



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



**RE-INVEST**  
di ROBERTO SAURO  
Cod. Fisc. SRA RB175E161531T  
Partita IVA 03810330237

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: | <b>A4</b>      | 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.

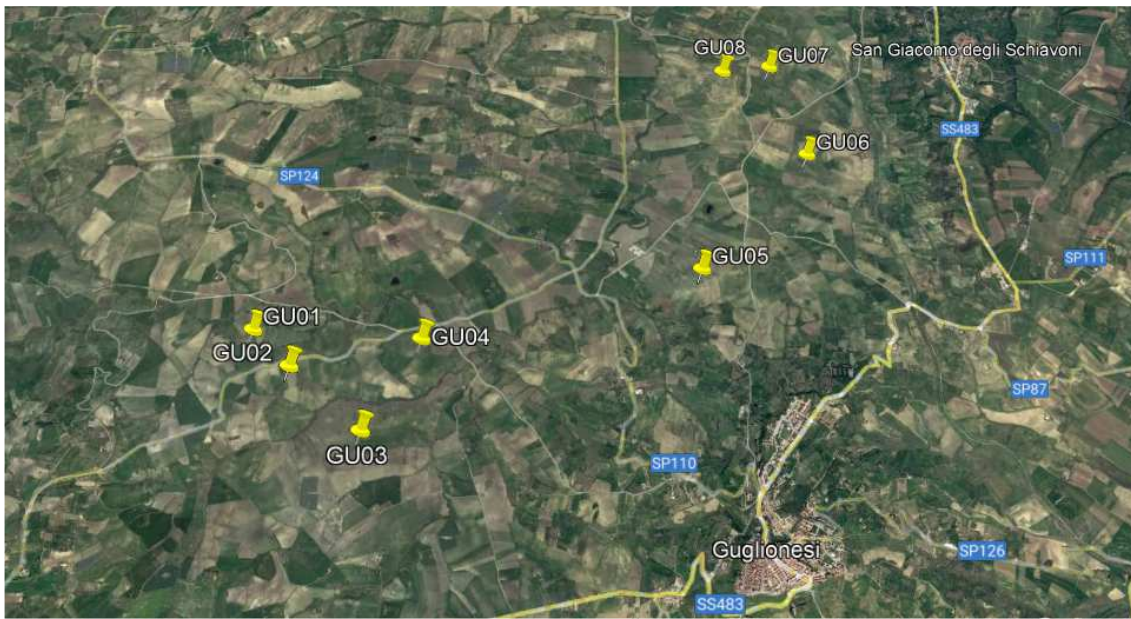


Figura 2 – Lay-Out wind farm Guglionesi su Google Earth Map

## 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<br>k | Weibull<br>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**.



