



REGIONE MOLISE



CITTA' METROPOLITANA  
DI CAMPOBASSO



COMUNE di  
GUGLIONESI



COMUNE di  
LARINO

# PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO COMPOSTO DA 8 AEROGENERATORI DA 6.0 MW PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 48 MW SITO NEL COMUNE DI GUGLIONESI (CB) CON OPERE DI CONNESSIONE IN LARINO (CB)



Proponente



**GRV SOLAR CAMPOBASSO 4 S.r.l.**  
via Durini, 9 - 20122 Milano  
grvsolarcampobasso4@legalmail.it

Progettazione



*Viale Michelangelo, 71*  
*80129 Napoli*  
*TEL.081 579 7998*  
*mail: tecnico.inse@gmail.com*

Amm. Francesco Di Maso  
Ing. Nicola Galdiero  
Ing. Pasquale Esposito

Collaboratori:  
Geol. V.E. Iervolino  
Dott. A. Ianiro  
Ing. V. Triunfo  
Arch. C. Gaudiero  
Geom. F. Malafarina  
Arch. M. Mauro  
Ing. F. Quarto  
Arch. Mariangela Perillo

Collaboratori:  
Ing. Roberto Sauro



Elaborato

Nome Elaborato:

## ANALISI DI PRODUCIBILITA'

00	Settembre 2022	PRIMA EMISSIONE	Ing. Sauro	Ing. Sauro	GRV Solar Campobasso 4 srl
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:	--				
Formato:	A4	Codice Pratica	<b>S269</b>	Codice Elaborato	<b>AS269-SI15-R</b>

**INDICE DELLE REVISIONI**

<b>VERSIONE</b>	<b>DATA</b>	<b>CODICE</b>
1	Settembre 2022	R20220916_EPR_V1

## INDICE

EXECUTIVE SUMMARY .....	4
1. DESCRIZIONE DEL SITO .....	5
2. ANEMOLOGIA .....	7
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 TDM VIRTUALI GU2 e GU6 .....	22
ALLEGATO B – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170 6.0MW ..	24

## EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico Guglionesi e ne rappresenta lo studio di producibilità. Il Parco Eolico è ubicato nel comune di **Guglionesi** con opere di connessione nel comune di Larino, in Molise. Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori modello Siemens Gamesa SG170 di potenza nominale 6 MW per una potenza complessiva del parco eolico di 48 MW. L'altezza delle torri al mozzo (HUB) è di 115 m con un diametro del rotore 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 agosto 2012 e 31 luglio 2022 estrapolati ad altezza mozzo di 115 m in corrispondenza delle WTG GU2 e WTG GU6 di sito (TDM Virtuali).

Nell'ambito dello studio si è approfondito altresì l'orografia del sito da cui non si sono riscontrate criticità di nota.

La Stima di Produzione Energetica P50 per la wind farm di potenza nominale totale di 48 MW è stata calcolata in 142,5 GWh/anno, pari a 2969 Ore Equivalenti annue.

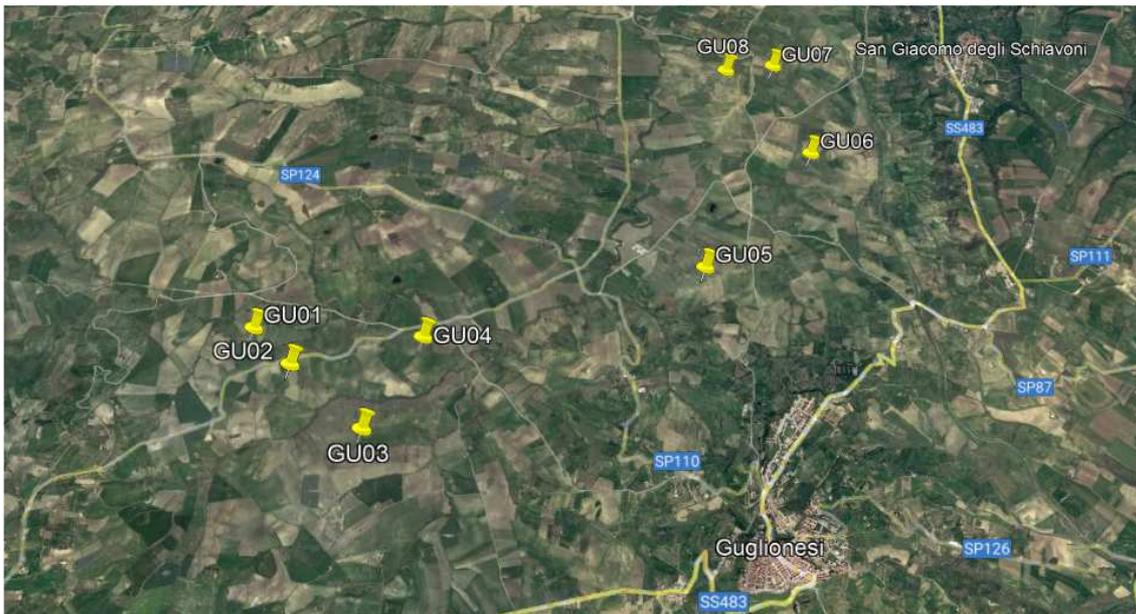
## 1. DESCRIZIONE DEL SITO

Il proposto progetto eolico si colloca in un sito nel comune di **Guglionesi** in un'area estesa a nord di SS483 a collegare le località Termoli-San Giacomo degli Schiavoni-Guglionesi-Montecilfone (come da **Figura 1**). Il capoluogo di provincia Campobasso è a circa 45km a sudovest rispetto al sito.



