in	3,0 – 25,0 – 22,0 m/s

Tabella 4 – Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG170 6.0MW

I dettagli di performance WTG sono desumibili in **Allegato B**.

5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE VIRTUALE A WTG

Successivamente allo studio dell'anemologia (Sezione 2) e dell'orografia di sito (Sezione 3) si sono effettuati i seguenti. Combinando gli esiti e i dati derivati dallo studio anemologico (Sezione 2), dell'orografia di sito (Sezione 3) e del modello WTG (da Sezione 4), il software WAsP è stato adottato per estrapolare il regime di ventosità alle sette WTG di progetto ad altezza 115 m sopra piano campagna adottando la TDM Virtuale baricentrica.

Non si è ritenuto opportuno in questa fase applicare dei correttivi agli esiti estrapolati da WAsP.

In dettaglio i risultati individuali di Velocità media "free stream" P50 sono indicati nella Tabella 5 seguente per ciascuna WTG.

ID Turbina	UTM wgs84 33S Est (m)	UTM wgs84 33S Nord (m)	Velocità media del vento libero (m/s)
T01	295116	4193817	7,45
T02	295034	4194342	7,13
T03	295572	4194416	7,09
T04	295908	4193477	8,00
T05	296371	4193709	7,49
T06	297104	4194327	7,09
T07	297662	4194342	7,13

Tabella 5 – Velocità media P50 del vento libero WTG Guarine Fardella

6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term ai sette punti WTG del Lay-out è stata dunque caricata nel software WindFarmer per la previsione delle Efficienze di Scia (Wake Efficiency) e il calcolo delle Efficienze di Sistema (System Efficiency), ovvero tutte quelle perdite tecniche che si devono computare per il passaggio da una produzione lorda a una produzione netta di wind farm.

L'obiettivo di questo calcolo è la determinazione del valore a P50, ovvero tenendo conto che il processo di calcolo è essenzialmente probabilistico e non deterministico (per variabilità interannuale del vento, incertezze di modellistica, ecc.), il P50 è quel valore che rappresenta la media di un calcolo probabilistico degli scenari ipotizzabili.

In base alle premesse si presentano in **Tabella 6** sottostante i risultati di Stima di Produzione Energetica a P50, con ipotesi modello WTG Siemens Gamesa SG170 6.0MW di diametro rotore 170 m e altezza mozzo 115 m:

Numero di WTG	7	
Potenza Nominale totale sito	42,0	MW
Efficienza di Scia	94,9	%
Efficienza elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BOP	99,0	%
Degradazione pale	99,5	%
Fermo Utility	100,0	%
Variazione curva di potenza	99,8	%
Isteresi ad alti venti	99,7	%
Sector Management	100,0	%
Produzione energetica annua netta stimata	140,7	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	38,2	%
Ore Equivalenti annue	3349	He/anno

Tabella 6 – Quadro di dettaglio Stima di Produzione annua P50 di wind farm Guarine Fardella

In dettaglio si spiegano le Perdite considerate nel computo di tabella precedente:

a) *Efficienza di Scia*: ciò è dovuto alla riduzione della velocità del vento esercitata dalle schermature che si determinano tra turbine eoliche, dove per un determinata direzione del vento alcune WTG arretrate rispetto alla direzione del vento sono schermate dalle WTG ubicate in posizione più avanzata. Il valore in tabella è calcolato sulla base del modello teorico Eddy Viscosity con software WindFarmer.

b) *Efficienza Elettrica*: è dovuto alle perdite elettriche per effetto joule nei cavi interni del parco, nei trasformatori e in altri componenti dell'impianto elettrico interno alle WTG. Il valore in tabella è ipotizzato sulla base delle caratteristiche di progetto della wind farm in questione.

c) *Disponibilità WTG*: è dovuta ai fermi delle apparecchiature di WTG per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici, e tiene conto di fattori legati alla tecnologia di WTG e la logistica di manutenzione pianificata. Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

d) *Disponibilità BOP*: è dovuta ai fermi di tutte le altre apparecchiature di wind farm per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici (cavidotti, problemi di sottostazione, problemi di accesso WTG per dissesto rete stradale interna di wind farm, ecc.). Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

e) *Degradazione aerodinamica pale*: è dovuto alle perdite di efficienza aerodinamica dovute alla formazione di sporco o ghiaccio che alterano il profilo aerodinamico delle pale. In base alla climatologia dell'area di parco il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

f) *Disponibilità Rete Nazionale*: è dovuta all'impossibilità in taluni casi di evacuare l'energia prodotta dalla wind farm per problemi di modulazione, manutentivi o tecnici della rete nazionale a cui il parco è allacciato. In questa sede non si sono ipotizzate perdite in tal senso.