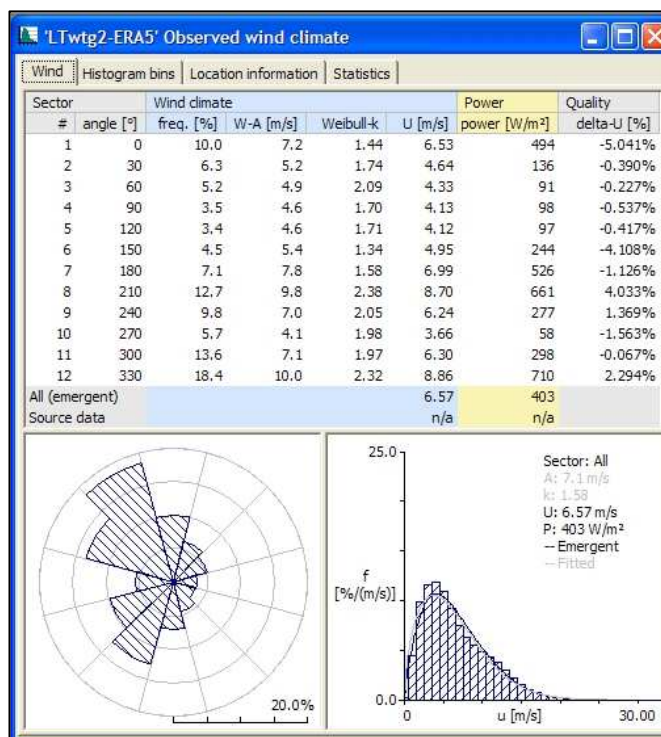


Figura 5 –TAB file di WAsP Rianalisi ERA5 Ago2012-Lug2022 da TDM Virtuale GU2

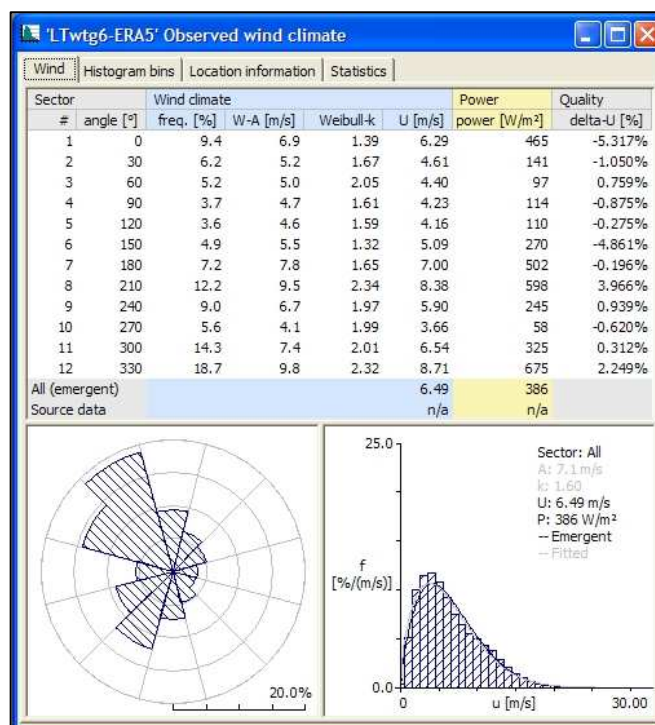
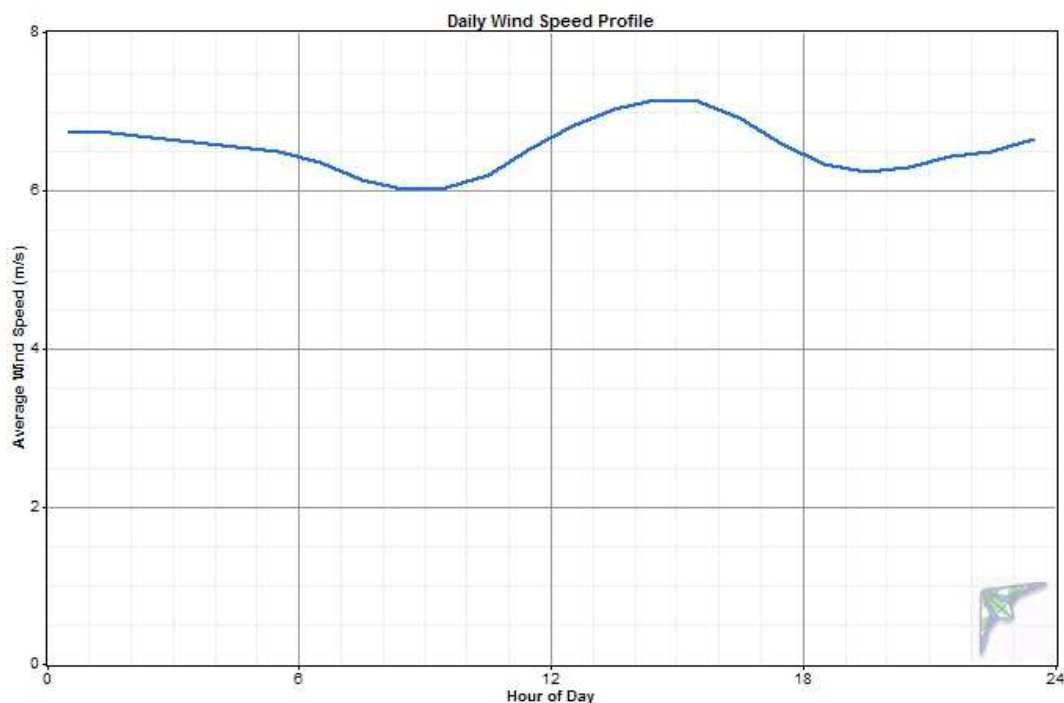


Figura 6 –TAB file di WAsP Rianalisi ERA5 Ago2012-Lug2022 da TDM Virtuale GU6

- 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.