**Figura 1 – Ubicazione di wind farm Guglionesi**

Il layout di wind farm prevede 8 posizioni di WTG, come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth 2022. La zona in particolare è caratterizzata da un'area con lievi pendenze e altezze di base turbina comprese tra circa 90 m e 150 m slm circa, con superfici coperte prevalentemente da coltivazioni di foraggio, cereali e alberature sparse di bassa altezza. 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 Guglionesi su Google Earth Map**

## 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 agosto 2012 e 31 luglio 2022 estrapolati ad altezza mozzo turbina di 115 m in corrispondenza delle WTG GU2 e WTG GU6 di sito (TDM Virtuali).

In dettaglio:

- a) In una fase pre-screening si sono valutati tutti i punti di sito corrispondenti alle otto WTG estrapolando da piattaforma 3tier dati Long-Term di Rianalisi ERA5 ad altezza 115 m
- b) Da questo pre-screening e in considerazione dell'orografia si sono individuate le TDM Virtuali corrispondenti alle posizioni di WTG GU2 e WTG GU6 come le più idonee nella rappresentazione rispettivamente del gruppo sudovest (WTG GU1-2-3-4) e gruppo nordest (WTG GU5-6-7-8), da cui la modellizzazione nei passi successivi sarà basata sull'estrapolazione di dati Long-Term di Rianalisi ERA5 ad altezza 115 m sopra il piano campagna (ovvero altezza mozzo WTG) a queste due posizioni come da **Tabella 1** che segue.

TDM Virtuale	UTM wgs84 33T Est (m)	UTM wgs84 33T Nord (m)	Altezza base (m)	Altezza TDM (m)
GU2	488546	4641890	147	115
GU6	493639	4644274	88	115

**Tabella 1 – TDM Virtuali dati Rianalisi ERA5**

- c) A titolo di riferimento si indicano in **Tabella 2** seguente le statistiche principali relative ai 10 anni di dati in forma aggregata per mese per la TDM Virtuale GU2.

Mese	Vmedia	Vmax	Std.Dev.	Weibull k	Weibull c
	(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
Gen	7,65	25,55	4,51	1,763	8,609
Feb	8,03	25,41	4,63	1,817	9,059
Mar	7,71	24,37	4,35	1,859	8,703
Apr	6,65	21,14	3,83	1,829	7,511
Mag	6,27	20,53	3,50	1,884	7,081
Giu	5,79	20,18	3,28	1,867	6,543
Lug	5,37	20,75	3,14	1,808	6,066
Ago	5,52	17,25	3,09	1,885	6,238
Set	5,91	16,87	3,30	1,880	6,666
Ott	5,98	23,09	3,97	1,586	6,695
Nov	6,53	21,05	4,16	1,627	7,309
Dic	7,23	24,51	4,89	1,516	8,036

Tabella 2 – Dati aggregati mensili Rianalisi ERA5 Ago2012-Lug2022 da TDM Virtuale GU2 a 115m

d) Dall'elaborazione del dataset decennale Agosto2012-Luglio2022 si è riscontrato per il sito una rosa dei venti con prevalenze da nordovest e sudovest con velocità medie long-term nel range circa 6.5 m/s per le TDM Virtuali GU2 e GU6. Si mostrano in **Figura 5** e **Figura 6** i TAB file in WASP format rispettivamente delle TDM Virtuali GU2 e GU6, 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. I medesimi TAB file in formato tabellare sono riproposti in **Allegato A**.