g) *Variazione curva di potenza*: eventuali deviazioni della performance di WTG rispetto ai valori garantiti, anche per casi di Lay-Out subottimale o non conforme. Da una verifica

di interdistanze WTG effettuata sui 12 settori angolari principali (0, 30, 60,330 gradi) ci sono casi in cui l'interdistanza WTG è inferiore a 6 diametri rotore tra alcune Turbine per cui, anche se a livello strutturale non si prevedono problemi alle WTG, si possono avere delle lievi perdite di performance di conversione energetica perlomeno sulla base della curva di potenza garantita. Questo fattore è stato dunque calcolato.

h) *Isteresi ad alti venti*: è dovuta alle perdite di energia provocate dal ciclo di isteresi iterativo del sistema di controllo tra la velocità di cut-off di WTG (25 m/s quando la WTG viene fermata) e la velocità di re-cut-in di WTG (22 m/s ovvero quando la WTG viene riavviata). In logica conservativa questo parametro è stato calcolato.

i) *Sector Management*: eventuali interdistanze WTG subottimali possono determinare l'esigenza di un fermo WTG programmato per alcune WTG di wind farm allo scopo di preservarne l'integrità strutturale in certe condizioni di vento (es: alta turbolenza, alto vento da una certa direzione, ecc.). Lo studio preliminare di questo parametro in particolare non ha fatto emergere la necessità di fermi WTG e quindi si è calcolata una perdita di Sector Management pari a zero.

I risultati P50 individuali di WTG per i parametri principali sono riportati nella **Tabella 7** che segue.

ID turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Resa Netta (MWh/anno)	Ore Equivalenti P50 (h/anno)
T1	7,45	20293	3382
T2	7,13	19481	3247
T3	7,09	18837	3140
T4	8,00	22645	3774
T5	7,49	20324	3387
T6	7,09	19654	3276
T7	7,13	19427	3238

Tabella 7 – Quadro sintetico Stima di Produzione annua P50 di WTG wind farm Guarine Fardella

A titolo di riferimento per la finalità di questo studio non si tratteranno eventuali studi delle incertezze di parametro e di scenari di probabilità PXX in quanto situazioni da considerare tipicamente per una bancabilità e finanziamento di progetto.

