

Regione Puglia

COMUNE DI GUAGNANO(LE) - SALICE SALENTINO(LE) - CAMPI SALENTINO(LE)
SAN DONACI(BR) - CELLINO SAN MARCO(BR)

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI,
NONCHE' OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE, DI POTENZA
NOMINALE PARI A 36 MW ALIMENTATO DA FONTE EOLICA,
CON ANNESSO SISTEMA DI ACCUMULO INTEGRATO DI POTENZA
PARI A 24 MW, PER UNA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 60MW
DENOMINATO IMPIANTO "NEXT1"**

PROGETTO PARCO EOLICO "NEXT1"

Codice Regionale AU: O3Q5NM4

Tav.:	Titolo:
R03	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
s.c.	A4	O3Q5NM4_NPDI2_GUA_R03_ProfiloLocalizzativo

Progettazione:	Committente:
QMSOLAR s.r.l. Via Guglielmo Marconi scala C n.166 - Cap 72023 MESAGNE (BR) P.IVA 02683290742 - qmsolar.srls@pec.it Amm.re unico Ing. Francesco Masilla Gruppo di progettazione: MSC Innovative Solutions s.r.l.s - Via Milizia 55 - 73100 LECCE (LE) P.IVA 05030190754 - msc.innovativesolutions@gmail.com Ing. Santo Masilla - Responsabile Progetto	NPD Italia Il s.r.l. Galleria Passarella, 2, Cap - 20122 MILANO P.IVA 11987560965 - email: npditalia@legalmail.it
Indagini Specialistiche :	

Data Progetto	Motivo	Redatto:	Controllato:	Approvato:
15/06/2023	Prima versione	F.M.	S.M.	NPD Italia Il srl

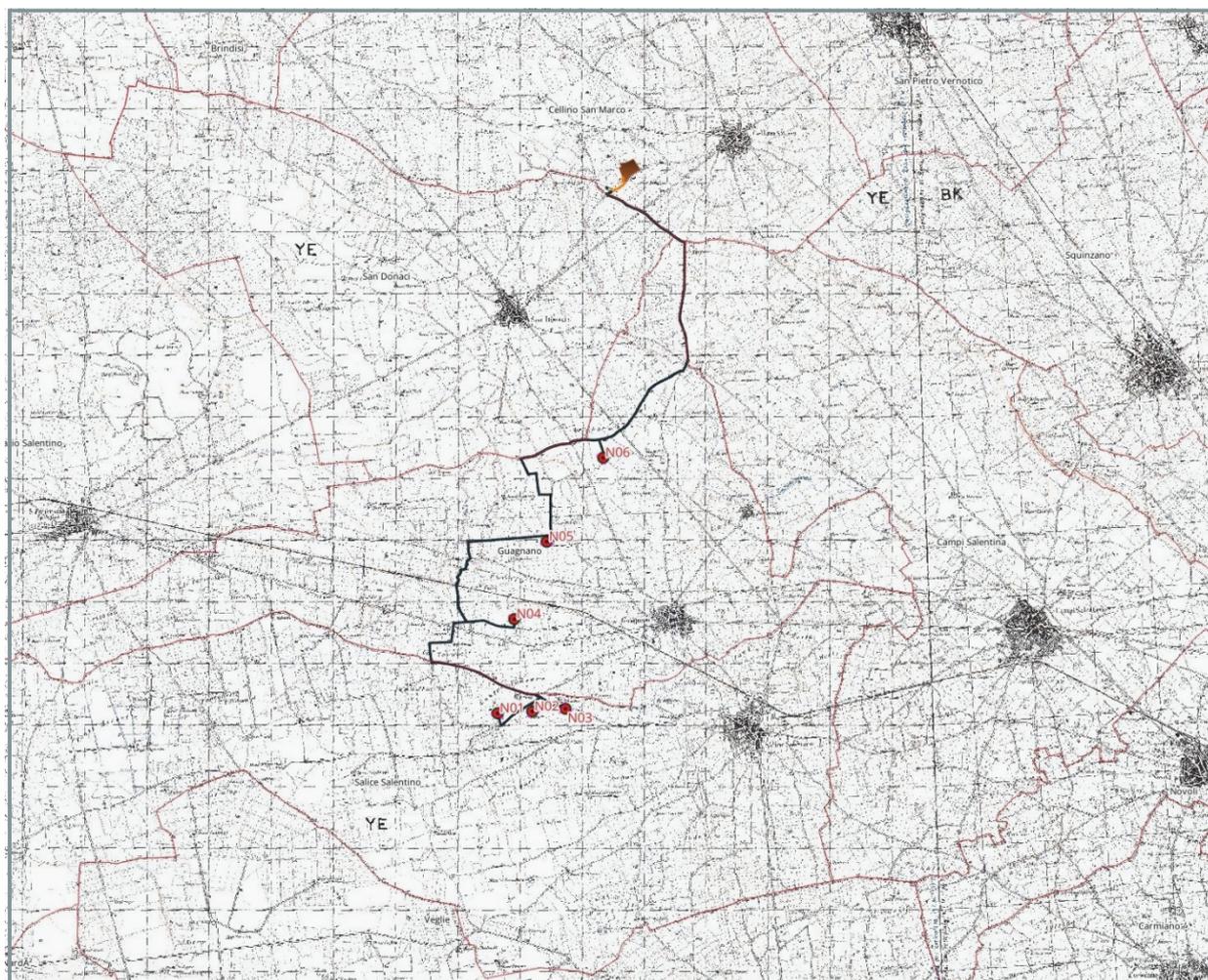
1. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico NEXT1 della Società NPD Italia II srl prevede la realizzazione di n.6 aerogeneratori posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di SALICE SALENTINO(LE)-GUAGNANO(LE) con opere connesse ubicate nel Comune di CELLINO SAN MARCO(BR).

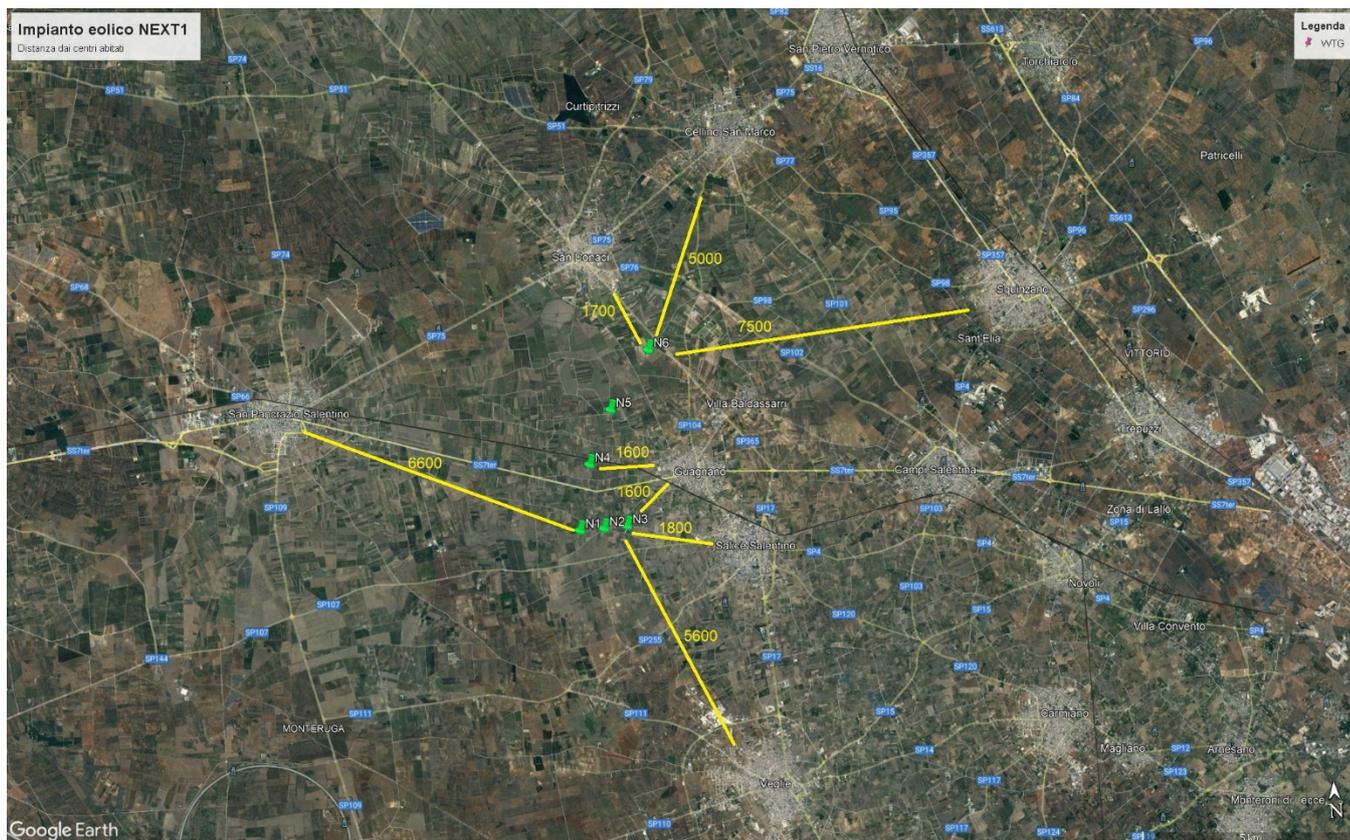
Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- San Donaci (BR) Km 1,70 a Nord dell'aerogeneratore N6
- Cellino San Marco (BR) 5,00 Km a Nord dell'aerogeneratore N6
- Squinzano (LE) 7,50 km a Est dell'aerogeneratore N6;
- Guagnano (LE) 1,60 km a Est dell'aerogeneratore N4 e N3;
- San Pancrazio Salentino (BR) 6,60 km a Ovest dell'aerogeneratore N1;
- Salice Salentino (LE) 1,80 a Est dell'aerogeneratore N3
- Veglie (LE) 5,60 Km a Sud dall'aerogeneratore N3

La distanza dalla costa Ionica è di circa 10,30 km dal più vicino aerogeneratore N3.



Ubicazione impianto eolico NEXT1



Inquadramento territoriale impianto eolico con distanze dai centri abitati

L'intervento interessa un'area ubicato nel Comune di Salice Salentino (Le) e Guagnano(Le).

L'Area di Intervento propriamente detta è delimitata:

- a ovest dal confine provinciale Taranto – Brindisi, tra i territori comunali di San Pancrazio Salentino (BR) ed Avetrana;
- a nord dal confine provinciale Brindisi, dal territorio comunale di San Donaci (BR);
- a est dai Comuni di Salice Salentino e Guagnano in provincia di Lecce;
- a sud dal territorio del Comune di Veglie (LE);
- l'impianto è posto in un'area quadrangolare delimitata approssimativamente a Sud dalla SP107 che confluisce nell'abitato di Salice Salentino (LE) nonche' a Ovest da SP106 e SP104 che collega San Donaci (BR) a Guagnano (LE), a Nord dalla SP75 che collega San Donaci a San Pancrazio Salentino (LE); la Strada Statale 7 Ter delimita a Nord le WTG N1-N2-N3 e a Sud le WTG N4-N5-N6; la costa ionica si attesta ad una distanza di 10,30 Km dalla piu' vicina WTG N6 ubicata nel Comune di Salice Salentino (LE).