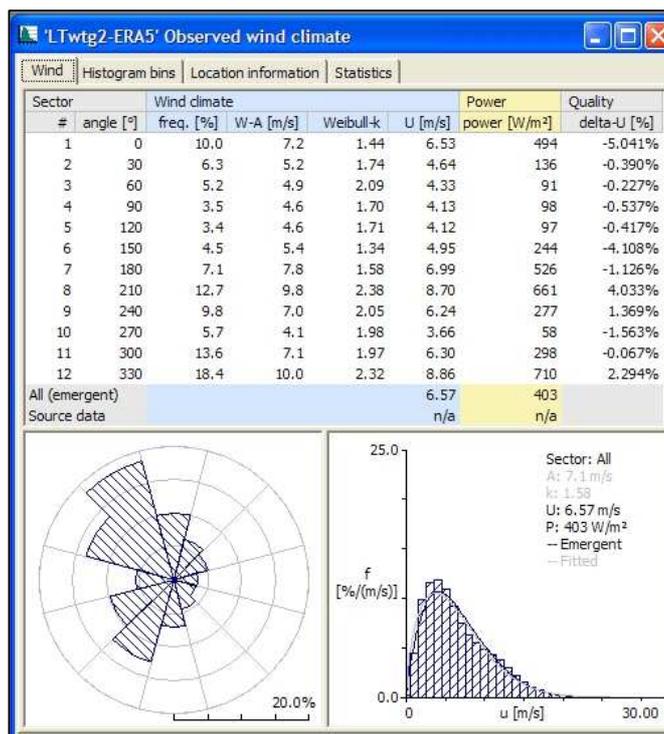


Figura 5 –TAB file di WAsP Rianalisi ERA5 Ago2012-Lug2022 da TDM Virtuale GU2

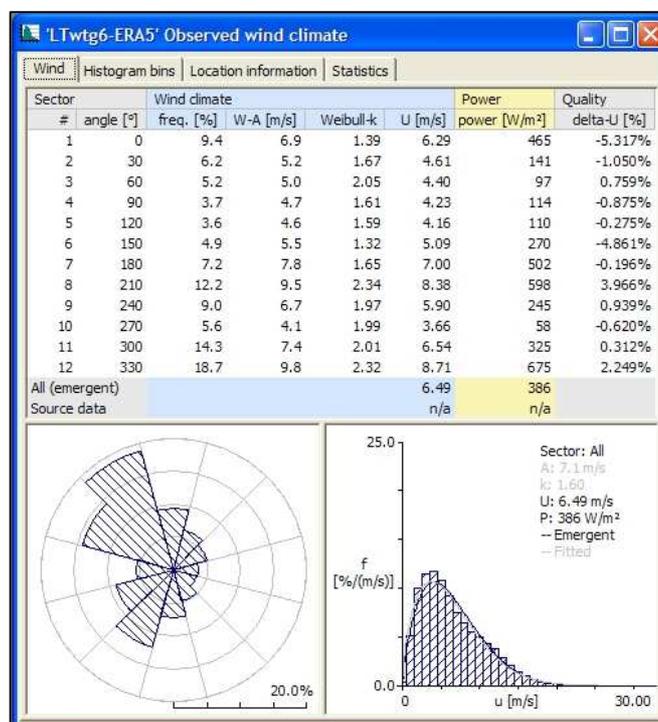
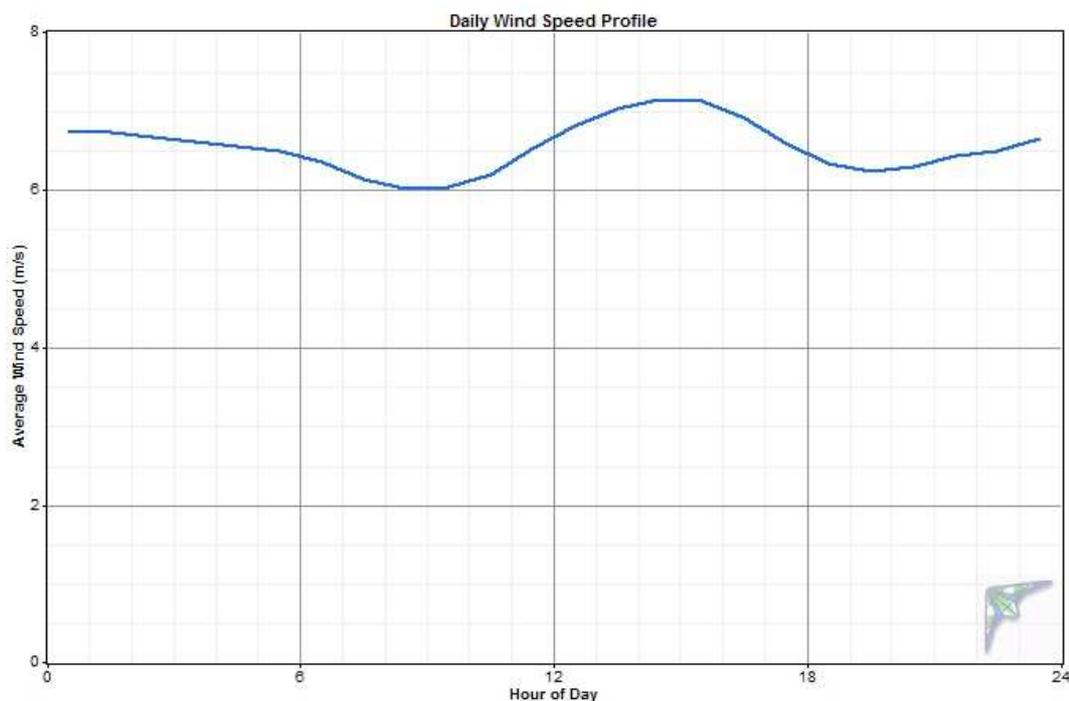


Figura 6 –TAB file di WAsP Rianalisi ERA5 Ago2012-Lug2022 da TDM Virtuale GU6

- 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 GU2 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 17:00 (**Figura 7**), 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 prime ore del mattino tra le ore 7:00 e le ore 10:00.



