

COMMITTENTE



GRV WIND SARDEGNA 7 S.R.L.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: grvwindsardegna7@legalmail.it

GRV WIND SARDEGNA 7 S.r.l.

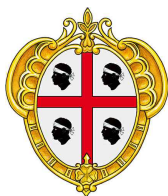
Via Durini, 9
20122 Milano (MI)
P. IVA 12038430968

PROGETTISTI



Progettazione e coordinamento:
Ing. Giuseppe Frongia
I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l. Tel./Fax. +39.070.658297
Via Giua s.n.c. - Z.I. CACIP Email: info@iatprogetti.it
09122 Cagliari (I) PEC: iat@pec.it

Tecnico: Ing. Roberto Sauro



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



PROVINCIA MEDIO CAMPIDANO



COMUNE VILLANOVAFRANCA



COMUNE FURTEI



COMUNE SANLURI



COMUNE VILLAMAR

PROGETTO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "SU MURDEGU" COMPOSTO DA 7 AEROGENERATORI DA 6.0 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 42 MW SITO NEL COMUNE DI VILLANOVAFRANCA (VS), CON OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI VILLANOVAFRANCA, VILLAMAR, FURTEI E SANLURI (VS)

ELABORATO

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Doc.:

WVNF-A3

Codice elaborato:

WVNF-A3_Relazione anemologica

Formato:

A4

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
0	Aprile 2022	Prima emissione	ING. SAURO	GRVALUE	GRVALUE

INDICE DELLE REVISIONI

VERSIONE	DATA	CODICE
1	Apr 2022	R20220321_EPR_V1

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	4
1. DESCRIZIONE DEL SITO	5
2. ANEMOLOGIA	7
3. ANALISI OROGRAFIA	13
4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)	17
5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE ANEMOMETRICA A WTG	18
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50	20
ALLEGATO A – STRUMENTAZIONE DI MISURA VENTO STAZIONI ARPA SARDEGNA .	24
ALLEGATO B – TAB FILE DI WASP SERRENTI LONG TERM IN FORMATO TABELLARE	29
ALLEGATO C – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170	31

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico Villanovafranca denominato “Su Murdegu” e ne rappresenta lo studio di producibilità. Il Parco Eolico è sito nel comune omonimo nella parte sud della Sardegna. Il progetto prevede l’installazione di 7 aerogeneratori del tipo Siemens Gamesa SG170. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 42 MW. L’altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 115 m e il diametro delle pale è di 170 m per una altezza complessiva della struttura pari a 200 m. Questi aerogeneratori sono del tipo con rotore tripala sopravento con pale e rotore controllati da un sistema (pitching & yawing) basato sul posizionamento ottimizzato in funzione delle varie condizioni di vento.

Dal punto di vista anemometrico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su Dati Misurati della Stazione ARPA Sardegna altezza 10 m denominata Serrenti presente in sito (short-term da Gennaio 2020 a Dicembre 2021) con aggiustamento long-term effettuato con Dati Storici di Rianalisi ERA5 per definire la ventosità attesa di lungo termine alla Stazione stessa.

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

La Stima di Produzione Energetica P50 per la wind farm di potenza nominale totale di 42 MW è stata calcolata in 124,9 GWh/anno, pari a 2972 Ore Equivalenti annue.

Si sono altresì verificati i parametri minimi imposti da Delibera Regionale 3/17 del 2009 per confermare la congruenza del sito e della wind farm oggetto di questo studio a tali parametri.

1. DESCRIZIONE DEL SITO

Il proposto progetto eolico Villanovafranca si colloca lungo la SP5 che collega Guasila a Villanovafranca (come da **Figura 1**) e in un'area compresa tra SP42 e SP36, con l'abitato di Villanovafranca a circa 1,5 km a NordOvest. Cagliari è a circa 47 km a sud rispetto al sito.



Figura 1 – Puntatore di ubicazione di wind farm Villanovafranca

Il layout di wind farm prevede 7 posizioni di WTG, di cui 2 ricadenti a ovest della SP5 mentre le altre 5 ricadono a est di SP5, come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth 2020. La zona è orograficamente complessa con le basi di WTG comprese tra 260 m e 360 m s.l.m., con superfici coperte prevalentemente da coltivazioni di foraggio e cereali e con presenza molto rarefatta di vitigni, alberi e arbusti di bassa altezza, ovvero tali da non rappresentare ostacoli fisici da pregiudicare dal punto di vista strutturale le WTG di progetto quando operative.

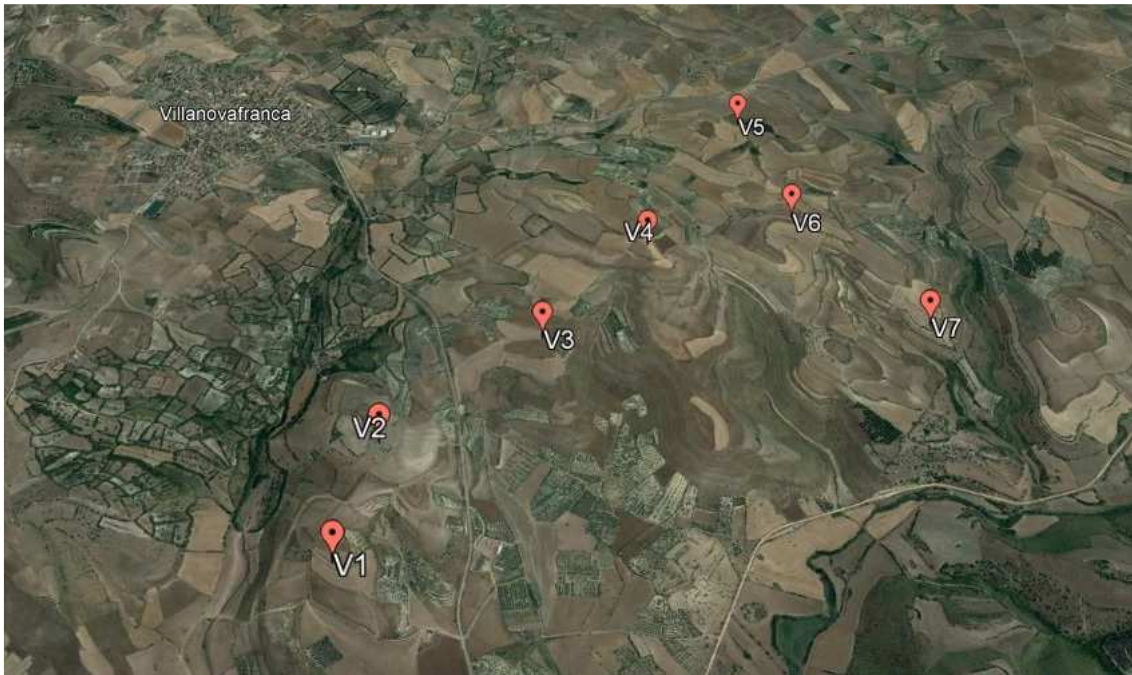


Figura 2 – Lay-Out wind farm Villanovafranca su Google Earth Map

2. ANEMOLOGIA

Dal punto di vista anemometrico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su due fonti di dati:

- Dati misurati delle Stazioni ARPA Sardegna presenti in sito
- Dati storici di Rianalisi per comparare la ventosità rilevata dai dati misurati con la ventosità attesa di lungo termine

In dettaglio:

- a) In una fase pre-screening si sono valutate 4 stazioni di misura ARPA di altezza 10m collocate nella zona di sito: Guasila, Donigala, Serrenti, Sardara. L'ubicazione geografica (come da **Tabella 1** sotto) di queste stazioni e la sensoristica per le misure di velocità e direzione vento sono mostrate in **Allegato A**. Si tratta di strumentazione MTX con: anemometro a mulinello 3 coppe a trasduttore ottico a impulsi Modello FAR203, i cui parametri di Range, Accuratezza e Risoluzione sono accettabili per lo scopo di questo studio; la banderuola Modello FAR305 a potenziometro magnetico presenta Range, Accuratezza, Risoluzione e Sensibilità ritenuti pure accettabili per lo scopo di questo studio.

Stazioni ARPA 10m	UTM wgs84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord
Guasila	502871	4381021
Donigala	516337	4386376
Serrenti	496126	4370879
Sardara	487484	4383349

Tabella 1 – Stazioni ARPA Sardegna esaminate in pre-screening per dati di sito

- b) Da questo pre-screening e facendo indagine dell'immediato intorno (per identificare ostacoli soprattutto per le direzioni di vento prevalente attese nella zona) è emerso che la Stazione ARPA Serrenti è quella collocata in zona più aperta e meno soggetta a interferenza da ostacoli, come anche evidenziato in **Figura 3** e **Figura 4** di seguito. Di conseguenza tale Stazione Meteo sarà quella

selezionata come riferimento per tutti gli ulteriori computi di modellistica della mappa del vento di sito.



Figura 3 – intorno di Stazione ARPA Serrenti 10m



Figura 4 –Stazione ARPA Serrenti 10m su zoom di Google Earth Map

- c) Si sono quindi recuperati direttamente dal Dipartimento Meteorologico Regione Autonoma Sardegna i dati misurati 10 minutali relativi al periodo Gennaio2020-Dicembre2021 della Stazione Serrenti altezza 10 m, ovvero 24 mesi di dati complessivi.
- d) Un data Quality Check di dettaglio è stato effettuato per riscontrare eventuali anomalie (casi di over-reading o under-reading, icing, ecc.). Si indica in **Tabella 2** sotto le statistiche principali relative ai 24 mesi di dati misurati.

Anno	Mese	Vmedia	Vmax	Std. Dev.	Weibull k	Weibull c
		(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
2020	Jan	3,23	14,06	2,62	1,271	3,488
2020	Feb	4,43	19,75	3,03	1,500	4,909
2020	Mar	3,72	14,53	2,55	1,479	4,112
2020	Apr	3,01	16,38	2,20	1,405	3,312
2020	May	3,79	20,99	2,59	1,515	4,207
2020	Jun	4,42	15,42	2,86	1,594	4,938
2020	Jul	4,19	14,35	2,91	1,459	4,627
2020	Aug	4,68	14,73	3,07	1,546	5,202
2020	Sep	3,47	18,77	2,76	1,354	3,804
2020	Oct	3,66	12,54	2,39	1,568	4,076
2020	Nov	3,25	14,35	2,42	1,431	3,592
2020	Dec	3,01	12,15	2,10	1,449	3,312
2021	Jan	4,44	19,45	3,48	1,270	4,778
2021	Feb	2,97	11,69	2,53	0,808	2,738
2021	Mar	3,26	16,63	2,89	0,75	2,903
2021	Apr	3,41	14,87	2,76	1,053	3,473
2021	May	4,22	15,43	2,58	1,689	4,731
2021	Jun	4,01	11,64	2,22	1,879	4,518
2021	Jul	4,91	14,35	2,89	1,749	5,508
2021	Aug	4,13	13,78	2,74	1,548	4,602
2021	Sep	3,75	11,92	2,31	1,693	4,213
2021	Oct	3,16	12,56	2,26	1,473	3,506
2021	Nov	2,69	12,48	1,73	1,628	3,007
2021	Dec	3,42	15,19	2,74	1,317	3,727

Tabella 2 – Dati misurati elaborati da Stazione ARPA Serrenti 10 m

e) Dai 24 mesi di dati misurati Gennaio2020-Dicembre2021 si è riscontrata una Velocità media misurata di 3,84 m/s e una rosa dei venti prevalente da ovest-nordovest, che è in linea con le aspettative per la zona, Si mostra in **Figura 5** il TAB file in WAsP format dei dati misurati, 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.