Inquadramento territoriale impianto eolico con indicazione rete stradale per trasporti eccezionali

L'Area di Intervento ricade nell'ambito del "Tavoliere Salentino" con caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti con aree a seminativo separati fra loro e delimitati da sporadici muretti a secco. All'interno dell'area di intervento, a nord, è anche presente una zona a bosco tipizzata "Bosco di CutripitriZZi" non interessata direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti di particolare pregio o alberature secolari; le poche aree di uliveto intercettate dalle opere di progetto sono tuttavia aree affette da Xylella fastidiosa per le quali è previsto l'espianto totale degli alberi di ulivo oramai secchi.

Le masserie più vicine sono:

1. *Masseria Nardo di Prato, in agro di San Donaci: 500 m dall'aerogeneratore n. N06*
2. *Masseria Gaetano, in agro di Guagnano: 970 m dall'aerogeneratore N06;*
3. *Masseria Paduli, in agro di San Donaci: 1800 m dall'aerogeneratore N06;*
4. *Masseria Castello Monaci, in agro di Salice S.no: 3000m dall'aerogeneratore N01;*
5. *Masseria San Giovanni, in agro di Salice S.no: 2400 m dall'aerogeneratore N01;*
6. *Masseria La Caseaute, in agro di Salice S.no: 2050m dall'aerogeneratore N01;*

	Profilo localizzativo		
	Elaborato: O3Q5NM4_ProfiloLocalizzativo_R03	Rev. 0	

7. *Masseria Ursi, in agro di Salice S.no: 2150m dall'aerogeneratore N01;*
8. *Masseria Palombaro, in agro di Salice S.no: 2700m dall'aerogeneratore N01;*
9. *Masseria San Chirico, in agro di Salice S.no: 770m dall'aerogeneratore S10 di progetto;*

La distanza dai siti naturalistici piu' vicini:

- Bosco Santa Teresa 11 km da N06;
- Bosco Lucci 15 km da N06;
- Bosco Tramazzone 17,9 km da N06;
- Bosco Rauccio 16 Km da N06;
- Bosco Curtipitrizzi 5,6 km da N06
- Palude del Conte Punta Prosciutto 9,30 km da N01.

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84 Fuso 33 con il rilievo di ogni singolo area di progetto:

WTG	WGS 84 33N		Quota s.l.m.	Comune	Provincia	AGL(m)	AMSL(m)	Day	Night
	X	Y							
N01	747584	4474992	49,0	Salice S.no	Lecce	200	249,0	SI	SI
N02	748142	4475022	47,0	Salice S.no	Lecce	200	247,0	NO	SI
N03	748676	4475066	46,0	Salice S.no	Lecce	200	246,0	SI	SI
N04	747852	4476521	46,0	Guagnano	Lecce	200	246,0	SI	SI
N05	748374	4477779	42,0	Guagnano	Lecce	200	242,0	SI	SI

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

WTG: N01

Comune di: Salice Salentino (Le) Foglio 18 p.IIa 38

Contrada: Casa Misserandrea

Quota: 49,00 (m) s.l.m.

Coordinate: 747584(X) – 4474992(Y) WGS84 33N



Area WTG



WTG N01

Area agricola destinata a seminativo

WTG: N02

Comune di: Salice Salentino (LE) - Foglio 18 p.IIa 76

Contrada: Casa il Poeta – Casa Misserandrea

Quota: 47,00 (m) s.l.m.

Coordinate: 748142(X) – 4475022(Y) WGS84 33N



Area WTG



WTG N02
Area agricola destinata a seminaio

WTG: N03

Comune di: Salice Salentino (LE) - foglio 29 p.lla 25

Contrada: Casa Panzana

Quota: 46,00 (m) s.l.m.

Coordinate: 748676(X) – 4475066(Y) WGS84 33N



Area WTG



WTG N03
Area agricola destinata a seminativo

WTG: N04

Comune di: Guagnano (LE) foglio 23 p.lla 195

Contrada: Casa Scrascia

Quota: 46,00 (m) s.l.m.

Coordinate: 747852(X) - 4476521(Y) WGS84 33N



Area WTG



WTG N04
Area agricola destinata a seminativo

WTG: N05

Comune di: Guagnano (LE) foglio 22 p.lla 71

Contrada: Casa Camardella

Quota: 42 (m) s.l.m.

Coordinate: 748374(X) – 4477779(Y)



Area WTG



WTG N05
Area agricola destinata a seminativo

WTG: N06

Comune di: Guagnano (LE) Foglio 10 p.lla 161

Contrada: Masseria Nardo di Prato

Quota: 41,00 (m) s.l.m.

Coordinate: 749284(X) - 4479142(Y) WGS84 33N



Area WTG



WTG N06

Area agricola destinata a seminativo



Immagine 3D Impianto eolico NEXT1

Pacchetto sviluppatore

SG 6.0-170



ID documento e stato di revisione		Data (aaaa-mm-gg)	linguaggio
D2056872/018	Approvato	2020-12-18	it-IT

Originale o traduzione di
Originale

Nome del file
D2056872_018-SG 6.0-170 Pacchetto sviluppatore.docx/.pdf

Aggiornamenti effettuati rispetto alla revisione precedente
<ul style="list-style-type: none">- Migrato al nuovo modello- Nuova key visual inclusa in prima pagina Aggiornata- la lista delle modalità NRS (N8 inclusa) Aggiornate le- curve di declassamento- Codici e sezione standard aggiornati

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

Esclusione di responsabilità e condizioni d'uso

Nella misura consentita dalla legge, né Siemens Gamesa Renewable Energy A/S né alcuna delle sue affiliate nel gruppo Siemens Gamesa, inclusa Siemens Gamesa Renewable Energy SA e le sue sussidiarie (di seguito "SGRE"), forniscono alcuna garanzia di alcun tipo, espressa o implicito, rispetto all'uso di questo documento o di parti di esso diverso dall'uso del documento per lo scopo previsto. In nessun caso SGRE sarà responsabile per danni, inclusi eventuali danni generali, speciali, incidentali o consequenziali, derivanti dall'uso del documento, dall'impossibilità di utilizzare il documento, dall'uso dei dati incorporati o ottenuti da, il documento o l'uso di qualsiasi documentazione o altro materiale che accompagna il documento, eccetto quando i documenti o altro materiale che accompagna i documenti diventa parte di un accordo tra te e SGRE, nel qual caso la responsabilità di SGRE sarà regolata da detto accordo. SGRE riesamina questo documento a intervalli regolari e include le modifiche appropriate nelle edizioni successive. I diritti di proprietà intellettuale di questo documento sono e rimangono di proprietà di SGRE. SGRE si riserva il diritto di aggiornare di volta in volta questa documentazione o di modificarla senza preavviso.

Applicazione del pacchetto per sviluppatori

Il Developer Package ha lo scopo di informare i clienti sull'ultimo sviluppo del prodotto pianificato da Siemens Gamesa Renewable Energy A/S e dalle sue affiliate nel gruppo Siemens Gamesa, tra cui Siemens Gamesa Renewable Energy SA e le sue sussidiarie (di seguito "SGRE"). Condividendo le informazioni sui prossimi sviluppi, SGRE può garantire che ai clienti vengano fornite le informazioni necessarie per prendere decisioni.

Inoltre, il Developer Package può aiutare a guidare i potenziali clienti con l'impronta tecnica indicata di SG 6.0-170 e le diverse varianti di prodotto nei casi in cui istituti finanziari, organi di governo o enti autorizzati richiedono informazioni specifiche sul prodotto nei loro processi decisionali.

Tutti i dati tecnici contenuti nel Developer Package sono soggetti a modifiche a causa dei continui sviluppi tecnici della turbina eolica. Di conseguenza, SGRE e le sue affiliate si riservano il diritto di modificare le specifiche sottostanti senza preavviso. Le informazioni contenute nel pacchetto per sviluppatori non possono essere trattate separatamente o fuori contesto del pacchetto sviluppatore.

Sommario

Applicazione del pacchetto per sviluppatori	3
1. Introduzione	5
3. Descrizione tecnica	6
4. Specifiche tecniche.....	8
5. Disposizione della navicella	1
6. Dimensioni e pesi della navicella	2
7. Disegno dell'elevazione	3
7.1. SG 6.0-170 115 m	3
7.2. SG 6.0-170 135 m	4
7.3. SG 6.0-170 165 m	5
8. Disegno della lama	6
9. Dimensioni della torre	7
9.1. Progettazioni stimate della fondazione e carichi della fondazione	7
10. Condizioni climatiche di progetto	8
11. Specifiche di valutazione flessibili	10
12. Ct standard e curva di potenza, Rev. 0, Modalità AM 0.....	12
12.1. Curva di potenza standard, modalità di applicazione - AM 0.....	12
12.2. Curva Ct standard, modalità di applicazione - AM 0	15
13. Ct standard e curva di potenza, Rev. 0, AM 0 – Densità dell'aria	17
13.1. Curva di potenza standard, modalità di applicazione - AM 0	17
13.2. Curva Ct standard, modalità di applicazione - AM 0	20
14. Emissione Acustica Standard, Rev. 0. Modalità AM 0	22
15. Specifiche elettriche	23
16. Schema unifilare semplificato.....	24
17. Specifiche del trasformatore ECO 30 kV*	24
18. Specifiche del quadro	25
19. Specifiche delle prestazioni della rete – 50 Hz	29
20. Specifiche delle prestazioni della rete – 60 Hz	32
20.9. Riepilogo delle capacità di connessione alla rete	34
21. Capacità di potenza reattiva - 50 e 60 Hz.....	35
22. Descrizione del sistema SCADA	40
23. Codici e norme	43
24. Altre caratteristiche prestazionali	46
24.1. Modalità operativa declassata per vento forte	46
24.2. Passaggio ad alta temperatura (noto anche come declassamento della temperatura)	46
24.2.1. Curve di declassamento SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) Configurazioni standard e bassa temperatura	46
24.2.2. Curve di declassamento SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) Configurazioni ad alta temperatura	47
25. Sistema di rilevamento del ghiaccio	47
25.1. Sistema di rilevamento del ghiaccio (predefinito)	47

1. introduzione

L'SG 6.0-170 è una nuova turbina eolica della piattaforma di prodotti Siemens Gamesa Onshore Geared di nuova generazione chiamata Siemens Gamesa 5.X, che si basa sulla progettazione e sull'esperienza operativa di Siemens Gamesa nel mercato dell'energia eolica.

Con una nuova pala da 83,3 m e un ampio portafoglio di torri che include altezze del mozzo che vanno da 100 m a 165 m, l'SG 6.0-170 mira a diventare un nuovo punto di riferimento nel mercato per efficienza e redditività.

Questo pacchetto per sviluppatori descrive le specifiche tecniche della turbina e fornisce informazioni per i principali componenti e sottosistemi.

Per ulteriori informazioni, contattare il responsabile vendite SGRE regionale.

2. Descrizione tecnica

Rotore-Nacelle

Il rotore è una costruzione a tre pale, montata sopravento alla torre. La potenza è controllata dalla regolazione del passo e della domanda di coppia. La velocità del rotore è variabile ed è progettata per massimizzare la potenza in uscita mantenendo carichi e livello di rumore.

La navicella è stata progettata per un accesso sicuro a tutti i punti di servizio durante il servizio programmato. Inoltre, la navicella è stata progettata per la presenza sicura dei tecnici di servizio nella navicella durante i test di servizio con la turbina eolica in piena attività. Ciò consente un servizio di alta qualità della turbina eolica e fornisce condizioni ottimali per la risoluzione dei problemi.

lame

Le lame Siemens Gamesa 5.X sono costituite da infusione di fibra di vetro e componenti stampati in pultruso di carbonio. La struttura della pala utilizza gusci aerodinamici contenenti longaroni incorporati, legati a due principali reti di taglio in balsa epossidica/fibra di vetro/nucleo in schiuma. Le pale Siemens Gamesa 5.X utilizzano un design della lama basato su profili aerodinamici proprietari SGRE.