ALLEGATO A – TAB FILE DI WASP LONG TERM VIRTUALE TDM GF

LT-TDM-GF115.tab

37.87 12.68 115.00

12 1 0

	5.700	11.245	4.126	2.449	3.590	13.024	9.547	5.578	9.230	11.307	12.496	11.710
0.5	0.0	0.1	0.3	1.9	1.0	0.4	0.1	0.6	1.0	0.2	0.0	0.0
1.5	2.4	12.8	56.1	102.0	64.5	21.1	28.2	45.4	27.7	20.8	15.8	3.7
2.5	11.2	43.9	129.7	226.9	140.1	40.6	54.0	92.0	78.7	54.8	41.2	20.7
3.5	29.6	83.0	185.8	242.7	139.8	50.9	70.0	124.7	109.6	77.6	70.5	46.4
4.5	59.4	111.1	193.8	160.3	118.2	56.9	77.4	138.7	130.6	100.8	91.9	79.8
5.5	120.3	136.7	136.9	105.3	101.9	68.0	86.1	126.6	128.5	105.1	108.0	124.5
6.5	161.5	163.2	102.0	67.9	97.2	69.7	103.3	120.4	114.7	106.5	101.9	147.6
7.5	168.5	149.5	84.9	32.1	74.7	74.8	98.9	92.6	103.4	103.6	99.7	140.8
8.5	139.1	108.4	42.0	22.8	51.2	76.2	90.4	66.7	78.0	87.4	90.8	122.1
9.5	100.1	62.3	28.7	15.8	46.0	82.6	86.9	47.2	61.5	78.3	86.1	92.1
10.5	66.8	42.8	19.1	9.3	34.6	88.4	71.1	39.5	46.2	58.1	69.1	72.4
11.5	42.8	27.9	8.0	8.4	26.7	68.9	60.5	30.3	32.9	48.6	54.4	40.8
12.5	25.4	20.1	5.5	3.2	27.6	61.1	45.8	21.3	24.8	46.3	46.5	30.0
13.5	23.4	15.3	1.1	0.9	13.4	52.6	32.8	18.8	21.0	32.5	34.5	23.1
14.5	18.0	8.6	0.0	0.5	15.9	44.8	30.1	12.7	14.3	26.5	27.3	17.4
15.5	12.8	4.6	0.3	0.0	11.7	33.7	21.4	8.6	8.8	17.7	18.7	13.3
16.5	6.0	3.8	0.0	0.0	8.0	29.5	14.2	5.9	6.8	15.1	13.6	10.3
17.5	4.6	2.5	0.5	0.0	6.4	25.8	13.0	4.7	3.8	8.6	11.8	5.3
18.5	3.8	1.9	2.5	0.0	6.3	19.3	7.1	2.0	3.6	5.9	7.4	2.7
19.5	2.0	0.7	1.1	0.0	4.1	12.3	3.9	0.8	3.0	3.7	3.9	2.6
20.5	1.6	0.4	1.1	0.0	3.2	8.6	2.4	0.0	0.9	1.1	2.4	1.6
21.5	0.2	0.2	0.6	0.0	3.5	5.8	1.7	0.4	0.0	0.6	1.9	1.8
22.5	0.2	0.0	0.0	0.0	1.9	3.2	0.2	0.0	0.1	0.1	1.1	0.8
23.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.3	1.6	0.4	0.0	0.0	0.3	0.8	0.3
24.5	0.0	0.1	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0
25.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0

ALLEGATO B – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170 6.0MW



SG 6.0-170 Developer Package

Introduction

The SG 6.0-170 is a new wind turbine of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product series, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

With a new 83m blade, a 6.0 MW generator and an extensive tower portfolio including hub heights such as 100m, 115m, 135m and 165m, the SG 6.0-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

This Developer Package describes the turbine technical specifications and provides preliminary information for the main components and subsystems.

For further information, please contact your regional SGRE Sales Manager.

Technical Specifications

Rotor

Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter.....	170 m
Swept area.....	22,698 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt.....	6 degrees

Blade

Type	Self-supporting
Blade length	83 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation.....	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub.....	Nodular cast iron
Main shaft.....	Forged steel
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover

Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color.....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator

Type.....	Asynchronous, DFIG
-----------	--------------------

Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power .	6.0 MW
Voltage	690 V
Frequency.....	50 Hz or 60 Hz

Yaw System

Type.....	Active
Yaw bearing.....	Externally geared
Yaw drive.....	Electric gear motors
Yaw brake.....	Active friction brake

Controller

Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	SGRE SCADA System

Tower

Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m, site-specific
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data

Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed.....	22 m/s

Weight

Modular approach.....	All modules weight lower than 80 t for transport
-----------------------	---

Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires the completion by the Client of the “Project Climatic Conditions” form.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1 ¹
	1.2	IEC class	-	IIIA
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	7.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.46
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	8
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5
	1.13	Design lifetime	Years	20
Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	37.5
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	52.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	0.11
Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, nominal operation, $T_{max, o}$	Deg.C	35
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H
Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m ³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m ³
	6.3	Concentration of particles	mg/m ³	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/m ³
Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m ²	1000

¹ All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1:2018 Ed4.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds $1/3$ of $(H - D/2)$ where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		

