

COMMITTENTE



GRV Wind Sardegna 5 s.r.l.
 Via Durini, 9 Tel. +39.02.5004315920122
 Milano PEC:
grwindsardegna6@legalmail.it

GRV WIND SARDEGNA 5 S.r.l.

Via Durini, 9
 20122 Milano (MI)
 P. IVA 1875460963

PROGETTISTI

Progettisti:
 ing. Mariano Marseglia
 ing. Giuseppe Federico Zingarelli

M&M ENGINEERING S.r.l.

Sede Operativa:
 Via I Maggio, n.4 Tel./fax +39.0885.791912
 Orta Nova (FG) Mail: ing.marianomarseglia@gmail.com

Collaborazioni:
 Ing. Giovanna Scuderi
 Ing. Dionisio Staffieri

Il seguente elaborato è stato redatto da:
 Ing. Roberto Sauro



REGIONE AUTONOMA
 DELLA SARDEGNA



PROVINCIA
 SUD SARDEGNA



COMUNE SELEGAS



COMUNE GESICO



COMUNE MANDAS

PROGETTO

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO
 DENOMINATO "PLANU SERRANTIS" COMPOSTO DA 9 AEROGENERATORI DA 6,6
 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 59,4 MW SITO NEI COMUNI DI
 SELEGAS, GESICO E MANDAS (SU), CON OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI
 GUASILA, VILLANOVAFRANCA, VILLAMAR, FURTEI, SANLURI (SU)**

ELABORATO

Titolo:

VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI DI PRODUCIBILITA'

Tav./Doc.:

SIA-18

Codice elaborato:

EOL-SIA-18

Scala/Formato:

A4

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

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	3
1. DESCRIZIONE DEL SITO	4
2. ANEMOLOGIA	6
3. ANALISI OROGRAFIA	12
4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)	15
5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE ANEMOMETRICA A WTG	16
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50	18
ALLEGATO A – STRUMENTAZIONE MISURA VENTO STAZIONI ARPA SARDEGNA.....	22
ALLEGATO B – TAB FILE WASP SERRENTI LONGTERM IN FORMATO TABELLARE.....	27
ALLEGATO C – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG SIEMENS GAMESA SG170 6.6MW ..	29

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico Selegas 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 9 aerogeneratori del tipo Siemens Gamesa SG170 di potenza nominale di 6,6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 59,4 MW. L'altezza delle torri al mozzo (HUB) è di 115 m e il diametro del rotore è di 170 m per una altezza complessiva fuori terra 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 dalla Stazione ARPA Sardegna altezza 10 m denominata Serrenti presente in sito (dati short-term di due anni, 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 59,4 MW è stata calcolata in 166,5 GWh/anno, pari a 2803 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 Selegas si articola in due raggruppamenti (cluster) di 4 e 5 WTG rispettivamente, con il primo cluster ubicato da circa 1,5km a sudovest da Gesico e il secondo cluster a partire da circa 2,5km a sud rispetto a Mandas in una zona attraversata da SS128 e a ovest di SP6.



Figura 1 – Puntatore di ubicazione di wind farm Selegas

Il layout si presenta come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth. La zona è orograficamente complessa con le basi di WTG comprese tra circa 380m e 460m s.l.m., con superfici coperte prevalentemente da coltivazioni di foraggio e cereali e con presenza molto rarefatta di 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 Selegas 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 sud Sardegna: 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 del sito di Selegas.



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	0,750	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.