**Figura 7 – Profilo velocità medie nelle 24h di TDM Virtuale GU2 a 115 m**

- f) Il trend di ventosità stagionale, riprendendo dai dati di Tabella 2, è graficamente rappresentato in **Figura 8**, dove si evidenzia una più elevata ventosità e conseguentemente produzione energetica nel periodo Dicembre-Aprile.



**Figura 8 –Profilo velocità medie mensili di TDM Virtuale GU2 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 33T Est	UTM wgs84 33T Nord	Altezza base (m)
GU01	488157	4642284	136
GU02	488546	4641890	146
GU03	489268	4641235	137
GU04	489758	4642171	116
GU05	492460	4642886	129
GU06	493639	4644274	89
GU07	493343	4645425	114
GU08	492830	4645352	135

**Tabella 3 – WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi**

- b) Da una visione di insieme dell'orografia di sito (**Figura 9**) non si segnalano rilievi di una certa entità tali da considerarsi come critici per il sito.

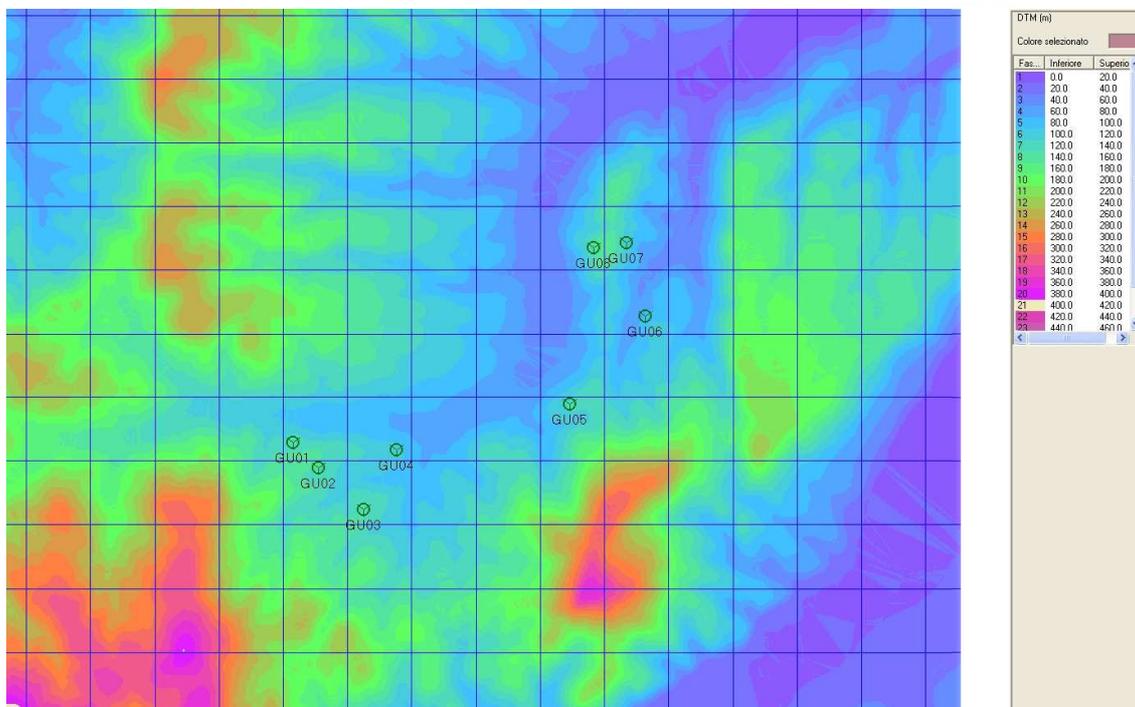


Figura 9 – WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su DTM di altimetria

- c) Dal punto di vista delle pendenze (**Figura 10**) tutte le WTG di layout si presentano in terreno relativamente semplice e non critico per l'installazione delle WTG secondo i criteri IEC.