Standard Power Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

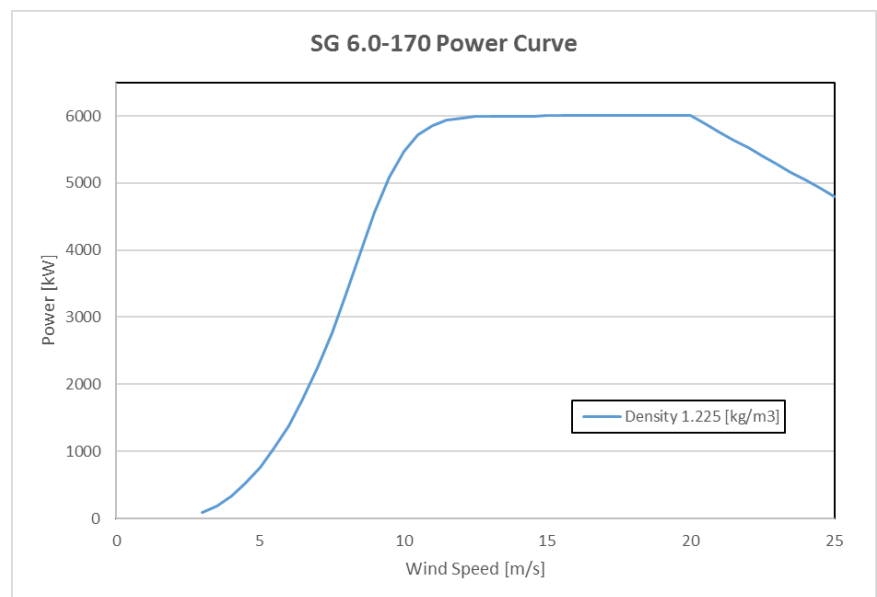
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power [kW] as a function of the wind speed [m/s] horizontal referred to the hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables. The power curve is for the standard version of the turbine.

SG 6.0-170	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	94
3.5	184
4.0	334
4.5	528
5.0	764
5.5	1047
6.0	1383
6.5	1779
7.0	2238
7.5	2763
8.0	3348
8.5	3969
9.0	4570
9.5	5083
10.0	5464
10.5	5712
11.0	5855
11.5	5931
12.0	5969
12.5	5986
13.0	5994
13.5	5997
14.0	5999
14.5	5999
15.0	6000
15.5	6000



16.0	6000
16.5	6000
17.0	6000
17.5	6000
18.0	6000
18.5	6000
19.0	6000
19.5	6000
20.0	6000
20.5	5880
21.0	5760
21.5	5640
22.0	5520
22.5	5400
23.0	5280
23.5	5160
24.0	5040
24.5	4920
25.0	4800

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh]		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Weibull K	1.5	12476	14794	16999	19055	20938	22635	24140	25455	26585	27539	28327
	2.0	11449	14237	17000	19660	22169	24498	26630	28555	30269	31771	33062
	2.5	10362	13381	16500	19590	22555	25334	27893	30219	32312	34178	35823

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m³

Standard Ct Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:

$$Ct = F / (0.5 \cdot ad \cdot w^2 \cdot A)$$

where

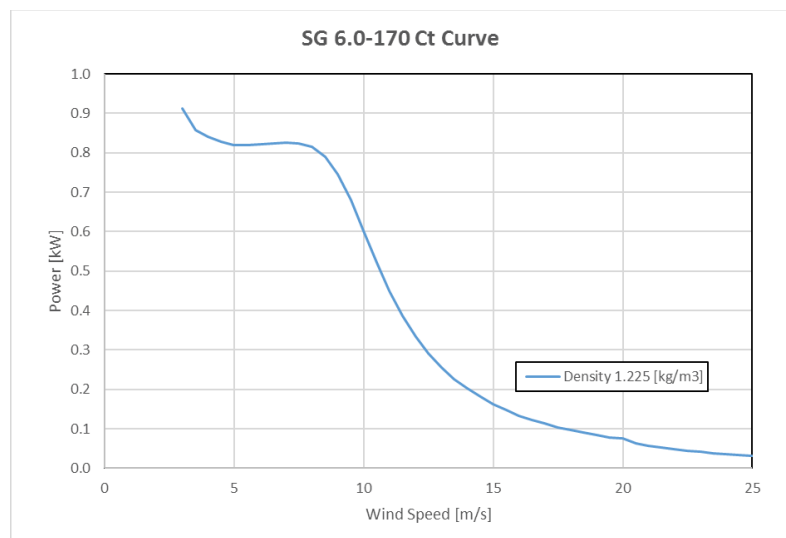
F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