Mozzo del rotore

Il mozzo del rotore è fuso in ghisa sferoidale ed è montato sull'albero lento della trasmissione con un collegamento a flangia. Il mozzo è sufficientemente grande da fornire spazio ai tecnici dell'assistenza durante la manutenzione delle radici delle pale e dei cuscinetti del passo dall'interno della struttura.

Guidare il treno

La trasmissione è un concetto di sospensione a 4 punti: albero principale con due cuscinetti di banco e cambio con due bracci di reazione assemblati al telaio principale.

Il cambio è in posizione cantilever; il portasatelliti del cambio è assemblato all'albero principale tramite un giunto flangiato imbullonato e supporta il riduttore.

albero principale

L'albero principale a bassa velocità è forgiato e trasferisce la coppia del rotore al cambio e i momenti flettenti al telaio del letto tramite i cuscinetti di banco e gli alloggiamenti dei cuscinetti di banco.

Cuscinetti principali

L'albero lento della turbina eolica è supportato da due cuscinetti a rulli conici. I cuscinetti sono lubrificati a grasso.

Riduttore

Il cambio è a 3 stadi ad alta velocità (2 planetari + 1 parallelo).

Generatore

Il generatore è un generatore trifase asincrono a doppia alimentazione con rotore avvolto, collegato a un convertitore di frequenza PWM. Lo statore e il rotore del generatore sono entrambi realizzati con lamierini magnetici impilati e avvolgimenti formati.

Il generatore è raffreddato dall'aria.

Freno meccanico

Il freno meccanico è montato sul lato opposto alla trasmissione del cambio.

Sistema di imbardata

Un telaio del letto in ghisa collega la trasmissione alla torre. Il cuscinetto di imbardata è un anello dentato esternamente con un cuscinetto a frizione. Una serie di motoriduttori epicicloidali elettrici aziona l'imbardata.

Copertura della navicella

Lo schermo meteorologico e l'alloggiamento intorno al macchinario nella navicella sono realizzati con pannelli laminati rinforzati con fibra di vetro.

Torre

La turbina eolica è montata di serie su una torre in tubolare d'acciaio conico. Altre tecnologie di torre sono disponibili per altezze del mozzo più elevate. La torre ha salita interna e accesso diretto al sistema di imbardata e alla navicella. E' dotato di pedane e illuminazione elettrica interna.

Controllore

Il controller della turbina eolica è un controller industriale basato su microprocessore. Il controllore è completo di quadro e dispositivi di protezione ed è in autodiagnosi.

Convertitore

Collegato direttamente al rotore, il convertitore di frequenza è un sistema di conversione 4Q back to back con 2 VSC in un collegamento CC comune. Il convertitore di frequenza consente il funzionamento del generatore a velocità e tensione variabili, fornendo alimentazione a frequenza e tensione costanti al trasformatore MT.

SCADA

La turbina eolica fornisce il collegamento al sistema SGR SCADA. Questo sistema offre il controllo remoto e una varietà di visualizzazioni di stato e report utili da un browser Web Internet standard. Le viste di stato presentano informazioni inclusi dati elettrici e meccanici, stato di funzionamento e guasto, dati meteorologici e dati della stazione di rete.

Monitoraggio delle condizioni della turbina

Oltre al sistema SGR SCADA, la turbina eolica può essere dotata dell'esclusiva configurazione di monitoraggio delle condizioni SGR. Questo sistema monitora il livello di vibrazione dei componenti principali e confronta gli spettri di vibrazione effettivi con una serie di spettri di riferimento stabiliti. La revisione dei risultati, l'analisi dettagliata e la riprogrammazione possono essere eseguite utilizzando un browser Web standard.

Sistemi operativi

La turbina eolica funziona automaticamente. Si avvia automaticamente quando la coppia aerodinamica raggiunge un certo valore. Al di sotto della velocità del vento nominale, il controller della turbina eolica fissa i riferimenti di passo e coppia per operare nel punto aerodinamico ottimale (massima produzione) tenendo conto della capacità del generatore. Una volta superata la velocità nominale del vento, la richiesta di posizione del passo viene regolata per mantenere una produzione di potenza stabile pari al valore nominale.

Se è abilitata la modalità di declassamento per vento forte, la produzione di energia viene limitata una volta che la velocità del vento supera un valore di soglia definito dal progetto, fino a quando non viene raggiunta la velocità di spegnimento del vento e la turbina eolica smette di produrre energia.

Se la velocità media del vento supera il limite massimo di esercizio, l'aerogeneratore viene spento mediante il beccheggio del lame. Quando la velocità media del vento torna al di sotto della velocità media del vento di riavvio, i sistemi si resettano automaticamente.

3. Specifiche tecniche

Rotore

Tipo..... 3 pale, asse orizzontale
 Posizione..... Controvento
 Diametro 170 m Area
 spazzata 22.698 m²
 Regolazione della potenza..... Regolazione del passo e della coppia
 con velocità variabile
 Inclinazione del rotore 6 gradi

Lama

Tipo..... Autoportante
 Lunghezza lama..... 83,3 m
 Corda max..... 4,5 m Profilo
 aerodinamico..... Siemens Gamesa
 profili alari proprietari
 Materiale G (Fibra di vetro) – CRP
 (plastica rinforzata con carbonio)
 Brillantezza della superficie Semilucida, < 30 / ISO2813
 Colore della superficie Grigio chiaro, RAL 7035 o
 Bianco, RAL 9018

Freno aerodinamico

Tipo Pitch completo
 Attivazione Attivo, idraulico

Parti di supporto del carico

Mozzo Ghisa nodulare
 Albero principale Ghisa sferoidale
 Giroletto navicella Ghisa sferoidale

Freno meccanico

Tipo..... Freno a disco idraulico
 Posizione..... Parte posteriore del cambio

Copertura della navicella

Tipo..... Completamente racchiuso
 Brillantezza superficiale Semilucida, <30 / ISO2813
 Colore grigio chiaro, RAL 7035 o
 Bianco, RAL 9018

Generatore

TipoAsincrono, DFIG

Terminali di rete (BT)

Potenza nominale di riferimento..6,0 MW / 6,2
 MW Tensione.....690 V
 Frequenza50 Hz o 60 Hz

Sistema di imbardata

TipoAttivo
 Cuscinetto d'imbardata Trasmissione d'imbardata ad
 ingranaggi esterni Motoriduttori elettrici Freno di
 imbardataFreno ad attrito attivo

Controllore

TipoSiemens Integrated Control
 Sistema (SICS)
 Sistema SCADASCADA consolidato
 (CSS)

Torre

TipoAcciaio tubolare / Ibrido

Altezza mozzo da 100 m a 165 m e sito-
 specifica

Protezione dalla corrosioneVerniciato
 Brillantezza superficialeSemilucida, <30 /
 ISO-2813 ColoreGrigio luce, RAL 7035 o
 Bianco, RAL 9018

Dati operativi

Velocità del vento in entrata3 m/s
 Velocità nominale del vento11,0 m/s (vento costante
 senza turbolenze, come
 definito da IEC61400-1)

Spegnimento della velocità del vento25
 m/s Riavvio della velocità del vento22 m/s