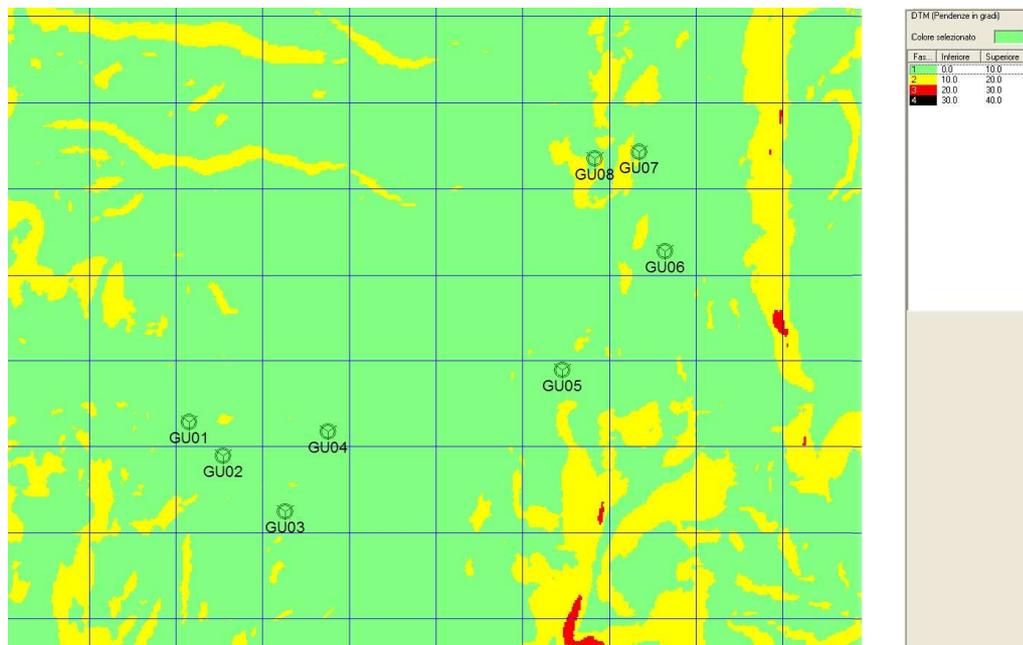


Figura 10 – WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su DTM di clisimetria

- d) Dal punto di vista interdistanze tra WTG non si rilevano criticità di nota. In particolare, in **Figura 11** e considerando il modello WTG con diametro rotore 170m si mostrano le interdistanze 3D ritenute il tipico minimo progettuale. Per promemoria la griglia della mappa è con passo planimetrico 1000m.
- e) In area limitrofa al parco oggetto di questo studio ad oggi non si rilevano altri parchi eolici esistenti ed operativi. Non si sono considerati eventuali parchi eolici in via di pianificazione e/o non autorizzati o eventuali mini/micro WTG isolate che per caratteristiche dimensionali non avranno effetto sul parco oggetto di studio.

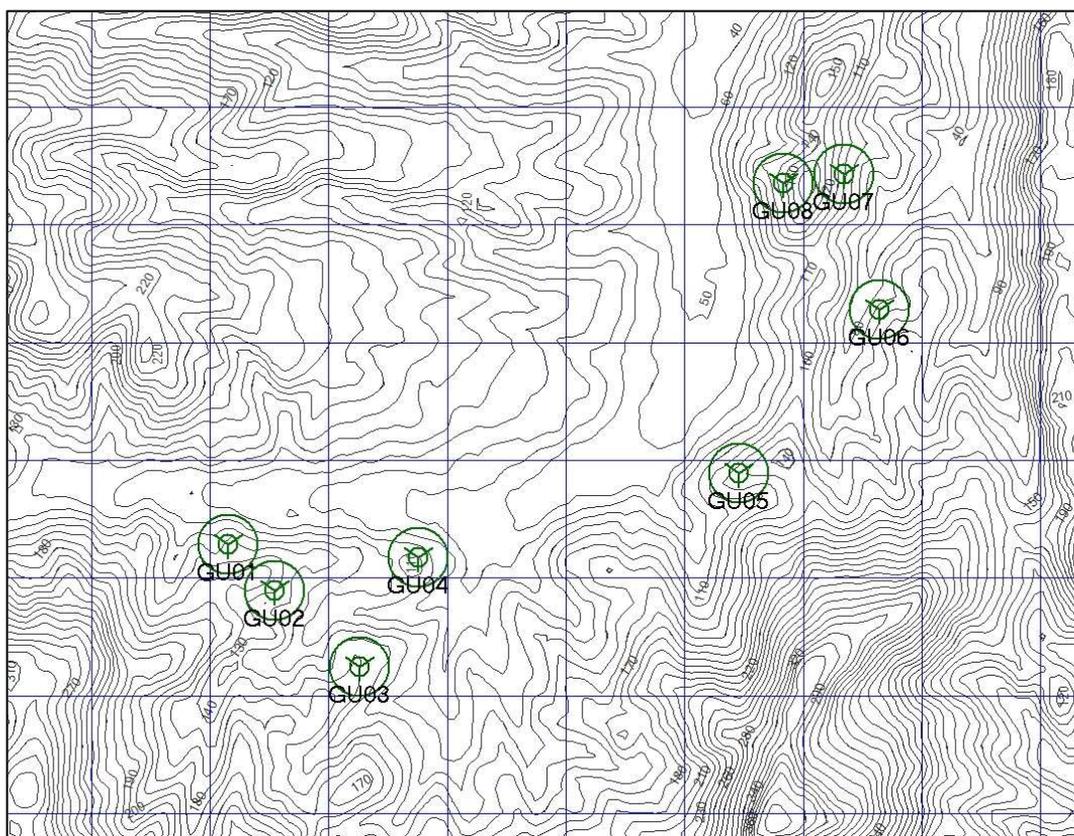


Figura 10 – Interdistanze 3D WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su mappa isoipse

#### 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
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**

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

## 5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE VIRTUALE A WTG

Combinando gli esiti derivati dallo studio anemologico (Sezione 2), dell'orografia di sito (Sezione 3) e del modello WTG (Sezione 4), il software WAsP è stato adottato per estrapolare il regime di ventosità alle otto WTG di progetto ad altezza 115 m sopra piano campagna adottando la TDM Virtuale GU2 per predire la ventosità del gruppo di WTG GU1-2-3-4 e la TDM Virtuale GU6 per il gruppo di WTG GU5-6-7-8.