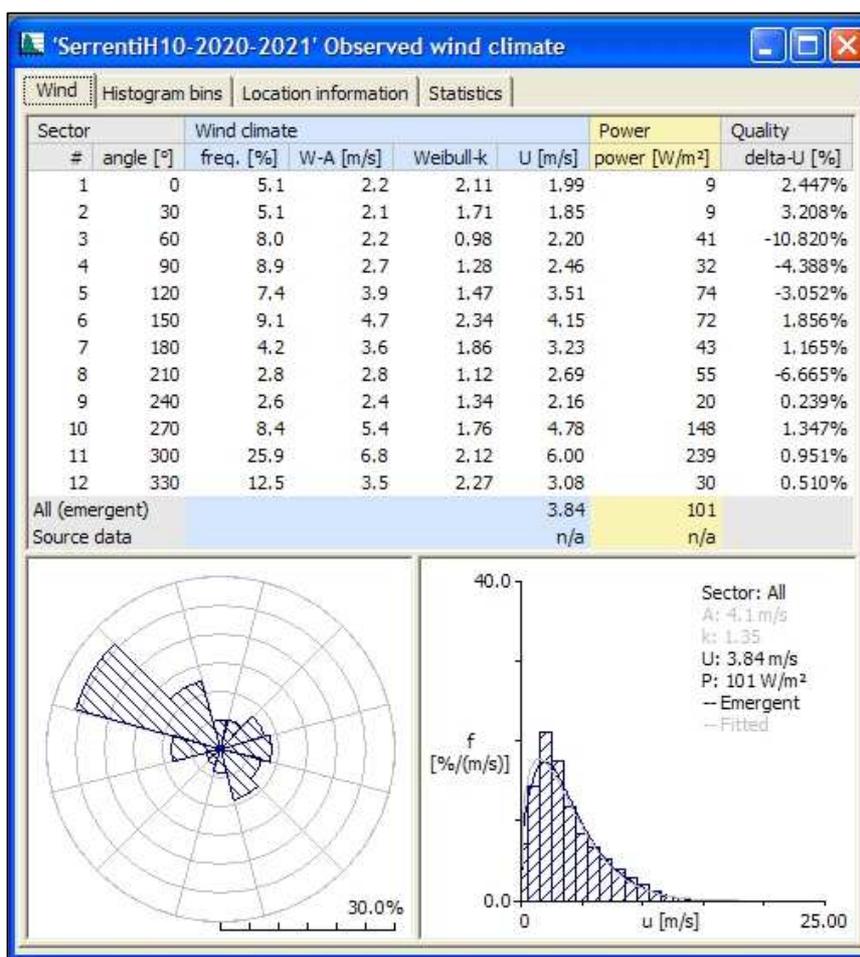


Figura 5 –TAB file di WAsP Stazione ARPA Serrenti 10m da Dati Misurati

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 ore diurne, mentre è da attendersi un calo nelle ore serali-notturne.

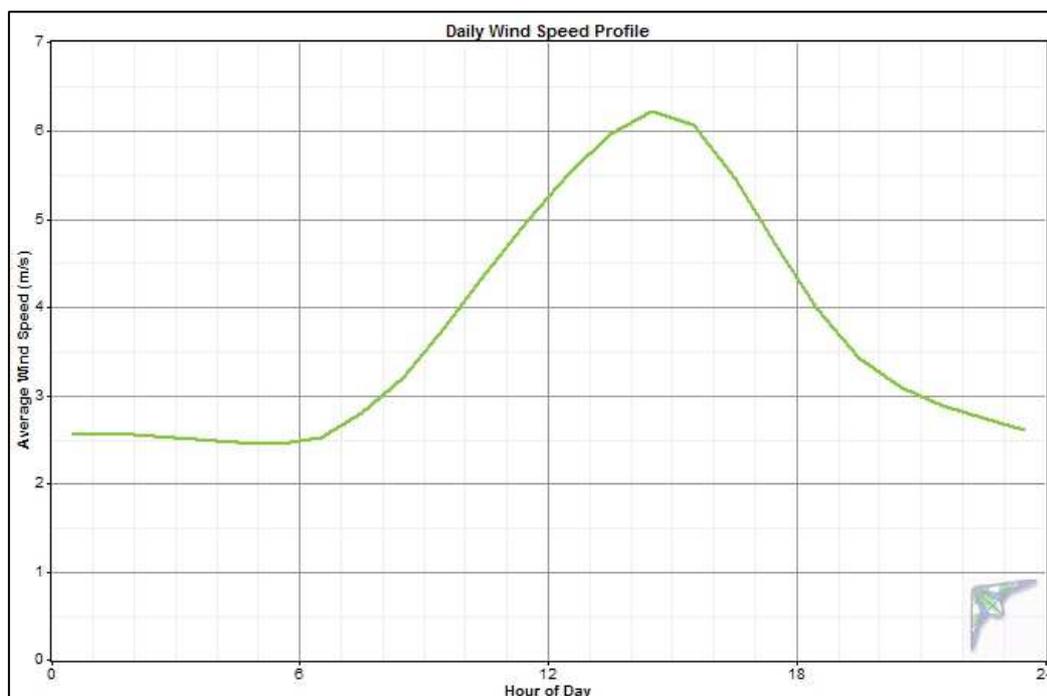


Figura 6 –Profilo velocità medie nelle 24h di Stazione ARPA Serrenti 10m

- 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**.