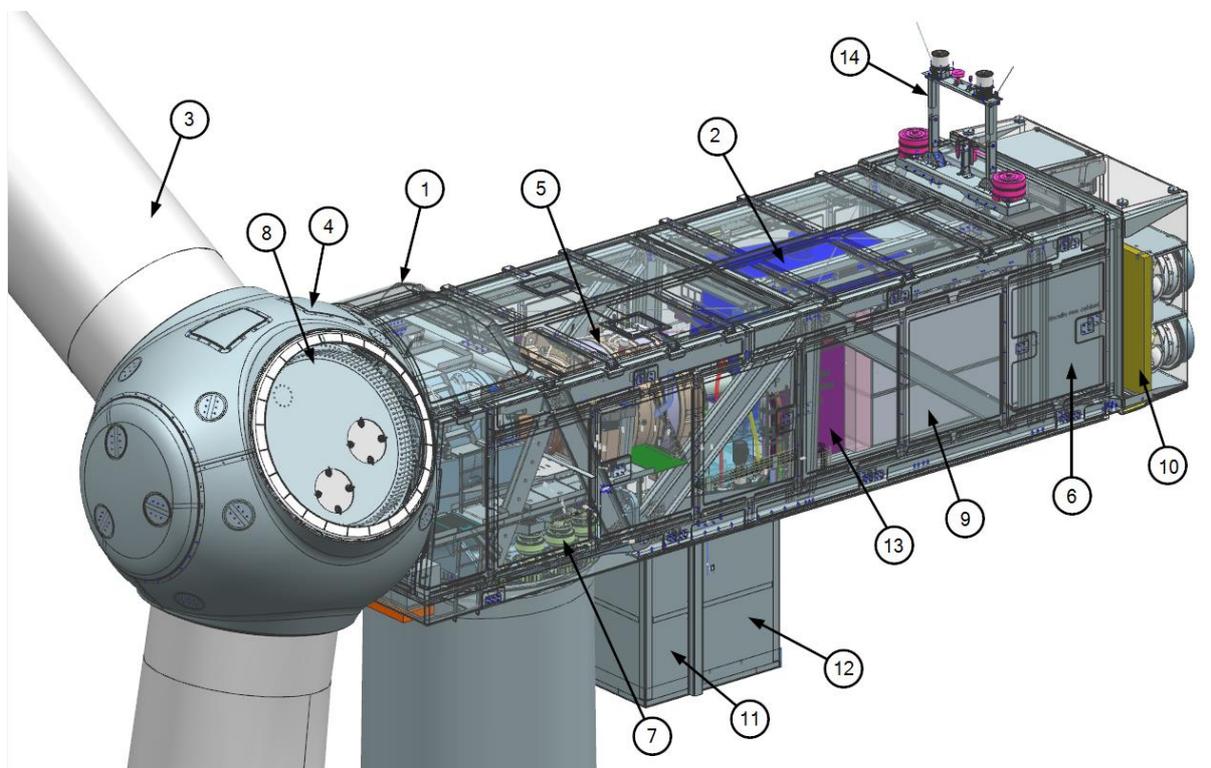
Peso

Approccio modulare..... Diversi moduli Different
 a seconda della restrizione

4. Disposizione della navicella

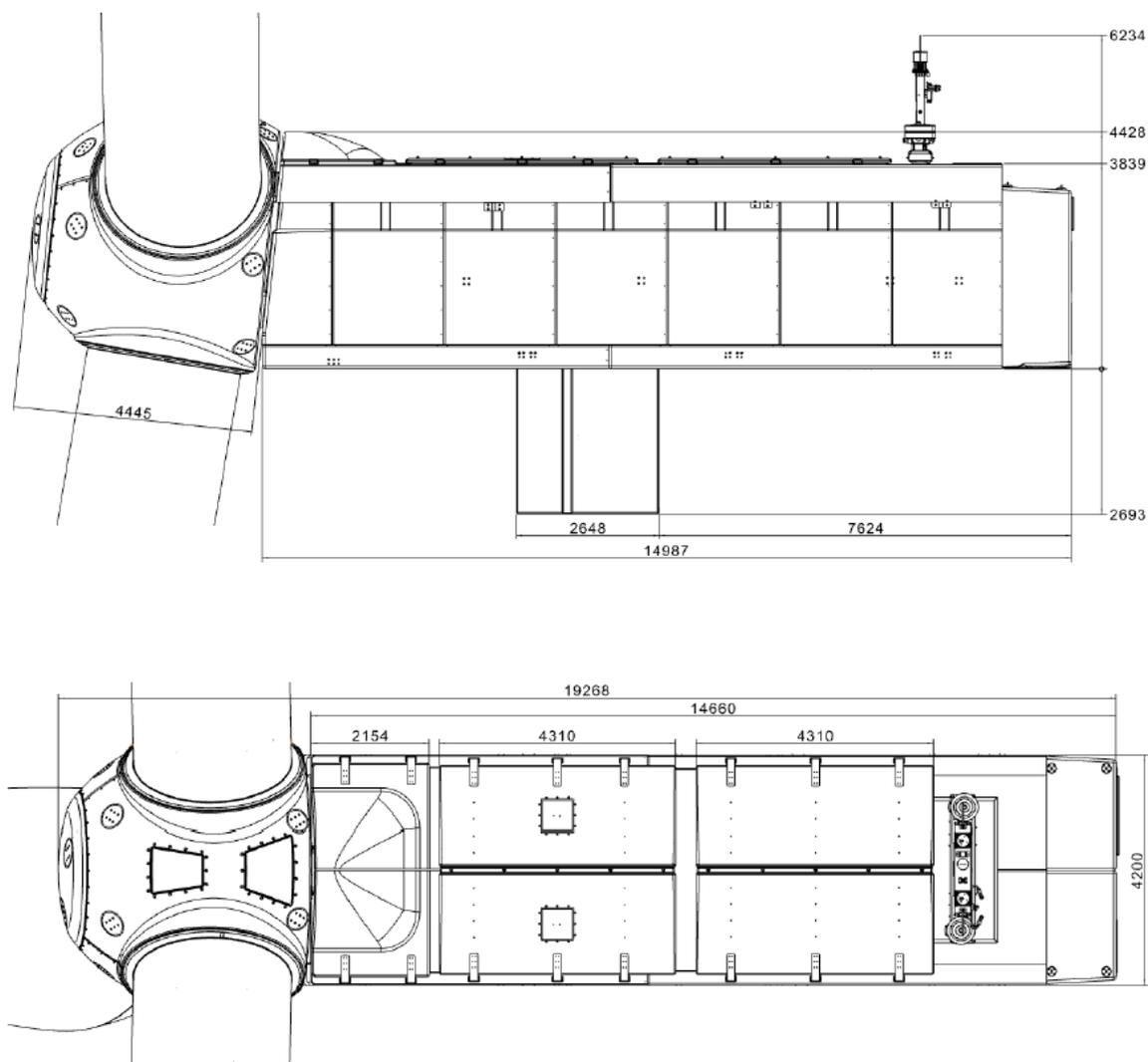
Il design e il layout della navicella sono preliminari e possono essere soggetti a modifiche durante lo sviluppo del Prodotto.

Articolo	Descrizione	descrizione dell'articolo	
1	Baldacchino	7	Ingranaggio di imbardata
2	Generatore	8	Cuscinetto lama
3	lame	9	Convertitore
4	Spinner/mozzo	10	Raffreddamento
5	Riduttore	11	Trasformatore
6	Pannello di controllo	12	Armadio statore.
		13	Armadio di controllo anteriore
		14	struttura aeronautica



5. Dimensioni e pesi della navicella

Il design e le dimensioni della navicella sono preliminari e possono subire modifiche durante le fasi di sviluppo del prodotto.

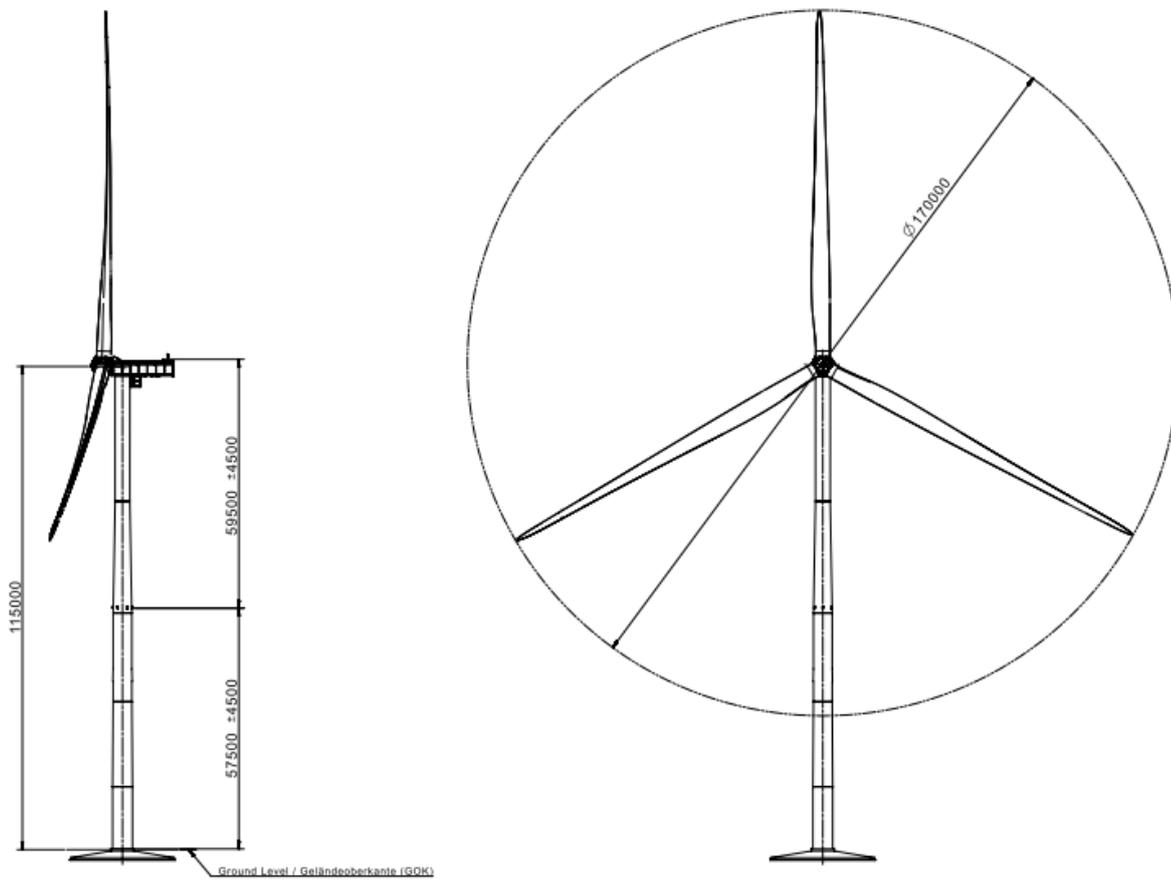


Diverse soluzioni modulari sono progettate per ottimizzare il trasporto di navicelle e hub, soggette a specifiche del progetto condizioni.

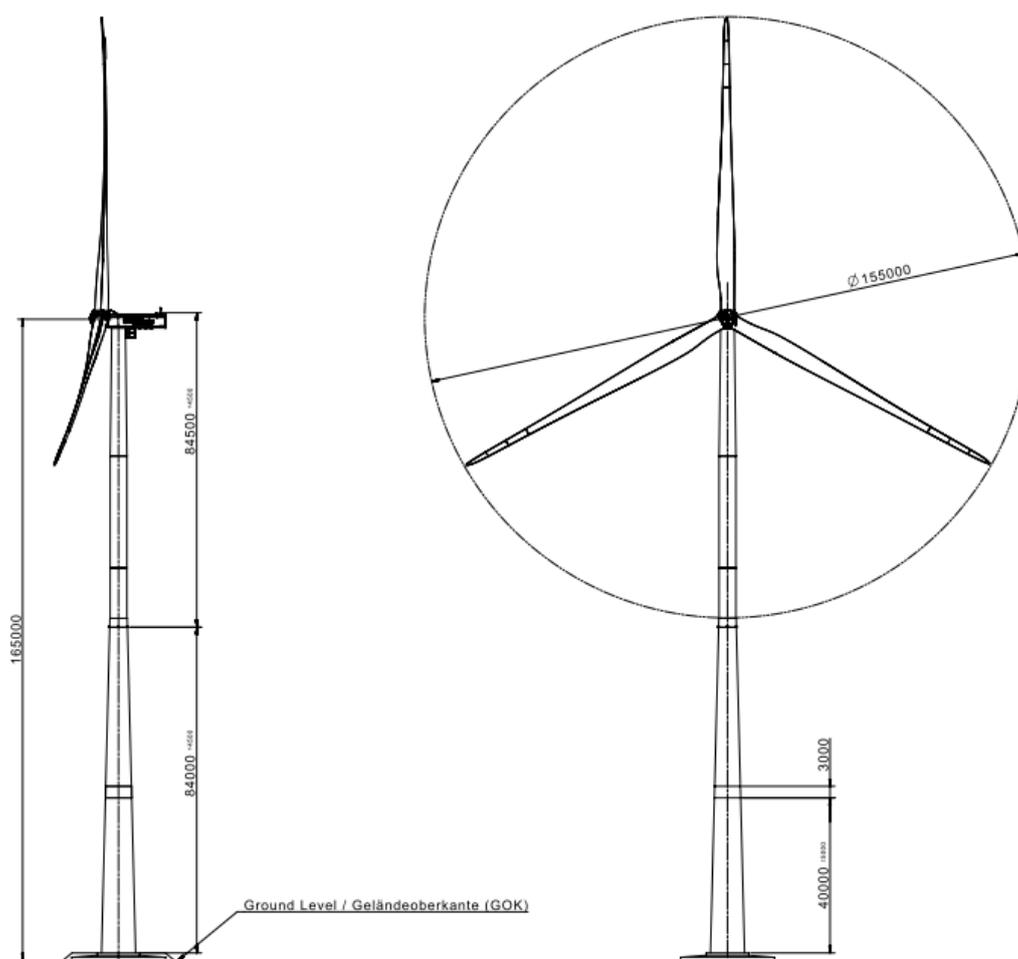
- 3 moduli (modulo più pesante <95t): mozzo, navicella, trasmissione
- 4 moduli (modulo più pesante <79t): mozzo, navicella, trasmissione, trasformatore
- 6 moduli (modulo più pesante <62t): mozzo, navicella, cambio, albero principale, trasformatore e generatore