I risultati individuali di Velocità media annuale "free stream" P50 sono indicati nella **Tabella 5** seguente per ciascuna WTG.

ID Turbina	UTM wgs84 33T Est (m)	UTM wgs84 33T Nord (m)	Velocità media del vento libero (m/s)
GU01	488157	4642284	6,38
GU02	488546	4641890	6,54
GU03	489258	4641241	6,61
GU04	489758	4642171	6,53
GU05	492460	4642886	6,81
GU06	493639	4644274	6,46
GU07	493343	4645425	6,94
GU08	492830	4645352	6,94

**Tabella 5 – Velocità media annuale P50 del vento libero WTG Guglionesi**

## 6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term agli otto punti WTG del Lay-Out è stata dunque integrata 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.

<b>Numero di WTG</b>	<b>8</b>	
<b>Potenza Nominale totale sito</b>	<b>48,0</b>	<b>MW</b>
Efficienza di Scia	97,48	%
Efficienza elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BOP	99,0	%
Degradazione pale	99,5	%
Fermo Utility	100,0	%
Variazione curva di potenza	98,8	%
Isteresi ad alti venti	99,7	%
Sector Management	100,0	%
<b>Produzione energetica annua netta stimata</b>	<b>142,5</b>	<b>GWh/anno</b>
<b>Fattore di capacità stimato</b>	<b>33,9</b>	<b>%</b>
<b>Ore Equivalenti annue stimate</b>	<b>2969</b>	<b>He/anno</b>

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

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 (He/anno)
GU01	6,38	17032	2839
GU02	6,54	16731	2789
GU03	6,61	17586	2931
GU04	6,53	17348	2891
GU05	6,81	18784	3131
GU06	6,46	17016	2836
GU07	6,94	18970	3162
GU08	6,94	19067	3178

**Tabella 7 – Quadro sintetico Stima di Produzione annua P50 di WTG wind farm Guglionesi**

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 e quindi in una fase più avanzata del progetto medesimo.

**ALLEGATO A – TAB FILE DI WASP LONG TERM TDM VIRTUALI GU2 e GU6**

## LTwtg2-ERA5.tab

41.93 14.86 115.00

12 1 0

	9.975	6.298	5.191	3.464	3.407	4.466	7.089	12.692	9.783	5.677	13.550	18.407
0.5	0.4	1.1	1.8	0.3	2.0	1.0	1.6	0.4	0.8	2.2	0.6	0.7
1.5	34.9	48.5	53.4	87.6	90.7	82.8	50.5	31.1	42.3	76.6	35.4	25.3
2.5	71.8	110.3	130.3	165.7	190.9	153.3	115.6	67.9	105.3	204.8	86.1	46.3
3.5	99.3	165.4	181.6	199.9	171.1	160.9	109.6	74.3	111.5	229.3	109.5	58.8
4.5	124.6	203.0	207.7	170.3	170.5	134.9	103.3	67.2	104.8	199.0	112.1	67.0
5.5	124.8	196.6	175.4	148.6	133.9	118.0	89.5	65.7	102.6	127.2	112.8	72.3
6.5	116.0	121.4	124.6	96.2	96.8	89.4	71.8	64.9	97.8	79.8	111.2	72.7
7.5	94.9	66.5	65.7	59.3	56.3	59.3	61.0	64.5	92.2	42.6	98.9	76.2
8.5	73.8	33.3	29.6	30.3	41.2	45.2	50.4	68.3	86.8	23.1	81.3	79.8
9.5	54.3	17.0	9.4	13.2	22.8	29.2	49.9	71.5	89.8	9.5	68.6	78.5
10.5	35.1	7.6	6.6	6.6	7.0	33.0	44.6	75.0	60.8	4.2	59.2	81.4
11.5	27.0	6.0	4.6	4.6	5.4	21.2	43.3	86.3	41.5	1.0	49.1	74.8
12.5	24.4	5.6	2.9	3.9	3.0	18.4	51.2	77.2	30.7	0.4	33.7	70.5
13.5	22.3	4.3	2.8	3.3	2.7	14.8	45.9	65.0	16.2	0.2	18.9	55.4
14.5	20.3	3.1	2.0	5.6	2.7	13.6	35.4	47.1	8.0	0.0	10.2	45.0
15.5	19.2	2.9	0.9	3.6	0.7	6.7	27.7	28.6	4.0	0.2	5.0	31.9
16.5	15.0	2.0	0.7	1.0	0.0	5.6	20.1	17.0	2.1	0.0	2.4	22.8
17.5	11.5	2.0	0.0	0.0	1.7	6.9	12.9	10.3	1.0	0.0	1.7	16.3
18.5	8.0	1.3	0.0	0.0	0.3	2.6	8.4	6.7	0.5	0.0	0.9	10.3
19.5	6.7	0.7	0.0	0.0	0.3	1.8	3.7	4.9	0.6	0.0	0.9	6.3
20.5	4.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	2.6	0.2	0.0	1.0	3.5
21.5	5.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	1.7	0.4	0.0	0.4	1.9
22.5	4.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.6	0.5	0.0	0.0	0.2	1.5
23.5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.4
24.5	0.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.2
25.5	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1