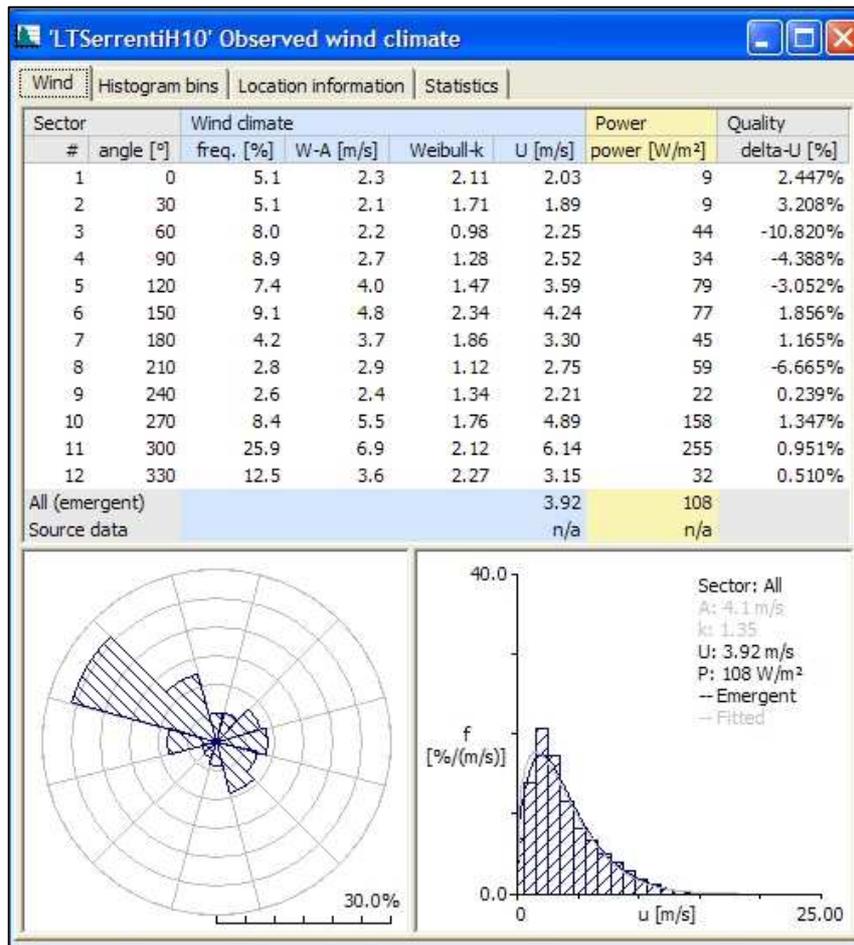


Figura 7 –TAB file di WAsP Stazione ARPA Serrenti 10m di Long-Term

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 Stazione 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 6,6 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
S1	439	509005	4382702
S2	410	508947	4383368
S3	400	507680	4384287
S4	438	508004	4383261
S5	430	512699	4385169
S6	460	513505	4385754
S7	390	510720	4386700
S8	384	511401	4386238
S9	390	511580	4385069

Tabella 3 – WTG del Lay-Out wind farm Selegas

- b) Nell'orografia di sito estrapolata da DTM (**Figura 8**) si nota una marcata variabilità di altimetria verso nordest, comunque non critica per l'esposizione delle WTG ai venti prevalenti.