6. Disegno di elevazione

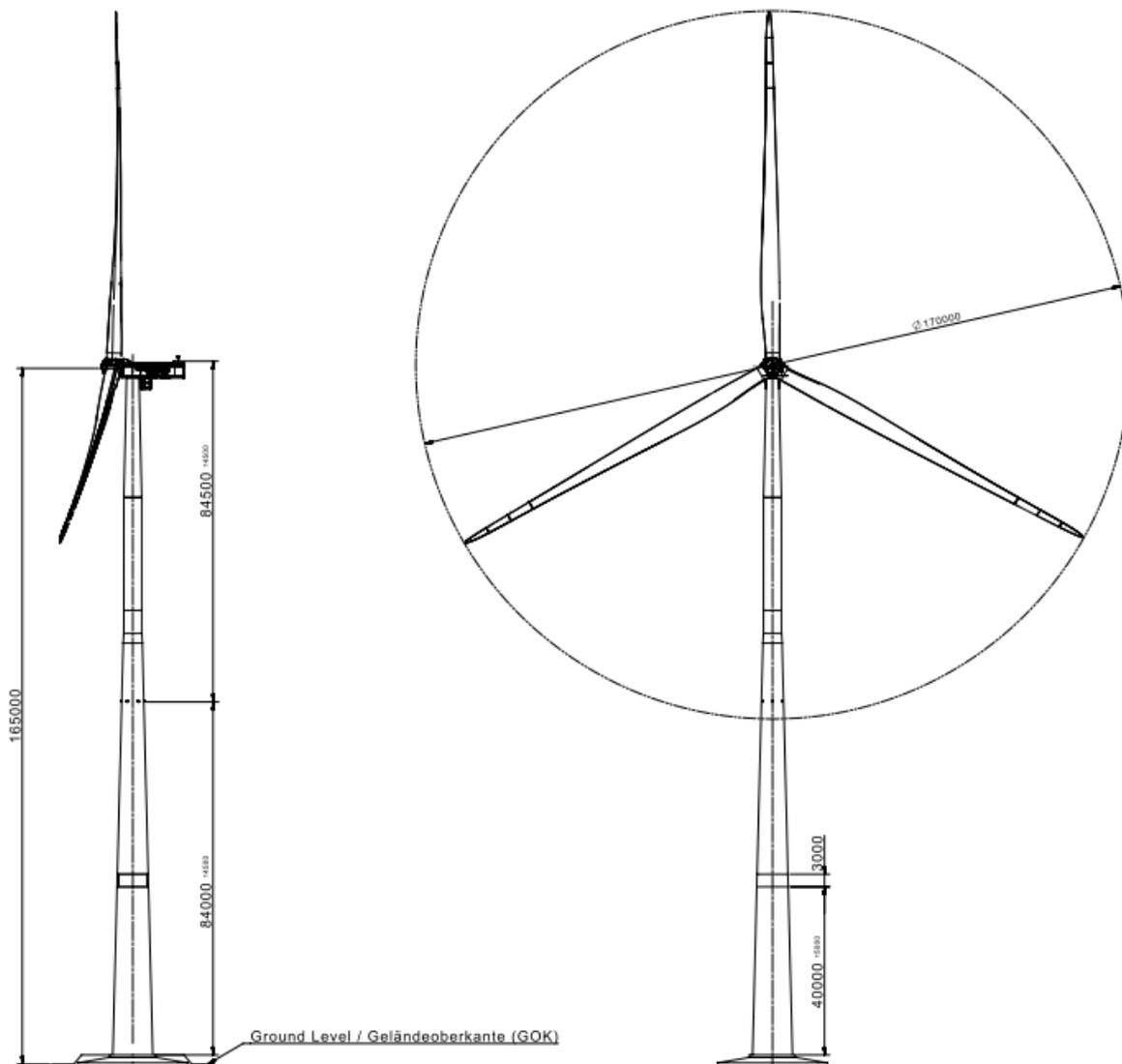
6.1. SG 6.0-170 115 m



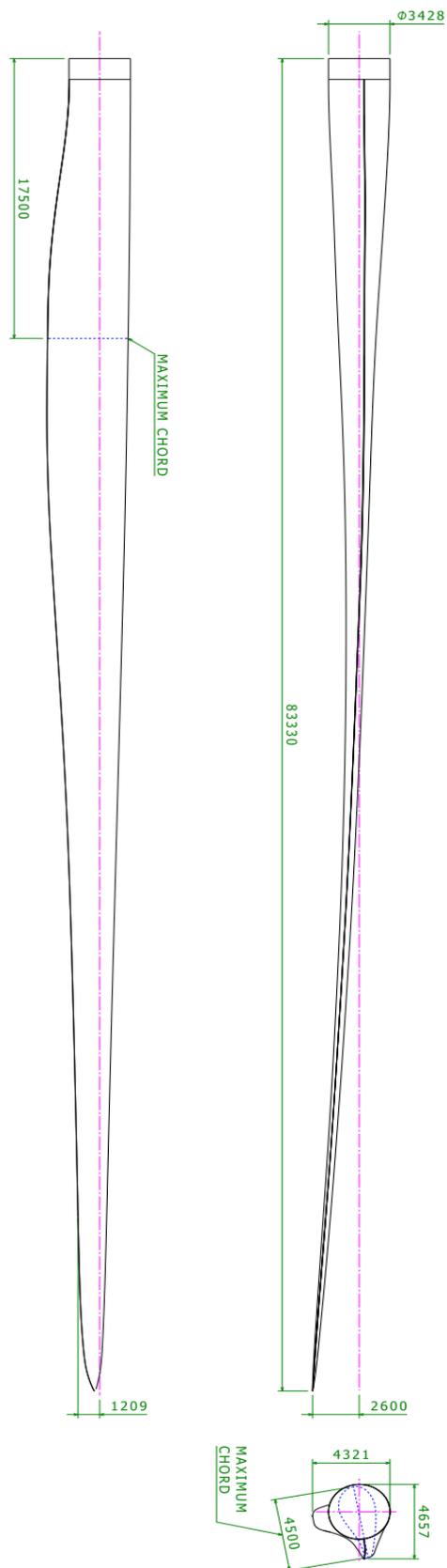
6.2. SG 6,0-170 135 m



6.3. SG 6,0-170 165 m



7. Disegno della lama



Dimensioni in millimetri

8. Dimensioni della torre

L'SG 6.0-170 è offerto con un ampio portafoglio di torri come elencato di seguito oltre alla possibilità di sviluppo torri su base specifica del sito.

Turbina	Altezza (m)	Classe di vento	Torre Tecnologia
SG 6.0 170	100	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	101.5	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	115	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	135	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	145	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	155	IIIA	Tubolare
SG 6.0 170	165	IIIA	Ibrido

Tutte le torri sono progettate in conformità con i requisiti logistici locali. Saranno disponibili ulteriori dimensioni della torre nel seguente documento: D2289216

Informazioni su altre altezze della torre e logistica saranno disponibili su richiesta.

8.1. Progetti stimati della fondazione e carichi della fondazione

Informazioni dettagliate sui carichi di fondazione saranno disponibili su richiesta.

9. Condizioni climatiche di progetto

Le condizioni climatiche di progetto sono le condizioni limite alle quali la turbina può essere applicata senza un'ulteriore revisione del progetto. Possono essere possibili applicazioni della turbina eolica in condizioni più severe, a seconda delle circostanze complessive. Una revisione del sito del progetto richiede che il datore di lavoro completi il modulo "Condizioni climatiche del progetto".

Tutti i riferimenti a norme come IEC e ISO sono ulteriormente specificati nel documento "Codici e norme". La durata di progetto presentata nella tabella seguente si applica solo all'analisi del carico di fatica eseguita in conformità con il codice IEC presentato. Il termine durata di progetto e il suo utilizzo non costituiscono alcuna garanzia esplicita e/o implicita per la durata effettiva e/o contro guasti sulle turbine eoliche. Si prega di consultare il documento per

"durata di progettazione dei componenti delle turbine eoliche" per ulteriori informazioni.

Soggetto	ID	Problema	Unità	Valore
0. Design tutta la vita	0.0	Definizione della durata del progetto	-	IEC 61400-1 ¹
	0.1	Durata del progetto	anni	20 25
1. Vento, operazione	1.1	Definizioni del vento	-	IEC 61400-1
	1.2	Classe IEC	-	IIIA IIIB
	1.3	Densità media dell'aria,	kg/m ³	1.225 1.225
	1.4	Velocità media del vento, V _{Ave}	SM	7.5 7.5
	1.5	Parametro di scala di Weibull, A	SM	8.46 8.46
	1.6	Parametro di forma di Weibull, k	-	2 2
	1.7	Esponente di wind shear, α	-	0.20 0.20
	1.8	Intensità di turbolenza di riferimento a 15 m/s, I _{riferimento}	-	0.16 0.14
	1.9	Deviazione standard della direzione del vento	grado	- -
	1.10	Inclinazione massima del flusso	grado	8 8
	1.11	Distanza minima della turbina, in file	D	- -
1.12	Distanza minima della turbina, tra le file	D	- -	
2. Vento, estremo	2.1	Definizioni del vento	-	IEC 61400-1
	2.2	Densità dell'aria,	kg/m ³	1.225
	2.3	Velocità del vento di riferimento media su 10 min all'altezza del mozzo, V _{riferimento}	SM	37.5
	2.4	Raffica massima di 3 s nell'altezza del mozzo, V _{eso}	SM	52,5
	2,5	Indice massimo della legge di potenza dell'altezza del mozzo,	-	0.11
	2.6	α Turbolenza di tempesta	-	N / A
3. Temperatura	3.1	Definizioni di temperatura	-	IEC 61400-1
	3.2	Temperatura minima, fermo, T _{min, s}	Deg.C	- 30
	3.3	Temperatura minima, funzionamento, T _{min, o}	Deg.C	- 20
	3.4	Temperatura massima, funzionamento, T _{max, o}	Deg.C	40 ₂
	3.5	Temperatura massima, fermo, T _{massimo, s}	Deg.C	50
4. Corrosione	4.1	Definizioni della categoria di corrosività atmosferica	-	ISO 12944-2
	4.2	Ambiente interno della navicella (categoria di corrosività)	-	C3H (standard)
	4.3	Ambiente esterno (categoria di corrosività)	-	C3H (standard)
5. Fulmine	5.1	Definizioni dei fulmini	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Livello di protezione contro i fulmini (LPL)	-	LPL 1
6. Polvere	6.1	Definizioni di polvere	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Condizioni ambientali di lavoro	mg/m ³	Polvere media Concentrazione (95% tempo) → 0,05 mg/m ³

¹ Tutte le citazioni di IEC 61400-1 si riferiscono a IEC 61400-1:2018 Ed4.

² La potenza massima può essere limitata dopo un lungo periodo di funzionamento con una potenza prossima alla potenza nominale. La limitazione dipende dalla temperatura dell'aria e dalla densità dell'aria, come ulteriormente descritto nella specifica High Temperature Ride Through.

Soggetto	ID	Problema	Unità	Valore
	6.3	Concentrazione di particelle	mg/m ³	Polvere di picco Concentrazione (95% tempo) → 0,5 mg/m ³
7. Salve	7.1	Diametro massimo grandine	mm	20
	7.2	Velocità massima di caduta della grandine	SM	20
8. Ghiaccio	8.1	Definizioni del ghiaccio	-	-
	8.2	Condizioni del ghiaccio	Giorni/anno r	7
9. Solare radiazione	9.1	Definizioni della radiazione solare	-	IEC 61400-1
	9.2	Intensità della radiazione solare	W/m ²	1000
10. Umidità	10.1	Definizione di umidità	-	IEC 61400-1
	10.2	Umidità relativa	%	Fino a 95
11. Ostacoli	11.1	Se l'altezza degli ostacoli entro 500 m dall'altezza della posizione della turbina supera 1/3 di (H – D/2) dove H è l'altezza del mozzo e D è il diametro del rotore, possono essere applicate restrizioni. Si prega di contattare Siemens Gamesa Renewable Energy per informazioni sul'altezza massima consentita dell'ostacolo rispetto al sito e al tipo di turbina.		
12. Precipitazioni³	12.1	Precipitazioni annue	mm/anno	1100

³ La precipitazione massima specificata considera la protezione Leading Edge standard.

10. Specifiche di valutazione flessibili

L'SG 6.0-170 è offerto con varie modalità operative che si ottengono attraverso la capacità operativa flessibile del prodotto, consentendo la configurazione di una potenza nominale ottimale più adatta per ogni parco eolico. Le modalità operative sono sostanzialmente suddivise in due categorie: modalità applicative e modalità del sistema di riduzione del rumore⁴.