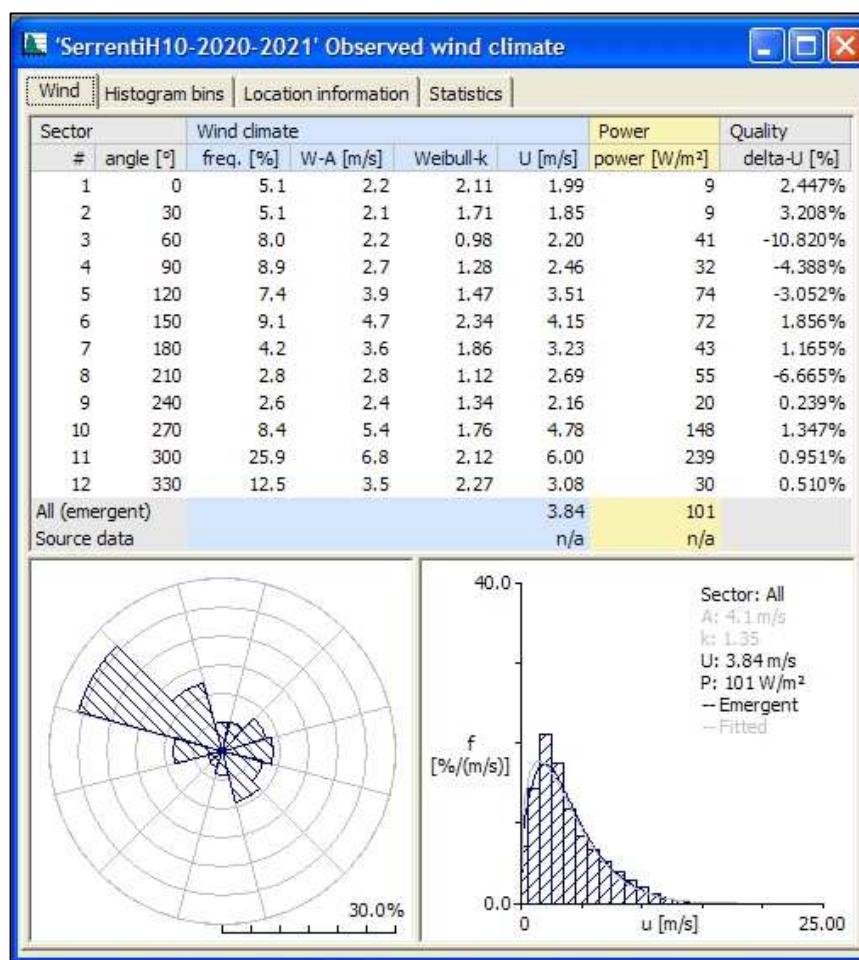


Figura 5 –TAB file di WAsP Stazione ARPA Serrenti 10m da Dati Misurati

f) Nello studio si è altresì verificato il trend di ventosità atteso mediamente durante le 24h della giornata (Daily Wind Speed Profile). La verifica ha dimostrato che le

ore di maggiore ventosità sono concentrate circa tra le ore 9:00 e le ore 19:00 (**Figura 6**), ovvero il futuro parco eolico proposto avrà le sue migliori performance di produzione in questa fascia di orari, mentre è da attendersi un calo nelle ore serali-notturne.

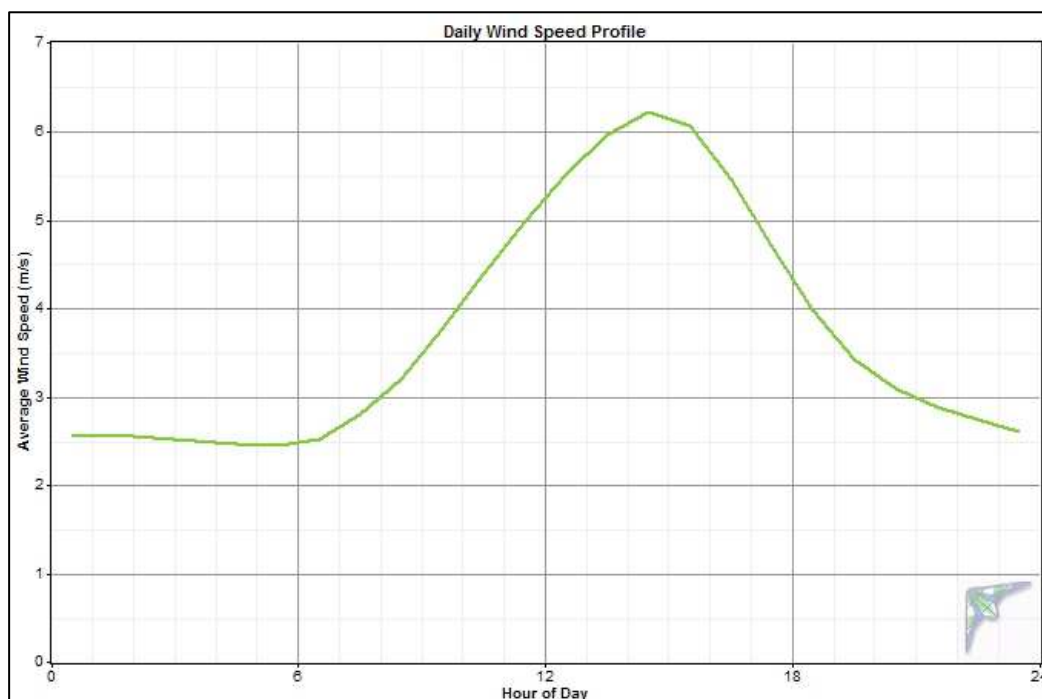


Figura 6 –Profilo velocità medie nelle 24h di Stazione ARPA Serrenti 10m

- g) Per verificare se i dati misurati della Stazione Serrenti sono rappresentativi della ventosità di lungo periodo, si sono estrapolati i dataset di Rianalisi ERA5 ricavati da portale 3TIER (<https://www.3tier.com/>). Come procedura si sono estratti i dati orari ERA5 di velocità e direzione vento del periodo Gennaio2012-Dicembre2022 (10 anni complessivi) ad un punto di altezza 115 m sopra il piano di campagna in corrispondenza della collocazione della Stazione Serrenti (Virtual Met Mast di 115 m Hub Height al punto UTM wgs84 32S 496126,4370879). Dopo previo confronto tra rosa dei venti ERA5 dei 10 anni che si mostra allineata con i dati misurati dai 24 mesi di dati misurati della Stazione Serrenti (wind rose check OK), si è dunque confrontata la media dei 10 anni dei dati ERA5 long-term Gennaio2012-Dicembre2022 con la media dati short-term Gennaio2020-

Dicembre2021. Tale confronto di Indice di Ventosità ha dimostrato che il periodo Gennaio2020-Dicembre2021 è stato sotto la media per la zona e che un incremento del 2,25% deve essere applicato alle misure della Stazione Serrenti per ricavare una caratterizzazione di ventosità long-term, da cui una Velocità media long-term attesa di 3,92 m/s, come evidenziato nel TAB di **Figura 7** seguente e in formato tabellare di Distribuzione di Frequenza espresso in **Allegato B**.