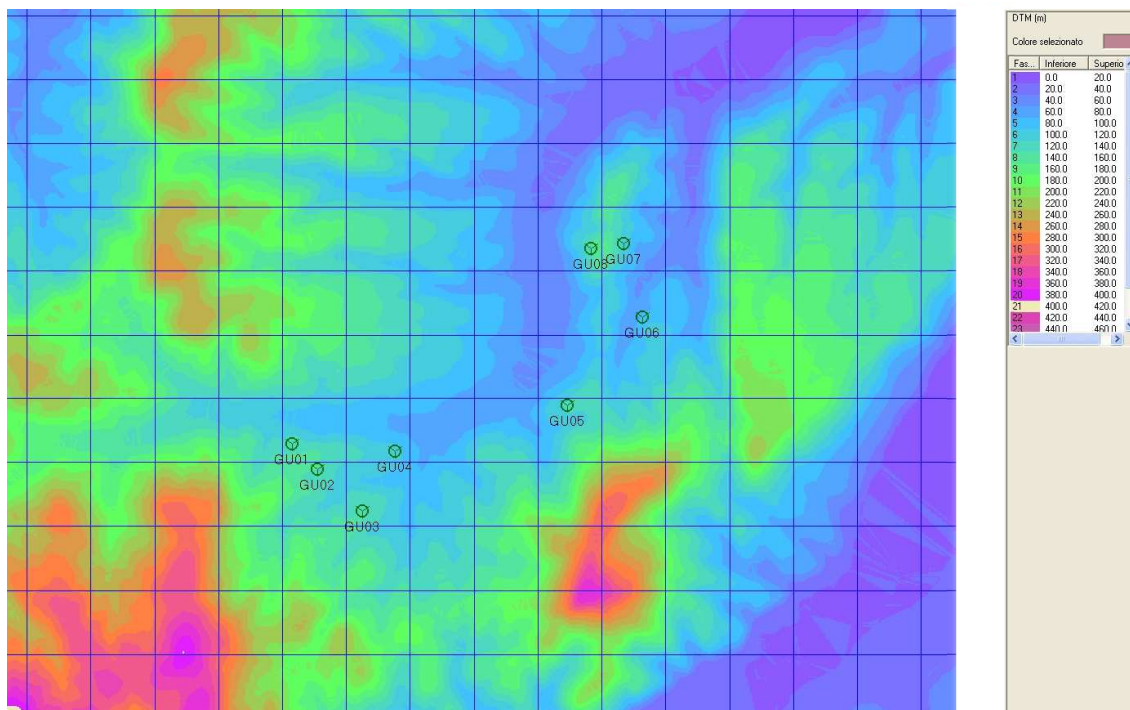


Figura 9 – WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su DTM di altimetria

- 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.