10.1. Modalità di applicazione

Le modalità applicative garantiscono prestazioni ottimali della turbina con la massima potenza consentita dai sistemi strutturali ed elettrici della turbina. Sono disponibili più modalità di applicazione, che offrono flessibilità di diverse potenze nominali. Tutte le modalità di applicazione fanno parte del certificato della turbina.

SG 6.0-170 può offrire una maggiore flessibilità operativa con modalità basate su AM 0 con potenza nominale ridotta. Queste nuove modalità sono create con le stesse prestazioni in termini di rumore della corrispondente modalità di applicazione 0, ma con rating ridotto e migliore declassamento della temperatura rispetto alla corrispondente modalità di applicazione 0. Inoltre, le prestazioni elettriche della turbina sono costanti per l'intero set di modalità di applicazione, come mostrato nella tabella sottostante.

L'SG 6.0-170 è progettato con una classe di vento di base, applicabile a AM 0, di IEC IIIA per una durata di 20 anni e IEC IIIB per una durata di 25 anni. Tutte le altre modalità applicative possono essere analizzate per condizioni del sito più impegnative.

10.1.1. Elenco delle applicazioni Application Modes

Rotore Configurazione	Rumore di valutazione dell'applicazione modalità	Curva di potenza Documento		Acustico Emissione Documento	Prestazioni elettriche			Temperatura massima Con Max attivo potere e elettrico capacità	
					Cos Phi	Tensione	Frequenza		
		[MW]	[dB(A)]			Gamma	gamma		
SG 6.0-170	AM 0	6.2	106	D2075729	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.0-170	AM-1	6.1	106	D2356499	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.0-170	AM-2	6.0	106	D2356509	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	35°C
SG 6.0-170	AM-3	5.9	106	D2356523	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	37°C
SG 6.0-170	AM-4	5.8	106	D2356539	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	38°C
SG 6.0-170	AM-5	5.7	106	D2356376	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	39°C
SG 6.0-170	AM-6	5.6	106	D2356368	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	40°C

⁴ Va notato che la definizione delle varie modalità descritte in questo capitolo è applicabile in combinazione con i limiti di temperatura standard e le capacità di rete della turbina. Per ulteriori informazioni, fare riferimento al documento sulla capacità di attraversamento delle alte temperature e potenza reattiva.
⁵ Per ulteriori dettagli, fare riferimento a "Attraversamento ad alta temperatura"

10.2. Modalità del sistema di riduzione del rumore (NRS)

Il Noise Reduction System è un modulo opzionale disponibile con la configurazione SCADA base e richiede quindi la presenza di un sistema SCADA SGRE per funzionare. Le modalità NRS sono modalità di riduzione del rumore abilitate dal sistema di riduzione del rumore. Lo scopo di questo sistema è limitare il rumore emesso da una qualsiasi delle turbine in funzione e quindi rispettare le normative locali in materia di emissioni acustiche.

Il controllo del rumore è ottenuto attraverso la riduzione della potenza attiva e della velocità di rotazione della turbina eolica. Questa riduzione dipende dalla velocità del vento. Il Noise Reduction System controlla in ogni momento le impostazioni di rumorosità di ciascuna turbina al livello più appropriato, al fine di mantenere le emissioni sonore entro i limiti consentiti. I livelli di potenza sonora corrispondono alla configurazione della turbina eolica dotata di componenti aggiuntivi per la riduzione del rumore fissati alla pala.

L'attivazione delle modalità NRS dipende dalla selezione del tipo di torre. Queste informazioni possono essere fornite su richiesta.

10.2.1. Elenco delle modalità NRS

Rotore Configurazione	Modalità NRS	Valutazione [MW]	Rumore [dB(A)]	Curva di potenza Documento	Acustico Emissione Documento	Temperatura massima Con la massima potenza attiva ed elettrico capacità ⁶
SG 6.0-170	N1	6.00	105,5	D2323420	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N2	5.80	104.5	D2314784	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N3	5.24	103.0	D2314785	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N4	5.12	102.0	D2314786	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N5	4.87	101.0	D2314787	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N6	4.52	100.0	D2314788	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N7	3.60	99,0	D2314789	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N8	2.60	98,0	D2460509	D2460507	30°C

10.2.2. Strategia di controllo

Le modalità applicative sono implementate e controllate nel controller della centrale elettrica. Anche le modalità NRS sono gestite nello SCADA SGRE, tuttavia sarà anche possibile implementare modalità NRS personalizzate dallo SGRE SCADA al controller della centrale elettrica.

⁶ Per ulteriori dettagli, fare riferimento a "Attraversamento ad alta temperatura".

11. Standard Ct e curva di potenza, Rev. 0, Modalità AM 0

11.1. Curva di potenza standard, modalità di applicazione - AM 0

Densità dell'aria = 1,225 kg/m³

Gamma di validità:

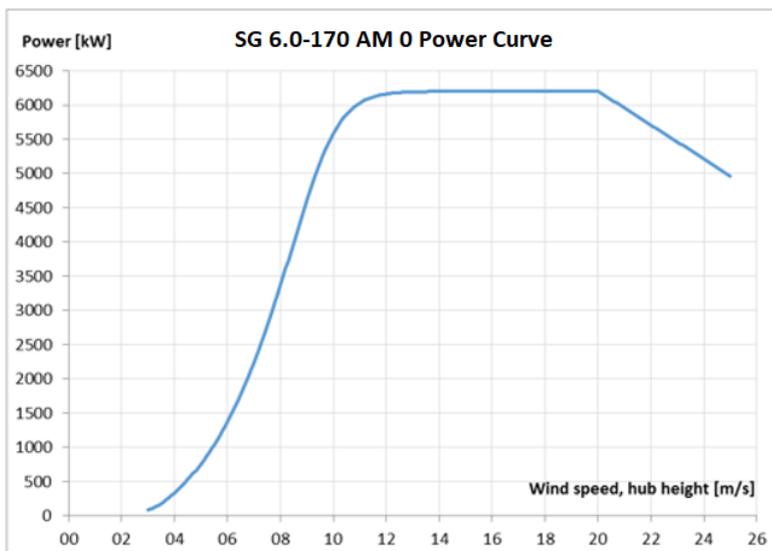
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Altre considerazioni: pale del rotore pulite, sostanzialmente orizzontale, flusso d'aria indisturbato, turbina azionata entro i limiti nominali secondo le specifiche elettriche.

La tabella seguente mostra la potenza elettrica in funzione della velocità del vento nell'altezza del mozzo, media in dieci minuti, per densità dell'aria = 1,225 kg/m³. La curva di potenza non include le perdite nel trasformatore e nei cavi dell'alta tensione.

Per una descrizione dettagliata della Modalità applicazione - AM 0, fare riferimento alla specifica di valutazione flessibile (D2315786).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Velocità del vento [m/s]	Potenza [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	2758
8.0	3351
8.5	3988
9.0	4617
9,5	5166
10.0	5584
10.5	5862
11,0	6028
11.5	6117
12.0	6161
12,5	6183
13.0	6192
13,5	6197
14.0	6199
14.5	6199
15.0	6200
15,5	6200
16.0	6200
16.5	6200
17.0	6200
17.5	6200
18.0	6200
18.5	6200
19.0	6200
19,5	6200
20.0	6200
20,5	6080
21,0	5956
21.5	5832
22.0	5708
22,5	5584
23.0	5460
23,5	5336
24,0	5212
24,5	5088
25.0	4964



I dati sulla produzione di energia annuale per le diverse velocità medie annuali del vento nell'altezza del mozzo sono calcolati dalla curva di potenza di cui sopra assumendo una distribuzione della velocità del vento Weibull, una disponibilità del 100% e nessuna riduzione dovuta a perdite di array, perdite di rete o altri fattori esterni che influenzano la produzione.

PEA [MWh]	Velocità media annuale del vento [m/s] all'altezza del mozzo										
	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0
Weibull K	<u>1.512624</u>	<u>15003</u>	<u>17272</u>	<u>19392</u>	<u>21337</u>	<u>23092</u>	<u>24653</u>	<u>26018</u>	<u>27192</u>	<u>28185</u>	<u>29009</u>
	<u>2.011514</u>	<u>14363</u>	<u>17198</u>	<u>19937</u>	<u>22528</u>	<u>24939</u>	<u>27150</u>	<u>29151</u>	<u>30937</u>	<u>32503</u>	<u>33853</u>
	<u>2.510370</u>	<u>13438</u>	<u>16625</u>	<u>19798</u>	<u>22856</u>	<u>25732</u>	<u>28389</u>	<u>30811</u>	<u>32995</u>	<u>34946</u>	<u>36669</u>

Produzione annua [MWh] SG 6.0-170 Rev 0, turbina eolica AM 0 per la versione standard, in funzione del vento medio annuo velocità all'altezza del mozzo e per diversi parametri Weibull. Densità dell'aria 1.225 kg/m³

11.2. Curva Ct standard, modalità di applicazione – AM 0

Densità dell'aria = 1,225 kg/m³

Gamma di validità:

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

Altre considerazioni: pale del rotore pulite, sostanzialmente orizzontale, flusso d'aria indisturbato, turbina azionata entro i limiti nominali secondo le specifiche elettriche.

Il coefficiente di spinta Ct viene utilizzato per il calcolo del deficit di velocità del vento nella scia di una turbina eolica.

Ct è definito dalla seguente espressione:

$$C_t = F / (0,5 * \rho * w^2 * A)$$

dove

F = Forza rotore [N]

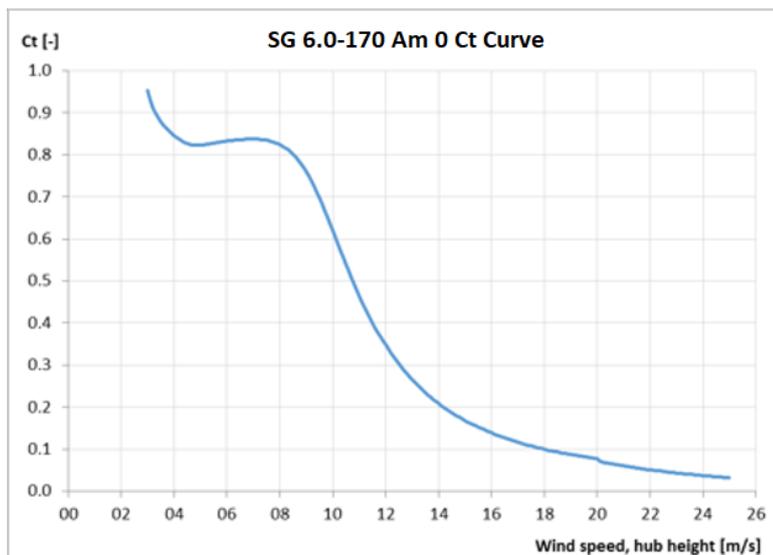
ρ = Densità dell'aria [kg/m³]

w = Velocità del vento [m/s]

A = Area spazzata del rotore [m²]

Per una descrizione dettagliata della Modalità applicazione - AM 0, fare riferimento alla specifica di valutazione flessibile (D2316244).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Velocità del vento [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	0,802
9.0	0.759
9,5	0,696
10.0	0,620
10.5	0,541
11,0	0,466
11.5	0,402
12.0	0,347
12,5	0,303
13.0	0.266
13,5	0.235
14.0	0.209
14.5	0,187
15.0	0,169
15,5	0,153
16.0	0,139
16.5	0,127
17.0	0,117
17.5	0.108
18.0	0.100
18.5	0,093
19.0	0,087
19,5	0,082
20.0	0,077
20,5	0,066
21,0	0,060
21.5	0,055
22.0	0,051
22,5	0,047
23.0	0,043
23,5	0.040
24,0	0,037
24,5	0,034
25.0	0,032



12. Ct standard e curva di potenza, Rev. 0, AM 0 – Densità dell'aria

12.1. Curva di potenza standard, modalità di applicazione – AM 0

Densità dell'aria = [1,06, 1,27] kg/m³

Gamma di validità:

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

Altre considerazioni: pale del rotore pulite, sostanzialmente orizzontale, flusso d'aria indisturbato, turbina azionata entro i limiti nominali secondo le specifiche elettriche.