## LTwtg6-ERA5.tab

41.95 14.92 115.00

12 1 0

	9.386	6.201	5.241	3.679	3.561	4.861	7.196	12.173	9.011	5.633	14.320	18.737
0.5	1.7	2.2	2.0	2.2	3.2	2.6	2.7	1.3	1.3	3.2	1.3	1.0
1.5	43.9	53.6	65.9	95.8	112.4	86.6	57.1	36.8	48.0	86.3	38.6	26.5
2.5	79.7	118.5	137.1	166.5	177.1	151.4	113.8	71.6	116.7	206.0	77.3	45.1
3.5	105.1	166.7	168.7	184.2	171.4	148.4	104.0	76.0	122.3	215.5	101.0	60.6
4.5	131.3	200.0	187.4	161.6	159.2	126.0	102.9	69.5	110.0	206.8	101.2	67.8
5.5	128.7	178.1	177.0	128.0	130.3	117.9	83.6	65.0	107.0	128.2	110.1	73.7
6.5	109.8	120.0	118.4	99.6	94.8	80.3	73.4	68.5	97.9	71.5	109.1	77.4
7.5	91.1	58.7	70.1	66.0	53.6	58.7	55.8	70.1	89.1	45.3	98.6	78.2
8.5	66.0	39.0	37.0	45.9	34.6	45.1	52.0	68.5	90.6	20.9	87.2	80.3
9.5	47.4	23.2	15.5	16.1	28.5	34.3	50.3	75.0	77.1	10.2	71.2	81.0
10.5	29.7	8.1	6.1	8.7	12.2	38.0	51.4	79.5	52.7	3.0	65.7	81.5
11.5	27.0	6.1	3.9	4.1	5.8	24.0	50.9	85.8	35.7	1.8	51.0	76.6
12.5	22.7	5.7	3.5	5.6	5.4	22.8	55.4	74.2	26.0	0.8	38.0	68.6
13.5	23.5	5.0	2.2	4.0	4.5	19.7	44.7	60.0	12.3	0.0	24.1	53.4
14.5	21.5	4.2	2.8	3.4	1.3	17.4	39.8	39.3	6.1	0.0	11.2	41.6
15.5	18.5	2.9	0.9	4.0	1.9	8.0	22.7	24.2	3.0	0.0	5.0	30.1
16.5	14.2	2.2	1.3	3.4	1.6	7.3	17.6	13.9	2.0	0.4	3.0	20.4
17.5	10.6	2.2	0.2	0.9	0.0	5.4	11.7	7.7	0.6	0.0	2.7	15.0
18.5	6.7	1.1	0.0	0.0	1.3	3.3	5.4	6.2	0.5	0.0	0.9	10.0
19.5	5.5	1.1	0.0	0.0	0.9	1.6	2.5	3.1	0.5	0.0	1.0	5.0
20.5	5.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.0	0.5	0.0	1.2	2.7
21.5	5.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	0.7	0.0	0.0	0.4	2.0
22.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.2	0.5	0.0	0.0	0.2	0.7
23.5	0.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.1	0.4
24.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.2
25.5	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1

**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 <sup>2</sup>
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 <sup>1</sup>
	1.2	IEC class	-	IIIA
	1.3	Mean air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	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, $\alpha$	-	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, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	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, $\alpha$	-	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 <sup>3</sup>	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m <sup>3</sup>
	6.3	Concentration of particles	mg/m <sup>3</sup>	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/m <sup>3</sup>
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 <sup>2</sup>	1000

<sup>1</sup> 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/m<sup>3</sup>

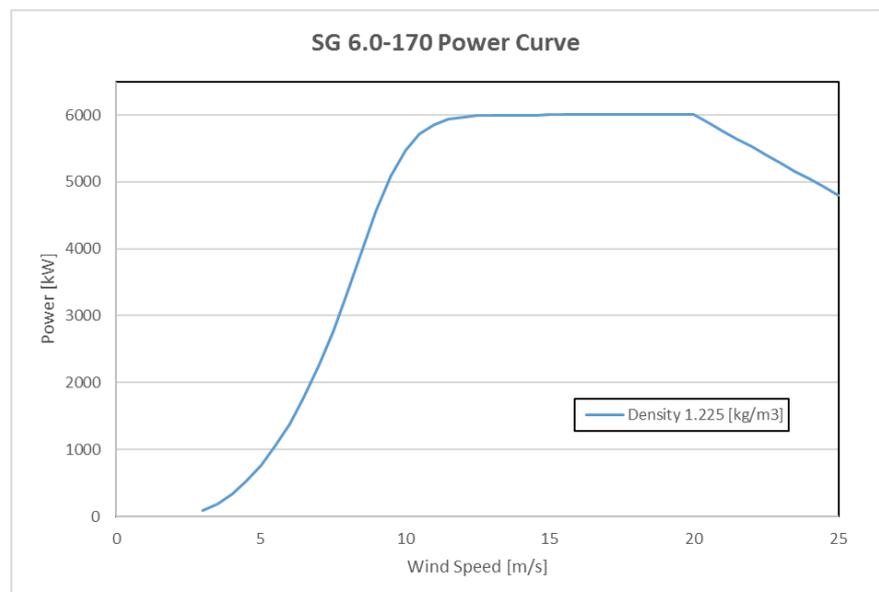
Validity range:

<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ 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/m<sup>3</sup>. 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.