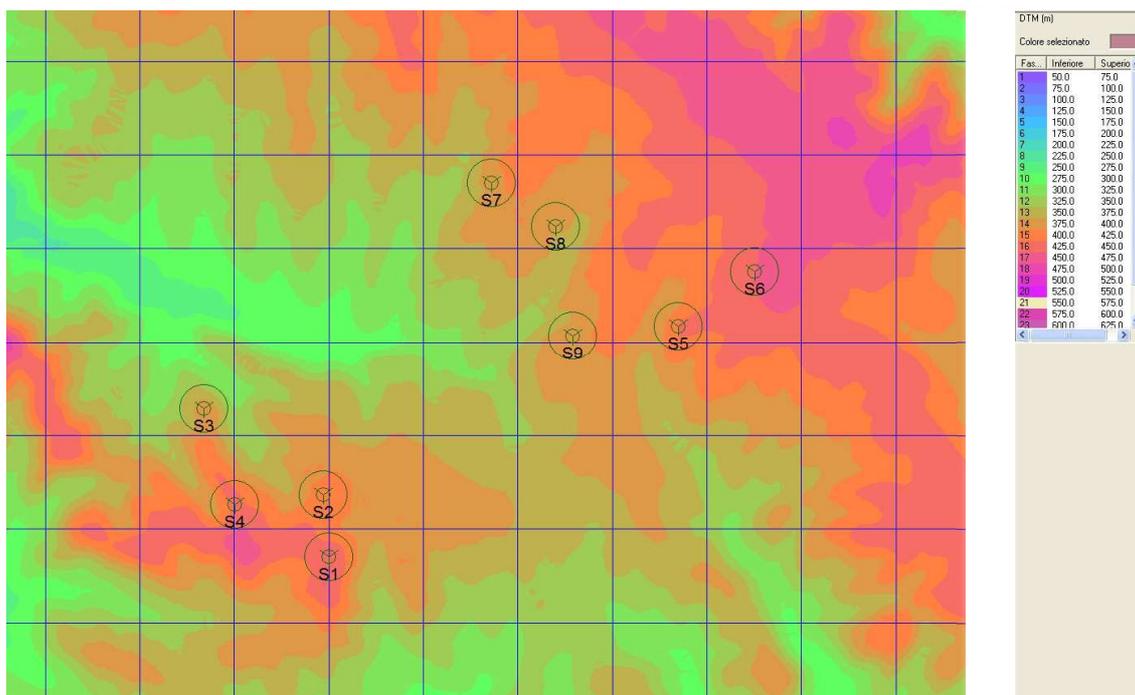


Figura 8 – WTG del Lay-Out wind farm Selegas su DTM di altimetria

c) Dal punto di vista delle pendenze le WTG si presentano in terreno con pendenze non critiche nel loro intorno (Figura 9).

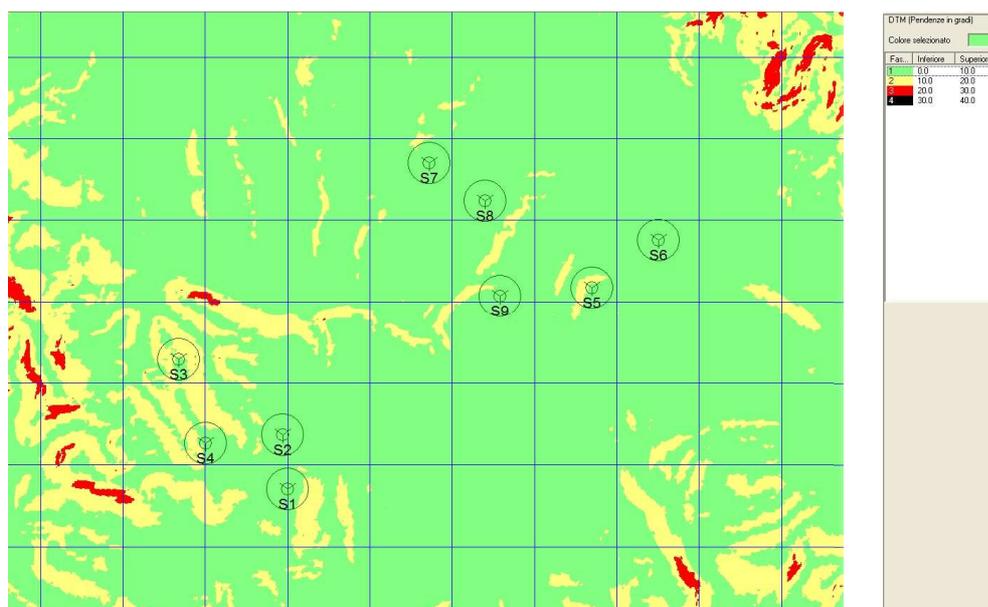


Figura 9 – WTG del Lay-Out wind farm Selegas su DTM di clisimetria

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 il proposto 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 di larga scala operativi limitrofi o di imminente realizzazione (nel raggio di 3 km circa) al parco oggetto di questo studio.