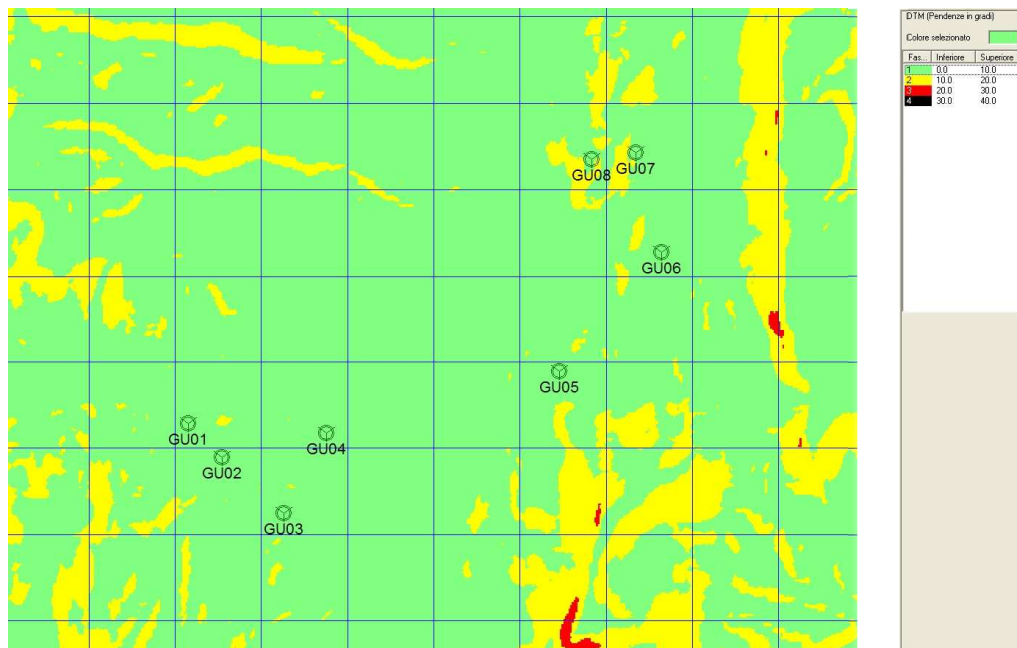


Figura 10 – WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su DTM di clisimetria

- 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.

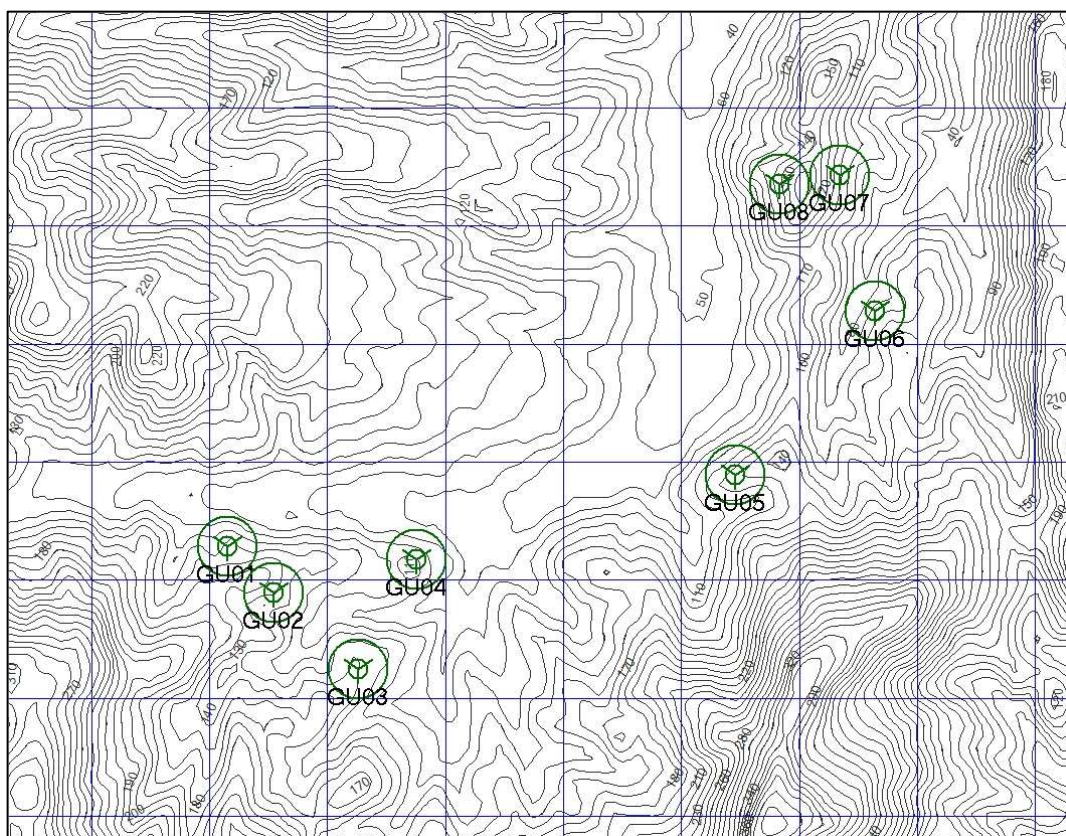


Figura 10 – Interdistanze 3D WTG del Lay-Out wind farm Guglionesi su mappa isoipse