SG 6.0-170	
Wind Speed [m/s]	C _T [-]
3.0	0.913
3.5	0.857
4.0	0.840
4.5	0.827
5.0	0.820
5.5	0.819
6.0	0.821
6.5	0.824
7.0	0.825
7.5	0.824
8.0	0.815
8.5	0.791
9.0	0.745
9.5	0.680
10.0	0.602
10.5	0.522
11.0	0.449
11.5	0.386
12.0	0.334
12.5	0.291
13.0	0.256
13.5	0.226



14.0	0.202
14.5	0.181
15.0	0.163
15.5	0.147
16.0	0.134
16.5	0.123
17.0	0.113
17.5	0.104
18.0	0.097
18.5	0.090
19.0	0.084
19.5	0.079
20.0	0.075
20.5	0.063
21.0	0.058
21.5	0.053
22.0	0.049
22.5	0.045
23.0	0.042
23.5	0.039
24.0	0.036
24.5	0.033
25.0	0.031

Power Curve, Air density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power [kW] as a function of the wind speed [m/s] horizontal referred to the hub height, averaged in ten minutes, for different air densities [kg/m³]. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables. The power curve is for the standard version of the turbine.

P [kW]	Air Density [kg/m3]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
Wind Speed [m/s]									
3.0	94	79	82	85	87	90	93	96	99
3.5	184	150	156	162	169	175	181	187	194
4.0	334	277	287	298	308	318	329	339	350
4.5	528	444	459	475	490	505	520	536	551
5.0	764	649	670	691	712	732	753	774	795
5.5	1047	894	922	949	977	1005	1033	1060	1088
6.0	1383	1185	1221	1257	1293	1329	1365	1401	1437
6.5	1779	1529	1574	1620	1665	1711	1756	1802	1847
7.0	2238	1927	1984	2040	2097	2153	2210	2266	2322
7.5	2763	2383	2452	2521	2590	2659	2728	2797	2866
8.0	3348	2892	2976	3059	3142	3225	3307	3389	3471
8.5	3969	3442	3540	3637	3734	3829	3923	4015	4105
9.0	4570	4001	4112	4220	4325	4426	4523	4616	4704
9.5	5083	4533	4648	4757	4859	4954	5042	5122	5197
10.0	5464	4995	5103	5200	5287	5365	5433	5493	5547
10.5	5712	5359	5449	5525	5589	5645	5691	5730	5764
11.0	5855	5619	5685	5737	5780	5815	5843	5866	5885
11.5	5931	5787	5831	5863	5889	5909	5924	5937	5947
12.0	5969	5888	5913	5932	5946	5957	5965	5971	5976
12.5	5986	5943	5958	5968	5975	5980	5984	5987	5990
13.0	5994	5972	5980	5985	5989	5991	5993	5994	5996
13.5	5997	5987	5991	5993	5995	5996	5997	5998	5998
14.0	5999	5994	5996	5997	5998	5998	5999	5999	5999

14.5	5999	5997	5998	5999	5999	5999	5999	6000	6000
15.0	6000	5999	5999	5999	6000	6000	6000	6000	6000
15.5	6000	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.5	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880
21.0	5760	5760	5760	5760	5760	5760	5760	5760	5760
21.5	5640	5640	5640	5640	5640	5640	5640	5640	5640
22.0	5520	5520	5520	5520	5520	5520	5520	5520	5520
22.5	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400	5400
23.0	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280
23.5	5160	5160	5160	5160	5160	5160	5160	5160	5160
24.0	5040	5040	5040	5040	5040	5040	5040	5040	5040
24.5	4920	4920	4920	4920	4920	4920	4920	4920	4920
25.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh] @ k=2		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Density [kg/m³]	1.06	10108	12709	15336	17910	20375	22693	24839	26799	28561	30120	31473
	1.09	10364	13005	15663	18257	20734	23057	25203	27158	28913	30461	31803
	1.12	10614	13293	15977	18590	21077	23403	25548	27497	29243	30781	32111
	1.15	10859	13572	16281	18910	21405	23733	25875	27818	29555	31083	32401
	1.18	11099	13843	16575	19218	21719	24049	26187	28123	29851	31369	32676
	1.21	11333	14107	16860	19515	22022	24351	26484	28413	30132	31640	32936
	1.225	11449	14237	17000	19660	22169	24498	26630	28555	30269	31771	33062
	1.24	11563	14365	17136	19802	22313	24641	26770	28692	30402	31899	33184
	1.27	11789	14617	17406	20081	22596	24922	27046	28960	30660	32147	33421

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height and for different air densities considering a Rayleigh wind speed distribution.