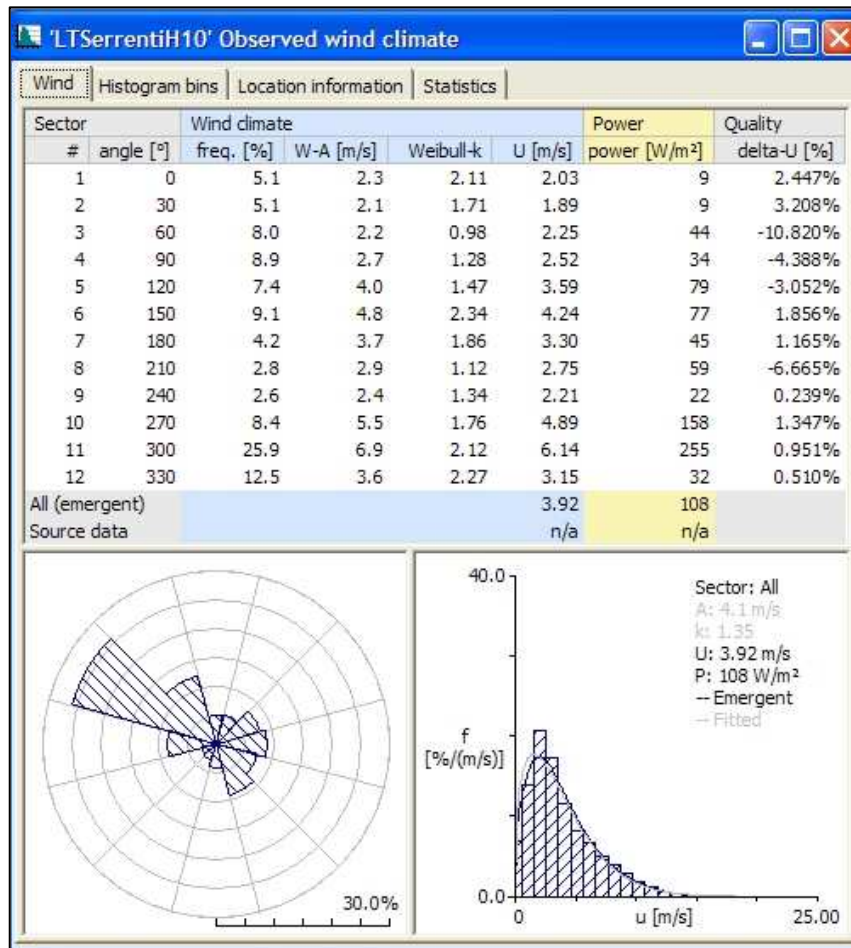


Figura 7 –TAB file di WASP Stazione ARPA Serrenti 10m di Long-Term

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 posizioni Stazioni di Misura Serrenti e 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 SG170 6 MW, avente diametro rotore 170 m e altezza mozzo 115m per una altezza fuori terra complessiva di 200 m (ground to tip height). Ulteriori informazioni di dettaglio sul modello Turbina saranno trattate in una 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	Altezza base (m)	UTM wgs84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord
V1	261	501056	4385867
V2	269	501152	4386392
V3	295	501740	4386913
V4	360	502165	4387397
V5	327	502606	4388275
V6	331	502792	4387610
V7	265	503302	4387025

Tabella 3 – WTG del Lay-Out wind farm Villanovafranca

- b) Nell’orografia di sito estrapolata da DTM (**Figura 8**) si nota come Layout WTG e aree circostanti presentano una marcata variabilità di altimetria, comunque non critica per l’esposizione delle WTG ai venti prevalenti.

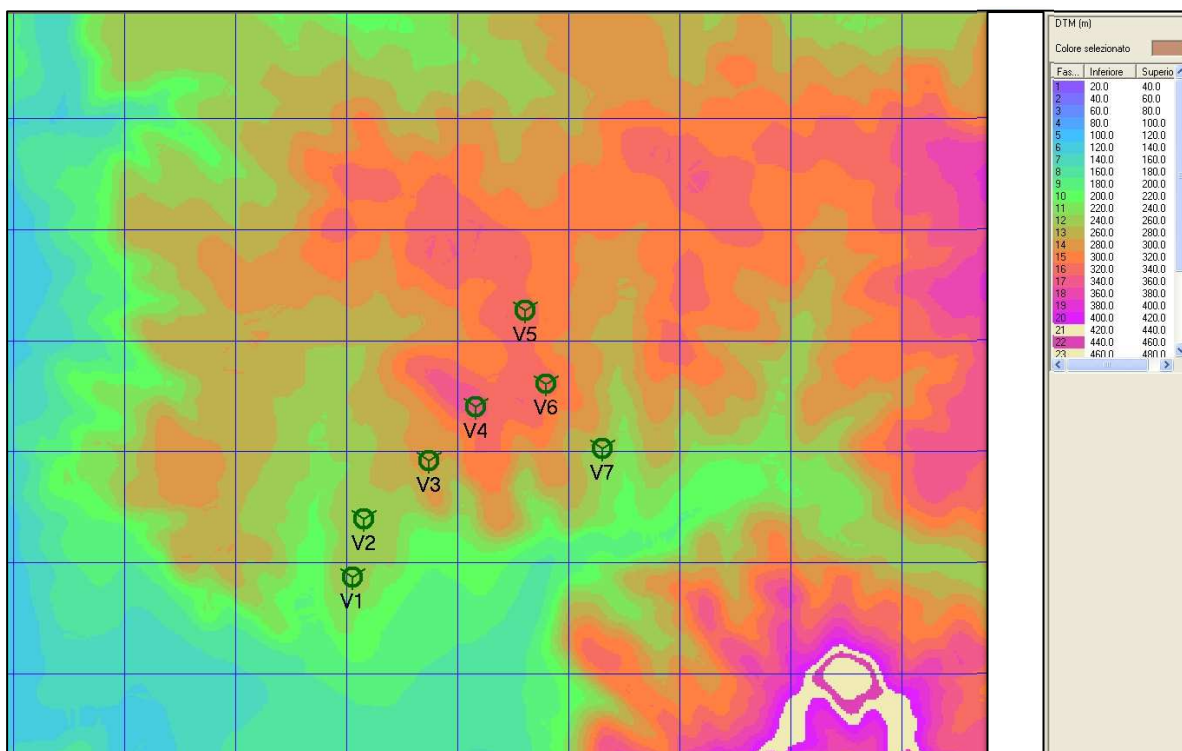


Figura 8 – WTG del Lay-Out wind farm Villanovafranca su DTM di altimetria

- c) Dal punto di vista delle pendenze le WTG di layout si presentano in terreno con pendenze inferiori a 10 gradi nell'intorno del layout (**Figura 9**).