#### 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<br>with variable speed |
| Rotor tilt.....        | 6 degrees  |

## Blade

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

## Operational Data

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

## Weight

|                       |   |
|-----------------------|---|
| Modular approach..... | All modules weight lower<br>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)<br>→ 0.05 mg/m <sup>3</sup> |
|                 | 6.3  | Concentration of particles  | mg/m <sup>3</sup> | Peak Dust Concentration (95% time)<br>→ 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>

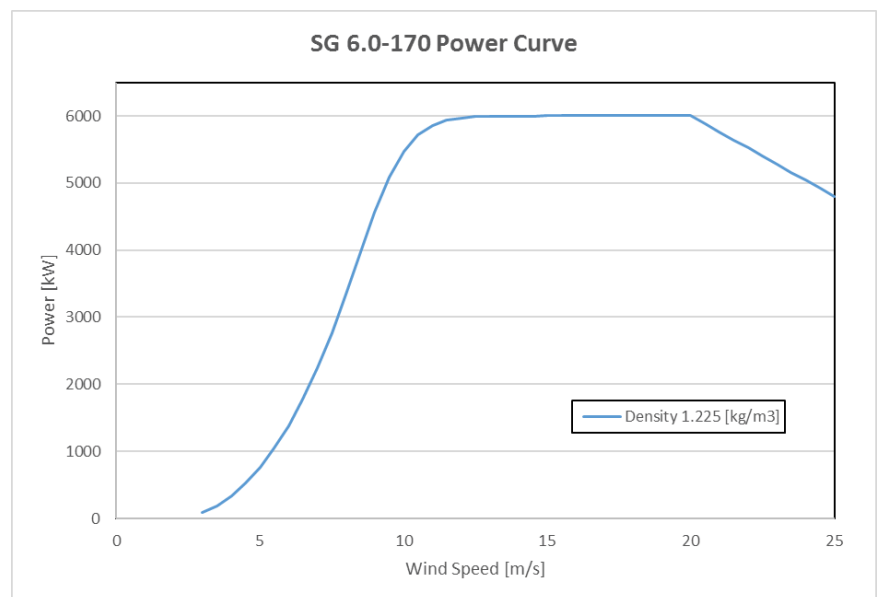
Validity range:

|  |   |
|--|---|
| <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:

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

where

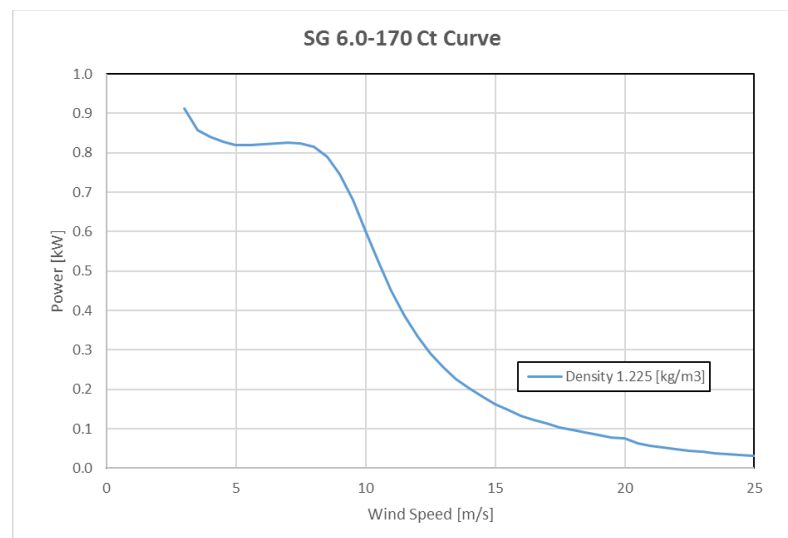
F = Rotor force [N]

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</b><br><b>[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<br>[m/s] | LW<br>[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.