La tabella seguente mostra la potenza elettrica in funzione della velocità del vento nell'altezza del mozzo, media in dieci minuti, per l'intervallo di densità dell'aria = [1,06,1,27] kg/m³. Le curve di potenza non comprendono le perdite nel trasformatore e nei cavi dell'alta tensione.

Per una descrizione dettagliata della modalità di applicazione AM 0, fare riferimento alla specifica di valutazione flessibile (D2316244).

SG 6.0-170 Modalità AM 0 Curve di potenza [kW]									
Mozzo Ws [m/s]	Densità dell'aria [kg/m ³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	758	644	665	686	706	727	748	769	789
5.5	1040	888	916	944	971	999	1027	1054	1082
6.0	1376	1179	1215	1250	1286	1322	1358	1394	1430
6.5	1771	1521	1566	1612	1657	1703	1748	1794	1839
7.0	2230	1919	1976	2032	2089	2146	2202	2259	2315
7.5	2758	2377	2446	2516	2585	2654	2723	2793	2862
8.0	3351	2893	2977	3060	3144	3227	3310	3392	3474
8.5	3988	3455	3553	3652	3749	3846	3941	4035	4127
9.0	4617	4033	4145	4255	4363	4467	4568	4664	4756
9.5	5166	4586	4706	4820	4928	5029	5122	5208	5288
10.0	5584	5074	5191	5296	5390	5475	5549	5616	5675
10.5	5862	5466	5567	5652	5725	5786	5839	5884	5922
11.0	6028	5753	5830	5891	5940	5981	6013	6040	6063
11.5	6117	5944	5997	6036	6067	6090	6109	6124	6136
12.0	6161	6061	6094	6117	6135	6148	6157	6165	6171
12.5	6183	6128	6147	6160	6169	6176	6181	6184	6187
13.0	6192	6164	6174	6181	6186	6189	6191	6193	6194
13.5	6197	6182	6188	6191	6194	6195	6196	6197	6198
14.0	6199	6192	6194	6196	6197	6198	6198	6199	6199
14.5	6199	6196	6197	6198	6199	6199	6199	6199	6200
15.0	6200	6198	6199	6199	6199	6200	6200	6200	6200
15.5	6200	6199	6199	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.5	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080
21.0	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956
21.5	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832
22.0	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708
22.5	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584
23.0	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
23.5	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336
24.0	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
24.5	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088
25.0	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964

I dati sulla produzione di energia annuale per le diverse velocità medie annuali del vento nell'altezza del mozzo sono calcolati dalla curva di potenza sopra, assumendo una distribuzione della velocità del vento Weibull con un fattore K di 2,0, disponibilità del 100% e nessuna riduzione dovuta a perdite di array, perdite di rete o altri fattori esterni che influenzano la produzione.

PEA [MWh]		Velocità media annuale del vento [m/s] all'altezza del mozzo										
		5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0
Densità [kg/m³]	1.225	<u>11514</u>	<u>14363</u>	<u>17198</u>	<u>19937</u>	<u>22528</u>	<u>24939</u>	<u>27150</u>	<u>29151</u>	<u>30937</u>	<u>32503</u>	<u>33853</u>
	1.06	10152	12804	15493	18136	20675	23069	25292	27325	29156	30780	32191
	1.09	10413	13107	15829	18495	21049	23449	25673	27702	29526	31139	32540
	1.12	10667	13401	16151	18838	21403	23808	26030	28054	29871	31474	32862
	1.15	<u>10916</u>	<u>13685</u>	<u>16463</u>	<u>19167</u>	<u>21741</u>	<u>24149</u>	<u>26369</u>	<u>28387</u>	<u>30195</u>	<u>31788</u>	<u>33165</u>
	1.18	<u>11159</u>	<u>13962</u>	<u>16763</u>	<u>19483</u>	<u>22065</u>	<u>24475</u>	<u>26692</u>	<u>28704</u>	<u>30503</u>	<u>32085</u>	<u>33451</u>
	1.21	<u>11397</u>	<u>14231</u>	<u>17055</u>	<u>19788</u>	<u>22376</u>	<u>24787</u>	<u>27000</u>	<u>29005</u>	<u>30795</u>	<u>32367</u>	<u>33722</u>
	1.24	11630	14493	17338	20083	22676	25086	27295	29293	31074	32635	33979
	1.27	11859	14750	17613	20368	22966	25375	27580	29570	31341	32893	34225

Produzione annuale [MWh] SG 6.0-155 Rev 0, AM 0 turbina eolica per la versione standard, in funzione della velocità media annuale del vento all'altezza del mozzo, e per il parametro Weibull K=2.0.

12.2. Curva Ct standard, modalità di applicazione – AM 0

Densità dell'aria = [1,06 -1,27] kg/m3

Gamma di validità:

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

Altre considerazioni: pale del rotore pulite, sostanzialmente orizzontale, flusso d'aria indisturbato, turbina azionata all'interno limiti nominali secondo la Specifica Elettrica.

Il coefficiente di spinta Ct viene utilizzato per il calcolo del deficit di velocità del vento nella scia di una turbina eolica.

Ct è definito dalla seguente espressione:

$$C_t = F / (0,5 \cdot \rho \cdot w^2 \cdot A)$$

Dove

F = Forza rotore [N]

ρ = Densità dell'aria [kg/m3]

w = Velocità del vento [m/s]

A = Area spazzata del rotore [m2]

Per una descrizione dettagliata della modalità di applicazione AM 0, fare riferimento alla specifica di valutazione flessibile (D2316244).

SG 6.0-170 Modalità AM 0 Curve Ct [-]									
Mozzo Ws [m/s]	Densità dell'aria [kg/m ³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953
3.5	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880
4.0	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847
4.5	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
5.0	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824
5.5	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
6.0	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833
6.5	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836	0,836
7.0	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837
7.5	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835
8.0	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825
8.5	0,802	0,804	0,804	0,804	0,803	0,803	0,802	0,801	0,800
9.0	0,759	0,767	0,767	0,766	0,765	0,763	0,761	0,757	0,753
9.5	0,696	0,716	0,715	0,712	0,709	0,705	0,699	0,693	0,686
10.0	0,620	0,654	0,651	0,646	0,640	0,633	0,625	0,615	0,605
10.5	0,541	0,588	0,582	0,575	0,566	0,556	0,546	0,535	0,524
11.0	0,466	0,521	0,513	0,503	0,493	0,483	0,472	0,461	0,450
11.5	0,402	0,458	0,448	0,438	0,428	0,417	0,407	0,396	0,386
12.0	0,347	0,401	0,391	0,381	0,371	0,361	0,352	0,343	0,334
12.5	0,303	0,351	0,342	0,333	0,324	0,315	0,307	0,299	0,291
13.0	0,266	0,309	0,300	0,292	0,284	0,276	0,269	0,262	0,256
13.5	0,235	0,273	0,265	0,258	0,251	0,244	0,238	0,232	0,226
14.0	0,209	0,243	0,236	0,229	0,223	0,217	0,212	0,207	0,202
14.5	0,187	0,217	0,211	0,205	0,200	0,195	0,190	0,185	0,181
15.0	0,169	0,195	0,190	0,185	0,180	0,175	0,171	0,167	0,163
15.5	0,153	0,176	0,171	0,167	0,163	0,158	0,155	0,151	0,147
16.0	0,139	0,160	0,156	0,152	0,148	0,144	0,141	0,137	0,134
16.5	0,127	0,146	0,142	0,138	0,135	0,132	0,128	0,125	0,123
17.0	0,117	0,134	0,130	0,127	0,124	0,121	0,118	0,115	0,113
17.5	0,108	0,124	0,120	0,117	0,114	0,112	0,109	0,106	0,104
18.0	0,100	0,115	0,112	0,109	0,106	0,104	0,101	0,099	0,097
18.5	0,093	0,107	0,104	0,101	0,099	0,096	0,094	0,092	0,090
19.0	0,087	0,100	0,097	0,095	0,093	0,090	0,088	0,086	0,084
19.5	0,082	0,094	0,091	0,089	0,087	0,085	0,083	0,081	0,079
20.0	0,077	0,088	0,086	0,084	0,082	0,080	0,078	0,076	0,075
20.5	0,066	0,075	0,073	0,071	0,069	0,068	0,066	0,065	0,064
21.0	0,060	0,068	0,067	0,065	0,064	0,062	0,061	0,060	0,058
21.5	0,055	0,063	0,061	0,060	0,058	0,057	0,056	0,055	0,054
22.0	0,051	0,058	0,056	0,055	0,054	0,053	0,051	0,050	0,049
22.5	0,047	0,053	0,052	0,051	0,050	0,048	0,047	0,046	0,046
23.0	0,043	0,049	0,048	0,047	0,046	0,045	0,044	0,043	0,042
23.5	0,040	0,045	0,044	0,043	0,042	0,041	0,040	0,040	0,039
24.0	0,037	0,042	0,041	0,040	0,039	0,038	0,037	0,037	0,036
24.5	0,034	0,039	0,038	0,037	0,036	0,035	0,035	0,034	0,033
25.0	0,032	0,036	0,035	0,034	0,034	0,033	0,032	0,032	0,031

13. Emissione acustica standard, Rev. 0. Modalità AM 0

Tipici livelli di potenza sonora

I livelli di potenza sonora sono presentati con riferimento al codice IEC 61400-11 ed. 3.0 (2012). I livelli di potenza sonora (L_{WA}) presentati sono validi per le corrispondenti velocità del vento riferite al mozzo altezza.

Velocità del vento [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	su tp ritagliare
AM 0	92.0	92.0	94,5	98,4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0

Tabella 1: Emissione acustica, $L_{WA}[dB(A)$ re 1 pW](da 10 Hz a 10kHz]

Velocità del vento [m/s]	6	8
AM 0	87.6	93,9

Tabella 2: Emissione acustica, $L_{WA}[dB(A)$ re 1 pW](da 10 Hz a 160 Hz]

Operazioni a basso rumore

È disponibile anche il livello di potenza sonora più basso che può essere ottenuto regolando le impostazioni del controller delle turbine, ovvero un'ottimizzazione del numero di giri e del passo. Le impostazioni del rumore non sono statiche e possono essere applicate per ottimizzare la resa operativa della turbina. Le impostazioni del rumore possono essere adattate all'ora del giorno e alla direzione del vento per offrire la soluzione più adatta per un luogo specifico. Questa funzionalità è controllata tramite il sistema CSSS ed è ulteriormente descritta nel white paper sulle operazioni di riduzione del rumore. Inoltre, possono essere fornite curve di potenza su misura che tengono in considerazione la velocità del vento consentendo la gestione della potenza di uscita della turbina e del livello di emissione di rumore per soddisfare i requisiti di rumore specifici del sito. Le curve di potenza su misura sono specifiche del progetto e della turbina e pertanto richiederanno il coinvolgimento di Siemens Gamesa Siting per fornire le soluzioni ottimali. I livelli di potenza sonora inferiori potrebbero non essere applicabili a tutte le varianti di torre. Si prega di contattare Siemens Gamesa per ulteriori informazioni.