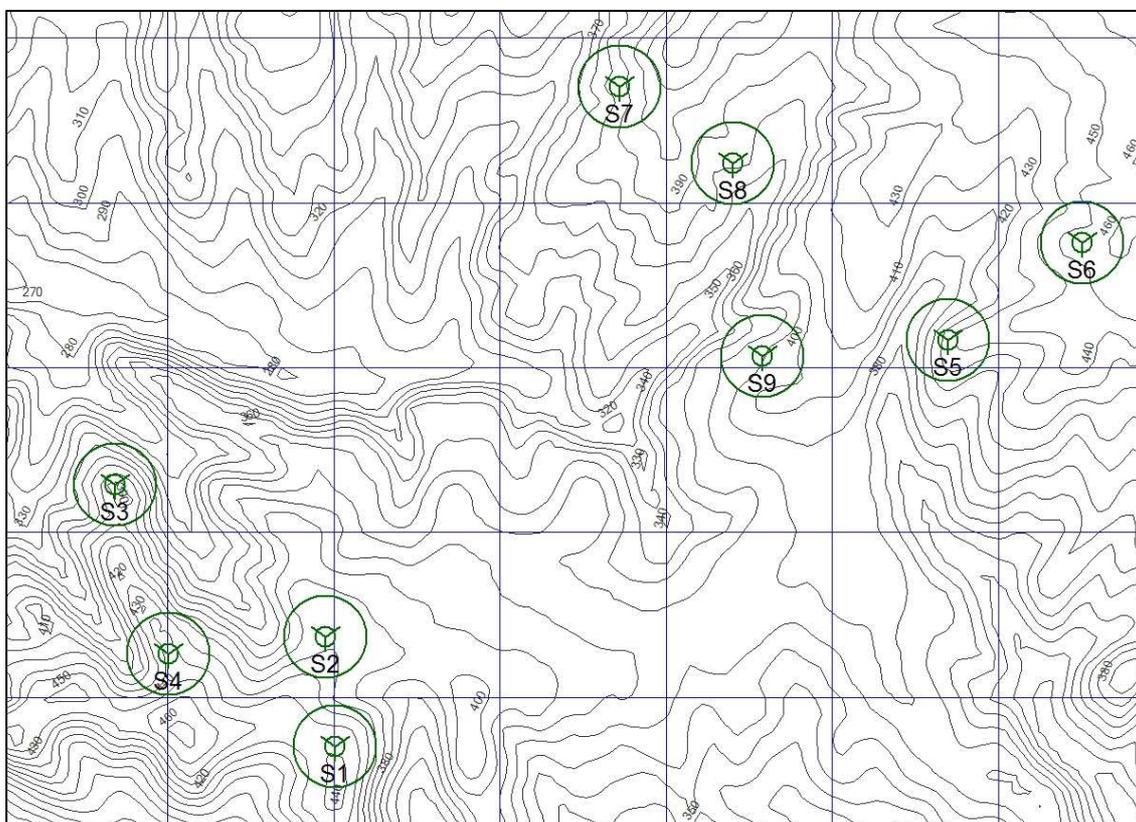


Figura 10 – Interdistanze WTG del Lay-Out wind farm Selegas su mappa isoipse

4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)

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

Modello WTG	Siemens Gamesa SG170 6,6 MW AM-0
Potenza Nominale	6,6 MW
Diametro Rotore D	170 m
Altezza mozzo H	115 m
Altezza totale fuori terra	200 m
IEC class 61400-1	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 posizioni di WTG di progetto ad altezza 70 m (per effettuare verifica di velocità media a questa altezza e sua aderenza ai criteri minimi regionali per cui deve essere > 5m/s ad ogni punto di 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) le velocità medie long-term previste alle posizioni di WTG a 70 m sono indicate in **Tabella 5** e risultano aderenti ai criteri minimi da Delibera Regionale 3/17 del 2009 (> 5 m/s):