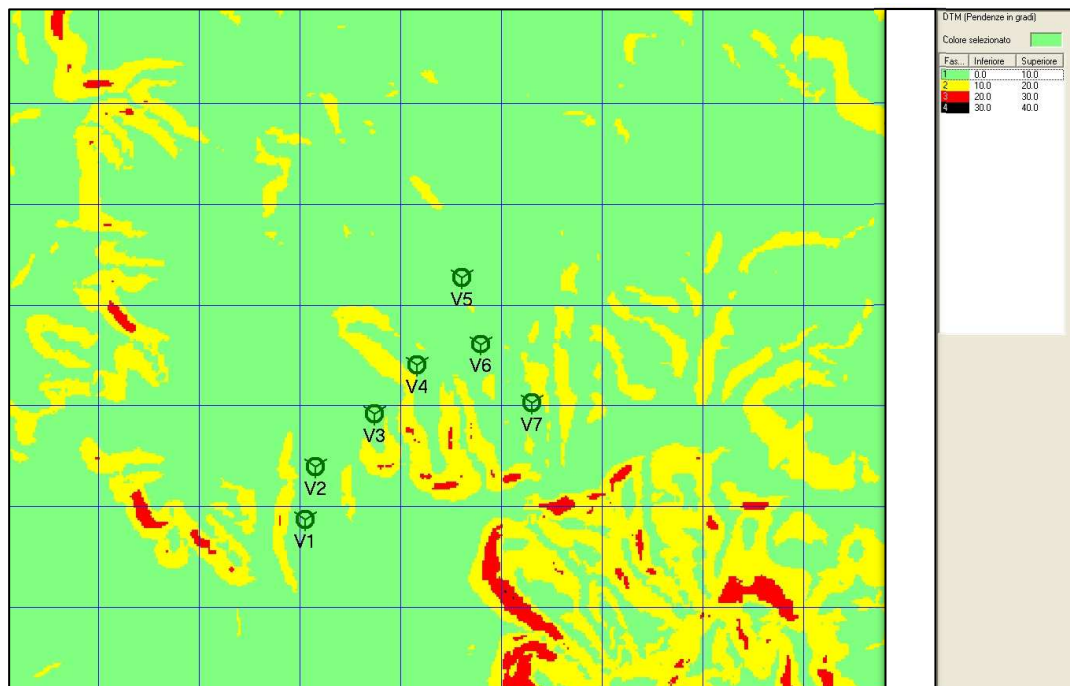


Figura 11 – WTG del Lay-Out wind farm Villanovafranca su DTM di clisimetria

- d) Anche dal punto di vista interdistanze tra WTG non si rilevano criticità di nota, In particolare in **Figura 10** e considerando il modello WTG con diametro rotore 170m si mostrano le interdistanze 3D ritenute il tipico minimo progettuale. Per promemoria la griglia della mappa è con passo planimetrico 1000 m. Ad oggi non si rilevano altresì altri parchi eolici operativi limitrofi o di imminente realizzazione (nel raggio di 3 km circa) al parco oggetto di questo studio.

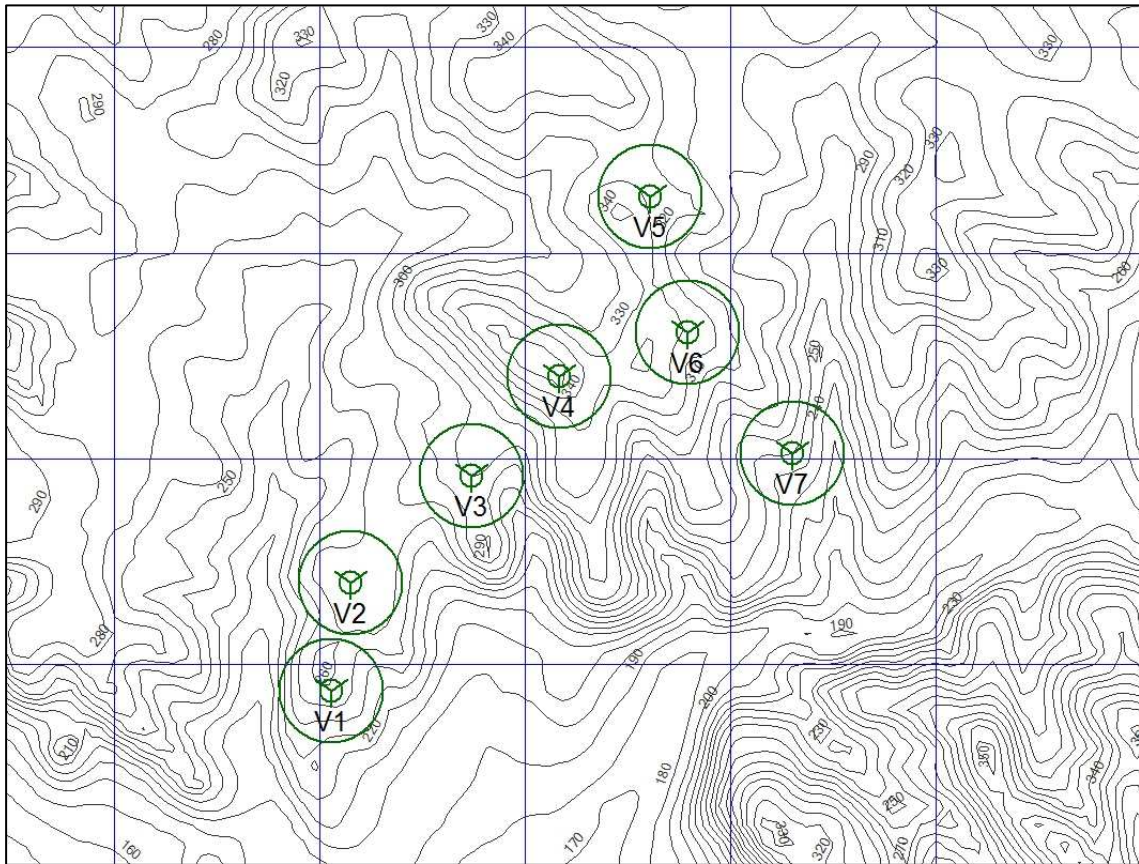


Figura 12 – Interdistanze WTG del Lay-Out wind farm Villanovafranca su mappa isoipse

4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)

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

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

Tabella 4 – Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG170

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

5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE ANEMOMETRICA A WTG

Successivamente allo studio dell'anemologia (Sezione 2) e dell'orografia di sito (Sezione 3) si sono effettuati i seguenti passaggi salienti per derivare la ventosità long-term prevista al Layout di progetto e modello WTG (da Sezione 4):

- a) Il software WASP è stato adottato per estrapolare il regime di ventosità alle sette WTG di progetto ad altezza 70 m (per effettuare poi verifica di velocità media a questa altezza e sua aderenza ai criteri minimi regionali per cui deve essere >5m/s ad ogni punto WTG) e 115 m sopra piano campagna usando la Stazione Anemometrica ARPA Serrenti 10 m come punto di inizializzazione di modello e adottando la Distribuzione di Frequenza Long-Term determinata in Sezione 2 (**Allegato B**).
- b) Data la notevole differenza tra altezza di stazione misura 10 m e altezza mozzo 115 m si è verificato se il windshear α della Stazione Serrenti previsto da software WASP (ovvero il gradiente di incremento di velocità con l'altezza secondo la formula sottostante) è in linea con le attese per il tipo di orografia e rugosità superficiale del sito.

$$V_2 = V_1 * \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^\alpha$$

Ebbene tale verifica su WASP ha rilevato un valore di 0,2, che si ritiene accettabile e realistico per il tipo di terreno oggetto di studio.