Ct Curve, Air Density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The calculated Ct curve data are valid for air densities as stated below, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

C_T [-]	Air Density [kg/m³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
Wind Speed [m/s]									
3.0	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913
3.5	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857
4.0	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840
4.5	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.828
5.0	0.820	0.817	0.818	0.818	0.819	0.819	0.819	0.820	0.820
5.5	0.819	0.816	0.817	0.817	0.818	0.818	0.819	0.819	0.820
6.0	0.821	0.819	0.820	0.820	0.821	0.821	0.821	0.822	0.822
6.5	0.824	0.822	0.823	0.823	0.823	0.824	0.824	0.824	0.824
7.0	0.825	0.824	0.824	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.826
7.5	0.824	0.823	0.823	0.823	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
8.0	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814
8.5	0.791	0.793	0.793	0.793	0.793	0.792	0.791	0.790	0.788
9.0	0.745	0.756	0.755	0.754	0.752	0.750	0.747	0.743	0.739
9.5	0.680	0.703	0.701	0.698	0.694	0.689	0.683	0.676	0.668
10.0	0.602	0.640	0.636	0.631	0.624	0.616	0.606	0.596	0.586
10.5	0.522	0.573	0.566	0.558	0.548	0.538	0.528	0.516	0.505
11.0	0.449	0.506	0.497	0.487	0.476	0.466	0.454	0.443	0.433
11.5	0.386	0.443	0.433	0.423	0.412	0.402	0.391	0.381	0.371
12.0	0.334	0.387	0.377	0.367	0.357	0.348	0.339	0.330	0.321
12.5	0.291	0.339	0.329	0.320	0.311	0.303	0.295	0.287	0.280
13.0	0.256	0.298	0.289	0.281	0.273	0.266	0.259	0.252	0.246
13.5	0.226	0.263	0.256	0.249	0.242	0.235	0.229	0.223	0.218
14.0	0.202	0.234	0.227	0.221	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194
14.5	0.181	0.209	0.203	0.198	0.193	0.188	0.183	0.178	0.174

15.0	0.163	0.188	0.183	0.178	0.173	0.169	0.165	0.161	0.157
15.5	0.147	0.170	0.165	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.142
16.0	0.134	0.154	0.150	0.146	0.142	0.139	0.136	0.132	0.129
16.5	0.123	0.141	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118
17.0	0.113	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.114	0.111	0.109
17.5	0.104	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101
18.0	0.097	0.111	0.108	0.105	0.102	0.100	0.098	0.095	0.093
18.5	0.090	0.103	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087
19.0	0.084	0.097	0.094	0.092	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082
19.5	0.079	0.091	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.077
20.0	0.075	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072
20.5	0.063	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.0	0.058	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056
21.5	0.053	0.061	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052
22.0	0.049	0.056	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
22.5	0.045	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
23.0	0.042	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041
23.5	0.039	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038
24.0	0.036	0.040	0.040	0.039	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035
24.5	0.033	0.037	0.037	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032
25.0	0.031	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031	0.031	0.030

Standard Acoustic Emission

Noise Level (LW): Values reported correspond to the average estimated Sound Power Level emitted by the WTG at hub height, called LW in TS IEC-61400-14. LW values are expressed in dB(A). To obtain LWd value, as defined in IEC-61400-14, it must be applied a 2 dB increase to LW.

dB(A): LW is expressed in decibels applying the “A” filter as required by IEC.

Noise generated at standard power operation mode LW is **105.0 dB(A)**. Noise values for different wind speed at hub height are presented in the following table:

SG 6.0-170	
Wind Speed [m/s]	LW [dB(A)]
3,0	92,2
3,5	92,2
4,0	92,2
4,5	92,2
5,0	92,5
5,5	95,0
6,0	97,2
6,5	99,2
7,0	101,0
7,5	102,7
8,0	104,2
8,5	105,0
9,0	105,0
9,5	105,0
10,0	105,0
10,5	105,0
11,0	105,0
11,5	105,0
12,0	105,0
12,5	105,0
13,0	105,0
Up to cut-out	105,0

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.