ID Turbina	UTM wgs84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord	Velocità media del vento libero a 70 m (m/s)
S1	509005	4382702	6,55 > 5m/s
S2	508947	4383368	6,27 > 5m/s
S3	507680	4384287	6,48 > 5m/s
S4	508004	4383261	6,33 > 5m/s
S5	512699	4385169	6,10 > 5m/s
S6	513505	4385754	6,13 > 5m/s
S7	510720	4386700	5,87 > 5m/s
S8	511401	4386238	5,58 > 5m/s
S9	511580	4385069	6,00 > 5m/s

Tabella 5 – Verifica Velocità minima a 70m di WTG Selegas

6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term ai 9 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 6,6 MW di diametro rotore 170 m e altezza mozzo 115 m**:

Numero di WTG	9	
Potenza Nominale di WTG	6,6	MW
Potenza Nominale totale sito	59,4	MW
Efficienza di Scia	97,42	%
Efficienza elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BOP	99,0	%
Degradazione pale	99,5	%
Fermo Utility	100	%
Variazione curva di potenza	99,77	%
Isteresi ad alti venti	98,77	%
Sector Management	100	%
Produzione energetica annua netta stimata	166,5	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	32,0	%
Ore Equivalenti annue	2803	he

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

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 per casi di Lay-Out subottimale. Da una verifica di interdistanze WTG si ipotizzano perdite 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 e la velocità di re-cut-in di WTG alle alte velocità. 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 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 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)
S1	7,23	19639	2976 > 2000
S2	6,96	18856	2857 > 2000
S3	7,00	19187	2907 > 2000
S4	7,01	19127	2898 > 2000
S5	6,74	18347	2780 > 2000
S6	6,83	18763	2843 > 2000
S7	6,60	17883	2710 > 2000
S8	6,34	16368	2480 > 2000
S9	6,71	18330	2777 > 2000

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

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 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 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 6.6MW

Developer Package

SG 6.6-170

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2830475/009	Approved	2022-01-25	en-US

Original or translation of

Original

File name

D2830475_009-SGRE ON SG 6.6-170 Developer Package/.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

3. Technical Specification

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	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – 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	Nodular cast iron
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 power	nominal	6.6MW
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	115m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.5 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	Different modules depending on restriction

8. Tower Dimensions

SG 6.6-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 115m-165m. All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

8.1. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115.0-56A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,700	4,485	4,490	4,490	3,503
External diameter lower flange (m)	4,700	4,700	4,485	4,490	4,490
Section's height (m)	13,274	18,200	22,960	28,000	29,970
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	80089	78827	82122	74150	66283
Total Tower weight (kg)	381471				

8.2. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115.0-57A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,500	4,393	4,385	4,020	3,503
External diameter lower flange (m)	4,205	4,500	4,393	4,385	4,020
Section's height (m)	12,292	16,520	22,400	29,120	30,082
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	82,426	79,395	82,286	75,510	60,537
Total Tower weight (kg)	380154				

8.3. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

T135-52A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518	3,503
External diameter lower flange (m)	6,000	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518
Section's height (m)	14,160	17,360	20,160	26,040	27,720	26,974
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	87,286	83,972	83,763	86,821	68,428	56,565
Total Tower weight (kg)	466,836					

8.4. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

T135-54A_Rev08b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900	3,503
External diameter lower flange (m)	5,200	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900
Section's height (m)	11,574	14,840	17,640	22,400	29,960	36,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	84,229	82,305	81,010	82,625	82,192	72,157
Total Tower weight (kg)	484,518					

9. Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. The specification in this document applies to SG 6.6-170.

Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances.