- c) Ulteriore passaggio è stato di rilevare la Velocità media long-term prevista alle 7 posizioni di WTG a 70 m, le quali sono risultate essere come da **Tabella 5** seguente e dentro i criteri minimi del maggiore di 5 m/s sanciti da Delibera Regionale 3/17 del 2009:

ID Turbina	UTM wgs84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord	Velocità media del vento libero a 70 m (m/s)
V1	501056	4385867	6,28 > 5 m/s
V2	501152	4386392	6,11 > 5 m/s
V3	501740	4386913	6,16 > 5 m/s
V4	502165	4387397	6,50 > 5 m/s
V5	502606	4388275	6,15 > 5 m/s
V6	502792	4387610	6,21 > 5 m/s
V7	503302	4387025	5,42 > 5 m/s

Tabella 5 – Verifica Velocità minima a 70m di WTG

6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term ai 7 punti WTG del Lay-out è stata dunque caricata nel software WindFarmer per la previsione delle Efficienze di Scia (Wake Efficiency) e il calcolo delle Efficienze di Sistema (System Efficiency), ovvero tutte quelle perdite tecniche che si devono computare per il passaggio da una produzione lorda a una produzione netta di wind farm.

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

In base alle premesse si presentano in **Tabella 6** sottostante i risultati di Stima di Produzione Energetica a P50, con ipotesi modello WTG Siemens Gamesa SG170 6,0 MW di diametro rotore 170 m e altezza mozzo 115 m:

Numero di WTG	7	
Potenza Nominale totale sito	42,0	MW
Efficienza di Scia	97,45	%
Efficienza elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BOP	99,0	%
Degradazione pale	99,5	%
Fermo Utility	100	%
Variazione curva di potenza	100	%
Isteresi ad alti venti	99,9	%
Sector Management	100	%
Produzione energetica annua netta stimata	124,9	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	33,9	%
Ore Equivalenti annue	2972	he

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

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 non si ipotizzano perdite sostanziali determinate da questo fattore.

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 (24,5 m/s quando la WTG viene fermata) e la velocità di re-cut-in di WTG (22,5 m/s ovvero quando la WTG viene riavviata). Questo parametro è stato calcolato sulla base della performance di WTG e la ventosità specifica di ogni WTG di Lay-Out.

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. Da questi risultati si desume che tutte le 7 WTG proposte soddisfano il criterio della produzione minima netta annua P50 di almeno 2000 Ore Equivalenti imposte da Delibera Regionale 3/17 del 2009.

ID Turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Resa Netta P50 (MWh/anno)	Ore Equivalenti P50 (h/anno)
V1	6,91	18501	3084 > 2000
V2	6,81	18096	3016 > 2000
V3	6,82	18217	3036 > 2000
V4	7,12	18956	3159 > 2000
V5	6,83	18007	3001 > 2000
V6	6,88	17807	2968 > 2000
V7	6,17	15352	2559 > 2000

Tabella 7 – Quadro sintetico Stima di Produzione annua P50 di WTG wind farm Villasor Serramanna

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

ALLEGATO A – STRUMENTAZIONE DI MISURA VENTO STAZIONI ARPA SARDEGNA

Sensore di velocità del ventoCodice - Code
FAR203xx**Wind speed sensor****Descrizione**

Il sensore è provvisto di un elemento a tre coppe girevole intorno ad un asse verticale (mulinello di Robinson). Il gruppo girante è montato su cuscinetti in acciaio inox a basso attrito; in questo modo la sensibilità del sensore risulta molto elevata.

Il corpo del sensore è realizzato in alluminio anticorrosivo, materiale che garantisce una consistente durata nel tempo e un'elevata resistenza alla corrosione, rendendo lo strumento adatto per applicazioni in ambienti marini.

Questo sensore fornisce una buona risposta su tutta la scala di velocità del vento, essendo adatto sia a rilevare basse intensità di vento, che velocità importanti fino a 50 m/s (corrispondenti a 180 km/h).

Il trasduttore utilizzato è un foto accoppiatore ottico che consente di convertire la velocità di rotazione in un segnale impulsivo. La frequenza degli impulsi in uscita dall'accoppiatore ottico è proporzionale alla velocità di rotazione del mulinello e, dunque, alla velocità del vento.

La scheda elettronica di gestione interna, basata su un microprocessore a 32bit a basso consumo energetico, consente di caratterizzare il funzionamento del sensore in più punti all'interno del campo operativo; ciò consente di linearizzare la curva di risposta elevando la precisione complessiva dello strumento.

All'estremità inferiore del sensore è montato il connettore di collegamento al cavo di segnale e di alimentazione. Il connettore è di tipo stagno con innesto a vite.

Per la taratura dello strumento viene utilizzato un sensore campione certificato ACCREDIA, la certificazione per confronto consente di mantenere la continuità con la catena metrologica e garantisce un valore scientifico alla misura.

La manutenzione di questo sensore è molto limitata: un controllo annuale dei cuscinetti garantisce il perfetto funzionamento dello strumento.

Nelle applicazioni in alta montagna, o più in generale dove è probabile che la temperatura scenda sotto lo zero, è possibile utilizzare una versione dello strumento provvista di riscaldatore termostato.

**Description**

The sensor is provided with a Robinson 3 cup rotor which rotates around a vertical axis.

This element is mounted on the top of the sensor body and is joint to an internal axis which is linked to stainless steel bearings with low friction in order to increase sensor sensitivity.

Coupled to the rotation axis, an optical transducer converts the rotation rate to a digital electric signal. The frequency of the impulsive signal is proportional to rotation rate of the rotor and so to wind speed.

The sensor body is made in anticorrosive aluminum, a material which guarantees a substantial durability and high resistance to corrosion, making the instrument suitable for applications in marine environments.

The sensor provides a good response over the entire range of wind speed, it is able to detecting low intensity of wind and high speeds up to 50 m/s (corresponding to 180 km/h).

An electronic board, based on a low power 32bit microprocessor, allows the characterization of the sensor at several points within the operating range; this allows to linearize the response curve so as to elevate the accuracy of the instrument.

On the bottom end of the sensor there is a connector for the signal and supply cable. The connector is watertight and has a screw connection.

For the calibration of the sensor, a certified instrument is used (reference ACCREDIA). The calibration based on comparison allows to maintain continuity with the metrological chain and assigns a scientific value to the measurement.

The sensor requires minimal maintenance: at least once a year, it is recommended to check the regular rotation of the cup-wind mill, which must take place without any particular friction, but rather with the normal smoothness of a mechanical component rotating on bearings.

Optionally, a heating set is available in order to avoid the block of the rotor due to freezing.