<b>AEP [MWh]</b>		<b>Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height</b>										
		<b>5.0</b>	<b>5.5</b>	<b>6.0</b>	<b>6.5</b>	<b>7.0</b>	<b>7.5</b>	<b>8.0</b>	<b>8.5</b>	<b>9.0</b>	<b>9.5</b>	<b>10.0</b>
<b>Weibull K</b>	<b>1.5</b>	12476	14794	16999	19055	20938	22635	24140	25455	26585	27539	28327
	<b>2.0</b>	11449	14237	17000	19660	22169	24498	26630	28555	30269	31771	33062
	<b>2.5</b>	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/m<sup>3</sup>

## Standard Ct Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

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

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

where

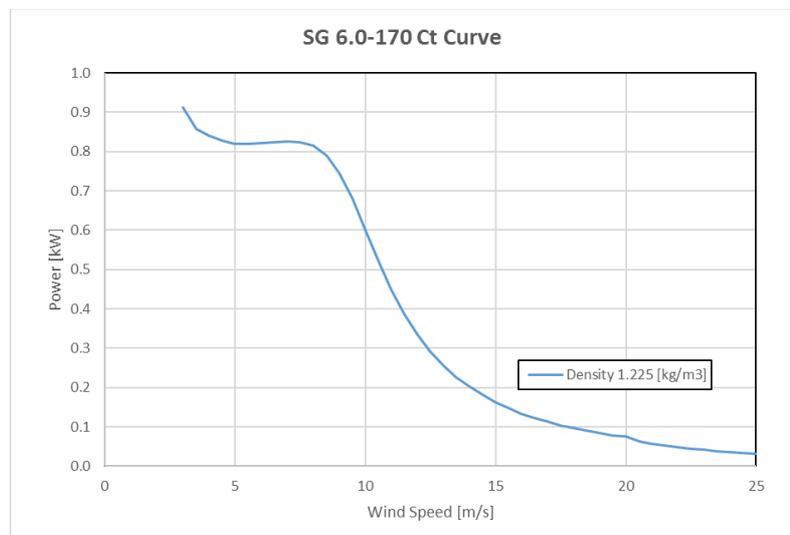
F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m<sup>3</sup>]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m<sup>2</sup>]

SG 6.0-170	
Wind Speed [m/s]	C <sub>T</sub> [-]
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/m<sup>3</sup>

Validity range:

<b>Wind Shear (10min average)</b>	≤ 0.3
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow β [°]</b>	-2° ≤ β ≤ +2°
<b>Grid frequency [Hz]</b>	± 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/m<sup>3</sup>]. 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.

<b>P [kW]</b>	<b>Air Density [kg/m3]</b>								
	<b>1.225</b>	<b>1.06</b>	<b>1.09</b>	<b>1.12</b>	<b>1.15</b>	<b>1.18</b>	<b>1.21</b>	<b>1.24</b>	<b>1.27</b>
<b>Wind Speed [m/s]</b>									
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
<b>Density [kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>1.06</b>	10108	12709	15336	17910	20375	22693	24839	26799	28561	30120	31473
	<b>1.09</b>	10364	13005	15663	18257	20734	23057	25203	27158	28913	30461	31803
	<b>1.12</b>	10614	13293	15977	18590	21077	23403	25548	27497	29243	30781	32111
	<b>1.15</b>	10859	13572	16281	18910	21405	23733	25875	27818	29555	31083	32401
	<b>1.18</b>	11099	13843	16575	19218	21719	24049	26187	28123	29851	31369	32676
	<b>1.21</b>	11333	14107	16860	19515	22022	24351	26484	28413	30132	31640	32936
	<b>1.225</b>	11449	14237	17000	19660	22169	24498	26630	28555	30269	31771	33062
	<b>1.24</b>	11563	14365	17136	19802	22313	24641	26770	28692	30402	31899	33184
	<b>1.27</b>	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/m<sup>3</sup>  
Validity range:

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

<b>C<sub>T</sub> [-]</b>	<b>Air Density [kg/m<sup>3</sup>]</b>								
	<b>1.225</b>	<b>1.06</b>	<b>1.09</b>	<b>1.12</b>	<b>1.15</b>	<b>1.18</b>	<b>1.21</b>	<b>1.24</b>	<b>1.27</b>
<b>Wind Speed [m/s]</b>									
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.