All references made to standards such as the IEC and ISO are further specified in the document “Codes and Standards”. The design lifetime presented in the below table only applies to the fatigue load analysis performed in accordance with the presented IEC code. The term design lifetime and the use thereof do not constitute any express and/or implied warranty for actual lifetime and/or against failures on the wind turbines. Please see document for “design lifetime of wind turbine components” for more information.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
0. Design lifetime	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 ¹
	0.1	Design lifetime	years	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.25
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	7.38
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.3
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2.64
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.36
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16 ²
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-
2. 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	42.5 ³
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	N/A
3. 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, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 ^{4,5}
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)

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

² NTM and ETM as per IEC A

³ EWM as per IEC 2

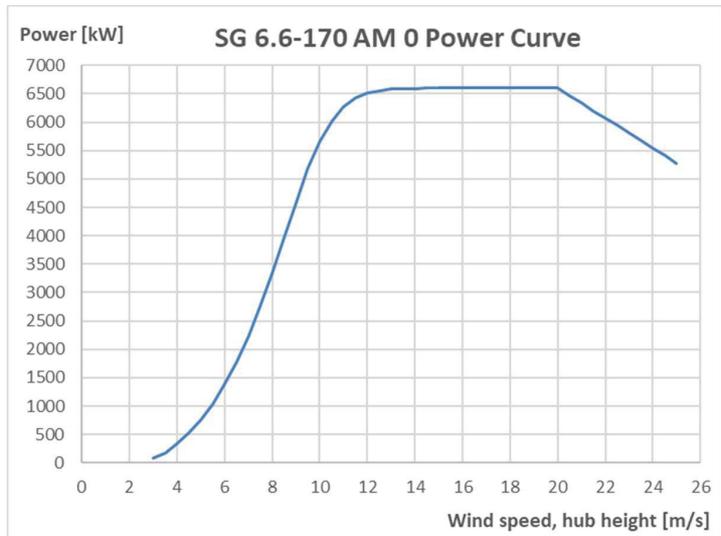
⁴ Maximum power output may be limited after an extended period of operation with a power output close to nominal power. The limitation depends on air temperature and air density as further described in the High Temperature Ride Through specification.

⁵ When ambient temperature exceeds 40deg turbine will go into extended operation. Turbine will not stop until component temperature thresholds are exceeded. Actual turbine stop is expected between 42-45deg.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. 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
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
9. Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m ²	1000
10. Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
11. 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.		
12. Precipitation⁶	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

⁶ The specified maximum precipitation considers standard liquid Leading Edge Protection. For sites with higher annual precipitation and/or longer lifetime, it is recommended to consider optional reinforced Leading Edge Protection.

SG 6.6-170 Rev. 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	758
5.5	1040
6.0	1376
6.5	1771
7.0	2230
7.5	2757
8.0	3346
8.5	3974
9.0	4600
9.5	5176
10.0	5660
10.5	6024
11.0	6271
11.5	6424
12.0	6510
12.5	6556
13.0	6579
13.5	6590
14.0	6596
14.5	6598
15.0	6599
15.5	6600
16.0	6600
16.5	6600
17.0	6600
17.5	6600
18.0	6600
18.5	6600
19.0	6600
19.5	6600
20.0	6600
20.5	6468
21.0	6336
21.5	6204
22.0	6072
22.5	5940
23.0	5808
23.5	5676
24.0	5544
24.5	5412
25.0	5280



12.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

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, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

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

Ct is defined by the following expression:

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

where

F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode - AM 0, please refer to latest version of Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.6-170 Rev. 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.953
3.5	0.880
4.0	0.847
4.5	0.828
5.0	0.824
5.5	0.828
6.0	0.833
6.5	0.836
7.0	0.837
7.5	0.835
8.0	0.825
8.5	0.804
9.0	0.766
9.5	0.713
10.0	0.648
10.5	0.576
11.0	0.506
11.5	0.440
12.0	0.383
12.5	0.335
13.0	0.294
13.5	0.260
14.0	0.231
14.5	0.206
15.0	0.186
15.5	0.168
16.0	0.152
16.5	0.139
17.0	0.128
17.5	0.118
18.0	0.109
18.5	0.102
19.0	0.095
19.5	0.090
20.0	0.084
20.5	0.071
21.0	0.065
21.5	0.060
22.0	0.055
22.5	0.051
23.0	0.047
23.5	0.043
24.0	0.040
24.5	0.037
25.0	0.034