Caratteristiche Tecniche
Technical Specifications

Tipo sensore	Mulinello a tre coppe <i>Three cup rotor</i>	Sensor type
Principio di misura	Trasduttore ottico ad impulsi <i>Optical pulse transducer</i>	Measuring principle
Range di misura	0...50m/s - limite di danneggiamento: 75m/s <i>0...50m/s - damage limit: 75m/s</i>	Measuring range
Accuratezza	±0,5m/s fino a 10m/s; ±1,0m/s oltre 10m/s (taratura standard) <i>±0,5m/s until 10m/s; ±1,0 m/s over 10m/s (standard calibration)</i> ±0,2m/s (taratura personalizzata - <i>customized calibration</i>)	Accuracy
Risoluzione	0,01m/s	Resolution
Sensibilità	<0,2m/s	Sensitivity threshold
Uscita elettrica	0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V; 4 ... 20mA; RS485 Modbus	Electrical output
Alimentazione	9 ... 24 Vdc	Power supply
Consumo	≤10mA @ 12Vdc (+ segnale elettrico in uscita versioni 4-20mA; + <i>electrical output for 4-20mA version</i>)	Power consumption
Protezione transienti elettrici	Zener veloci (diodi ICTE) e varistori <i>Fast zener (ICTE diodes) and varistors</i>	Surge protection
Temperatura di esercizio	-30 ... +70°C	Operating range
Dimensioni	H=300mm D=200mm	Dimensions
Peso	0,6Kg	Weight
Riscaldatore (opzionale)	Alimentazione: 10...15Vdc <i>Power supply: 10...15Vdc</i> Consumo: 0,9 A <i>Power consumption: 0,9 A</i> Soglia di innesco: 4°C <i>Threshold start: 4°C</i>	Heater (optional)

Codice d'ordine
Ordering codes

Sensore velocità vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine)	FAR203AA	Wind speed sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order)
Sensore velocità vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine) e riscaldatore interno	FAR203CA	Wind speed sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order) and internal heater
Sensore velocità vento con uscita 4 ... 20mA	FAR203BA	Wind speed sensor with electrical output 4 ... 20mA
Sensore velocità vento con uscita 4 ... 20mA e riscaldatore interno	FAR203DA	Wind speed sensor with electrical output 4 ... 20mA and internal heater
Sensore velocità vento con uscita RS485 Modbus	FAR203EA	Wind speed sensor with output RS485 Modbus

Le specifiche tecniche possono essere modificate senza preavviso

Technical specifications may be varied without prior notice

Sensore di direzione del ventoCodice - Code
FAR305xx**Wind direction sensor****Descrizione**

Il sensore di direzione serve per misurare la provenienza del vento.

E' costituito da una banderuola, fissata ad un asse verticale rotante, sagomata in modo da allinearsi sempre con la direzione di provenienza del vento.

La banderuola è montata su cuscinetti INOX a basso attrito che rendono molto affidabile e sensibile lo strumento.

Un potenziometro magnetico circolare, ed un apposito circuito elettronico, convertono la posizione angolare della banderuola in una uscita elettrica proporzionale. La tecnologia magnetica attualmente rappresenta lo stato dell'arte rispetto ad altri sistemi di trasduzione dell'angolo di rotazione; questo oltre a garantire un'elevata precisione prospetta una vita utile superiore ai sensori di tipo ottico o potenziometrico tradizionale. Inoltre i sensori di tipo magnetico annullano completamente l'angolo morto caratteristico dei potenziometri circolari tradizionali.

La misura di uscita del sensore è in gradi (scala 0-360) riferiti al nord.

Il corpo del sensore è realizzato in alluminio anticorrosivo, materiale che garantisce una consistente durata nel tempo e un'elevata resistenza alla corrosione, rendendo lo strumento adatto per applicazioni in ambienti marini.

La misura della direzione del vento è un'informazione fondamentale quando si voglia monitorare la trasmissione dei pollini o degli agenti inquinanti presenti in aria.

La manutenzione di questo sensore è ridotta al minimo: un controllo annuale dei cuscinetti garantisce il perfetto funzionamento dello strumento.

Nelle stazioni in alta montagna o più in generale dove è probabile che la temperatura scenda sotto lo zero, è possibile installare una versione dello strumento provvista di riscaldatore termostato.

**Description**

The sensor is made up of a vane rotating around a vertical axis, designed to be always aligned to the wind direction.

The vane is placed at the end of a counterbalanced support and it's joint to the rotating vertical axis. All the rotating group is linked on stainless steel bearings with low friction, this allows a very high sensitivity.

The vane is joint to a magnetic potentiometer that converts the angular position to an electrical voltage signal. The magnetic technology currently represents the state of the art with respect to other systems of transduction of the angle of rotation; this ensures high precision and a useful life in excess of optical type sensors or potentiometric traditional. In addition, the magnetic transducer eliminates completely the blind spots characteristic of traditional circular pots.

The sensor body is made in anticorrosive aluminum, a material which guarantees a substantial durability and high resistance to corrosion, making the instrument suitable for applications in marine environments.

On the bottom end of the sensor there is a connector for the signal and supply cable. The connector is watertight and has a screw connection.

The measurement of the wind direction is basic information for the monitoring of transmission of pollen or pollutants present in the air.

The sensor requires minimal maintenance: at least once a year, it is recommended to check the regular rotation of the cup-wind mill, which must take place without any particular friction, but rather with the normal smoothness of a mechanical component rotating on bearings.

Optionally, a heating set is available in order to avoid the block of the rotor due to freezing.

Caratteristiche Tecniche
Technical Specifications

Tipo sensore	Gonioanemometro <i>Gonioanemometer</i>	Sensor type
Principio di misura	Potenziometro magnetico <i>Magnetic potentiometer</i>	Measuring principle
Range di misura	0 ... 360°	Measuring range
Accuratezza	±1°	Accuracy
Risoluzione	0,08°	Resolution
Sensibilità	≤0,25m/s	Sensitivity threshold
Uscita elettrica	0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V; 4 ... 20mA; RS485	Electrical output
Alimentazione	9 ... 24Vdc	Power supply
Consumo	≤10mA @ 12Vdc (+ segnale elettrico in uscita versioni 4-20mA; + <i>electrical output 4-20mA version</i>)	Power consumption
Protezione transienti elettrici	Zener veloci (diodi ICTE) e variatori <i>Fast zener (ICTE diodes) and varistors</i>	Surge protection
Temperatura di esercizio	-30 ... +70°C	Operating range
Dimensioni	H=380mm D=630mm	Dimensions
Peso	0,7Kg	Weight
Riscaldatore (opzionale)	Alimentazione: 10...15Vdc <i>Power supply: 10...15Vdc</i> Consumo: 0,9 A <i>Power consumption: 0,9 A</i> Soglia di innesco: 4°C <i>Threshold start: 4°C</i>	Heater (optional)

Codice d'ordine
Ordering codes

Sensore direzione vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine)	FAR305AA	Wind direction sensor with electrical output uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order)
Sensore direzione vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine) e riscaldatore interno	FAR305CA	Wind direction sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order) and internal heater
Sensore direzione vento con uscita 4 ... 20mA	FAR305BA	Wind direction sensor with electrical output 4 ... 20mA
Sensore direzione vento con uscita 4 ... 20mA e riscaldatore interno	FAR305DA	Wind direction sensor with electrical output 4 ... 20mA and internal heater
Sensore direzione vento con uscita RS485	FAR305EA	Wind direction sensor with electrical output RS485

Le specifiche tecniche possono essere modificate senza preavviso

Technical specifications may be varied without prior notice

ALLEGATO B – TAB FILE DI WASP SERRENTI LONG TERM IN FORMATO TABELLARE

Serrenti Long-Term 2012-2021 altezza 10 m

	5.060	5.138	7.964	8.913	7.441	9.144	4.218	2.816	2.552	8.425	25.864	12.463
0.5	68.6	81.2	55.2	38.5	34.2	21.4	48.6	82.8	94.8	30.0	11.0	23.8
1.5	276.1	345.6	301.6	191.7	138.0	75.5	149.5	261.0	315.0	103.6	41.3	94.7
2.5	399.2	392.8	330.9	369.1	209.6	145.6	213.7	252.6	271.4	133.9	77.6	221.9
3.5	198.3	126.1	117.9	231.8	196.7	172.6	191.6	122.3	163.8	142.5	114.2	333.5
4.5	44.1	32.5	68.1	72.9	129.5	174.0	154.7	66.6	77.0	116.8	121.7	201.7
5.5	8.7	10.5	41.7	34.7	86.6	163.0	119.4	54.2	36.7	100.3	115.1	73.7
6.5	2.9	4.2	31.1	21.9	72.8	129.2	70.6	52.5	17.9	97.2	111.6	27.8
7.5	1.9	4.5	19.1	11.8	59.3	73.3	33.7	41.0	11.9	87.6	102.0	12.7
8.5	0.0	1.7	13.0	9.5	35.1	30.7	12.7	30.6	5.9	75.9	89.3	7.0
9.5	0.0	0.8	10.1	6.7	16.4	11.3	4.6	22.6	2.7	46.2	81.5	2.4
10.5	0.2	0.2	3.4	5.2	9.7	2.6	0.9	9.1	2.1	31.6	58.0	0.6
11.5	0.0	0.0	2.7	3.0	6.9	0.5	0.0	4.2	0.4	17.0	34.7	0.2
12.5	0.0	0.0	1.0	2.0	3.0	0.3	0.0	0.4	0.5	10.4	19.6	0.0
13.5	0.0	0.0	1.0	1.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	11.0	0.0
14.5	0.0	0.0	0.6	0.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	5.9	0.0
15.5	0.0	0.0	1.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	2.9	0.0
16.5	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.4	0.0
17.5	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.0
18.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0
19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0
20.5	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21.5	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ALLEGATO C – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170



SG 6.0-170 Developer Package

Introduction

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

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

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

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

Technical Specifications

Rotor

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

Blade

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

Aerodynamic Brake

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

Load-Supporting Parts

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

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover

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

Generator

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

Grid Terminals (LV)

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

Yaw System

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

Controller

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

Tower

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

Operational Data

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

Weight

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

Design Climatic Conditions

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

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

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

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

Standard Power Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

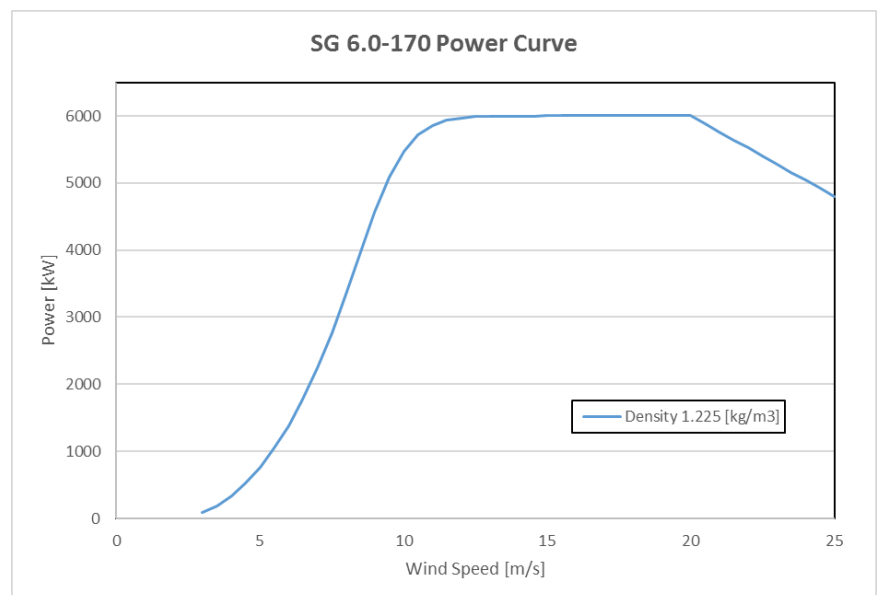
Validity range:

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

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

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

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



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

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

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

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

Standard Ct Curve, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

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

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

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

Ct is defined by the following expression:

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

where

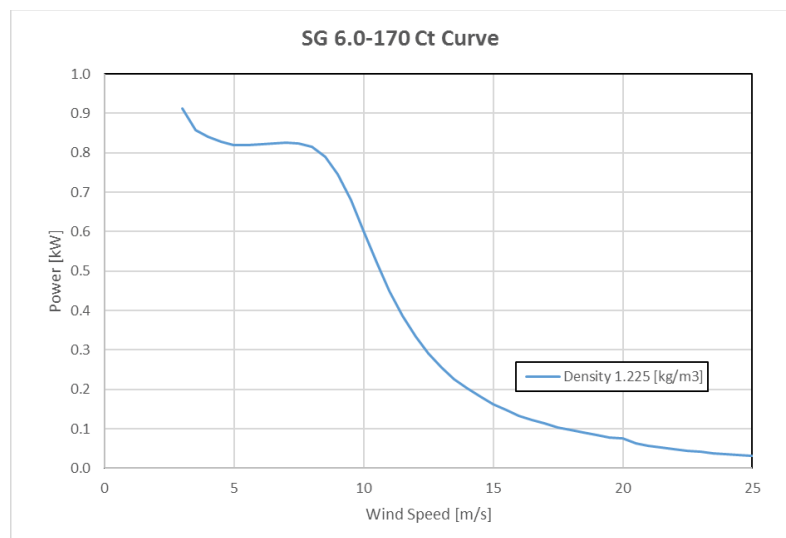
F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

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



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

Power Curve, Air density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

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

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

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

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

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

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

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

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

Ct Curve, Air Density, Standard power operational mode

Air density 1.225 kg/m³
Validity range:

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

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

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

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

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

Standard Acoustic Emission

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

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

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

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

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