Per una descrizione dettagliata della modalità di applicazione - AM 0, fare riferimento alla specifica di valutazione flessibile (D2316244).

14. Specifiche elettriche

Potenza nominale e condizioni di rete

Potenza nominale .. Tensione nominale ..	6200 kW 690 V
Correzione del fattore di potenza	Convertitore di frequenza controllo
Campo del fattore di potenza	da 0,9 capacitivo a 0,9 induttivo al valore nominale
	tensione bilanciata

Generatore

Tipo	DFIG asincrono
Potenza massima	6350 kW @30°C est. ambiente

Velocità nominale	1120 giri/min-6p (50Hz) 1344 giri/min-6p (60Hz)
-------------------------	--

Protezione del generatore

Classe di isolamento	Statore H/H Rotore H/H
Temperature degli avvolgimenti.....	6 sensori Pt 100
Temperature dei cuscinetti	3 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Spazzola di messa a terra.....	Sul lato nessun accoppiamento

Raffreddamento del generatore

Sistema di raffreddamento..	Aria condizionata
Ventilazione interna	Aria
Parametro di controllo.....	Avvolgimento, Aria, Cuscinetti temperature

Convertitore di frequenza

Funzionamento	4Q B2B carico parziale
Commutazione	PWM
Frequenza di commutazione, lato griglia... Raffreddamento	2,5kHz Liquido/Aria

Protezione del circuito principale

Protezione da cortocircuito.....	Interruttore
Limitatore di sovratensione.....	varistori

Livelli di potenza di picco

10 minuti di media	Limitato a nominale
--------------------------	---------------------

Specifiche delle capacità di rete

Frequenza nominale di rete.....	50 o 60 Hz
Tensione minima.....	85 % della tensione massima nominale.....
..	113 % della nominale
Frequenza minima	92 % della nominale
Frequenza massima	108 % della nominale
Squilibrio di tensione massima (sequenza negativa di tensione del componente).	≤5 %
Max livello di cortocircuito a griglia del controller	
Morsetti (690 V)	82 kA

Consumo energetico dalla rete (circa) In stand-by, Nessuna imbardata.....

10 kW	
In stand-by, imbardata	50 kW

Backup del controller

Sistema di controllo UPS	UPS in linea, batteria al litio
Autonomia	1 min
Autonomia Scada.....	Dipende dalla configurazione

Specifiche del trasformatore

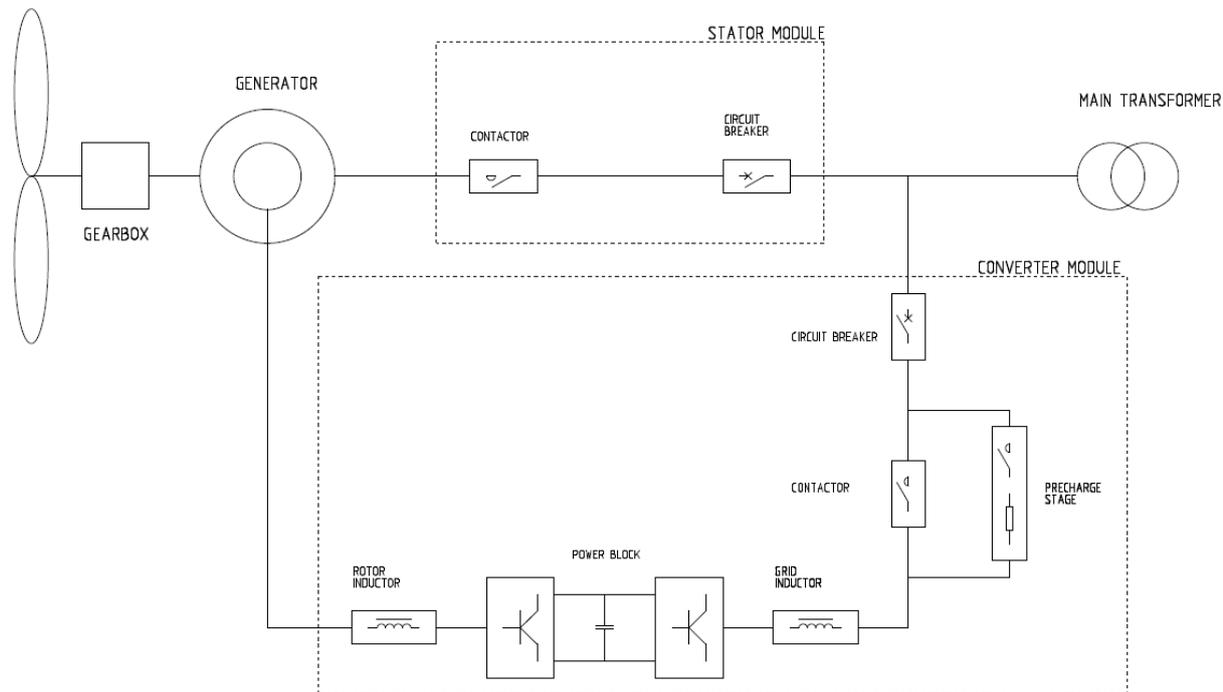
Impedenza del trasformatore requisito	8,5 % - 10,5%
Tensione secondaria	690 V
Gruppo di vettori	Dyn 11 o Dyn 1 (punto stella <small>con messa a terra</small>)

Specifiche di messa a terra

Sistema di messa a terra.....	Acc. a IEC62305-3 ED 1.0:2010
Rinforzo della fondazione ..	Deve essere collegato a terra elettrodi
Terminali di fondazione	Acc. alla norma SGRE

Connessione HV	La schermatura del cavo HV deve essere collegato all'impianto di terra
----------------------	--

15. Diagramma unifilare semplificato



16. Specifiche del trasformatore ECO 30 kV*

Trasformatore

Tipo	pieno di liquido Liquid
Corrente massima	7,11 kA + armoniche alla tensione nominale $\pm 10\%$
Tensione nominale	30/0,69 kV
Frequenza	50 Hz
Impedenza tensione	9,5% $\pm 8,3\%$ al rif. 6.5 MVA
Tocca Cambia.....	$\pm 2 \times 2,5\%$ (opzionale)
Perdita ($P_0/P_{k75^\circ C}$)	4,77/84,24 kW
Gruppo vettoriale	Dyn11
Standard.....	IEC 60076
	Direttiva sulla progettazione ECO

Raffreddamento del trasformatore

Tipo di raffreddamento.....	KFWF
Liquido all'interno del trasformatore	Liquido di classe K
Liquido di raffreddamento allo scambiatore di calore	Glystantin

Monitoraggio del trasformatore

Temperatura olio superiore.....	Sensore PT100
Sensore monitoraggio livello olio...	Input digitale
Relè sovrapressione.....	Input digitale

Messa a terra del trasformatore

Punto stella	Il centro stella del trasformatore è collegato a terra
--------------------	--

17. Specifiche del quadro

Il quadro sarà scelto come quadro di alta tensione assemblato in fabbrica, omologato ed esente da manutenzione con sistema a sbarre singole. Il dispositivo sarà chiuso in metallo, rivestito di metallo, isolato in gas e conforme alle disposizioni di IEC 62271-200.

Il vaso del quadro del quadro isolato in gas è classificato secondo IEC come "sistema a pressione sigillato". È a tenuta di gas per tutta la vita. Il vaso del quadro ospita il sistema di sbarre e il dispositivo di commutazione (come l'interruttore in vuoto, l'interruttore di sezionamento a tre posizioni e la messa a terra).

Il recipiente viene riempito in fabbrica con esafluoruro di zolfo (SF₆). Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Non sono necessari lavori con il gas in loco e anche durante il funzionamento non è necessario controllare le condizioni del gas o rabboccare, la nave è progettata per essere a tenuta di gas per tutta la vita.

Per monitorare la densità del gas, ogni nave del quadro è dotata di un indicatore di pronto per il servizio sul fronte operativo. Si tratta di un indicatore meccanico rosso/verde, automonitoraggio e indipendente dalla temperatura e dalle variazioni della pressione dell'aria ambiente.

I cavi MT collegati alle derivazioni del cavo di rete e dell'interruttore sono collegati tramite passanti in resina colata che conducono nel vaso del quadro. Le boccole sono concepite come attacchi tipo "C" sistema a cono esterno M16 bullonato 630 A secondo EN 50181. Il vano è accessibile frontalmente. Un interblocco meccanico garantisce che il coperchio della cella cavi possa essere rimosso solo quando l'interruttore a tre posizioni è in posizione di terra.

L'interruttore funziona in base alla tecnologia di commutazione sotto vuoto. L'ampolla in vuoto è installata nel vaso del quadro insieme all'interruttore a tre posizioni ed è quindi protetta dagli influssi ambientali. Il comando dell'interruttore è posto all'esterno della nave. Sia le ampolle che i comandi sono esenti da manutenzione.

Sono previsti lucchetti per bloccare il quadro dal funzionamento in posizione di apertura e chiusura del sezionatore, posizione di apertura e chiusura del sezionatore di terra e posizione di interruttore aperto, per prevenire il funzionamento improprio dell'apparecchiatura.

Sistemi capacitivi di rilevamento della tensione sono installati sia nel cavo di rete che negli alimentatori dell'interruttore. Gli indicatori collegabili possono essere inseriti nella parte anteriore del quadro per mostrare lo stato della tensione.

Il quadro è dotato di un relè di protezione da sovracorrente con le funzioni di protezione da sovracorrente, cortocircuito e guasto a terra. Il relè assicura che il trasformatore sia scollegato se si verifica un guasto nel trasformatore o nell'installazione ad alta tensione nella turbina eolica. Il relè è regolabile per ottenere selettività tra l'interruttore generale di bassa tensione e l'interruttore nella sottostazione.

Il sistema di protezione deve provocare l'apertura dell'interruttore con un relè a doppia alimentazione (autoalimentazione + possibilità di alimentazione ausiliaria esterna). Importa la sua alimentazione da trasformatori di corrente, che sono già montati sui passanti all'interno del pannello dell'interruttore ed è quindi ideale per applicazioni di turbine eoliche.

Anche i segnali di intervento della protezione ausiliaria del trasformatore e del controller della turbina eolica possono disconnettere il quadro.

Il quadro è costituito da due o più linee*; anche un alimentatore dell'interruttore automatico per il trasformatore della turbina eolica con sezionatore di terra e uno o più cavi di rete** con sezionatore di carico e sezionatore di terra.

Il quadro può essere comandato localmente frontalmente o tramite telecomando portatile (solo interruttore automatico) collegato ad una scatola di comando a livello di ingresso dell'aerogeneratore.

* Fino a quattro alimentatori.

** Contattare SGRE per eventuali configurazioni di alimentazione di combinazioni interruttore e alimentatore di rete.

Il quadro si trova sotto la struttura della torre. Il trasformatore principale, i quadri BT e i convertitori si trovano al livello della navicella sopra la torre.

I cavi di rete, dalla sottostazione e/o tra le turbine, devono essere installati in corrispondenza dei passanti negli scomparti di alimentazione dei cavi di rete del quadro. Queste boccole sono il punto di connessione interfaccia/rete della turbina. È possibile collegare i cavi di rete in parallelo installando i cavi uno sopra l'altro. Lo spazio nelle celle cavi MT del quadro consente l'installazione di due connettori per fase o di un connettore + scaricatore di sovratensione per fase.

I cavi del trasformatore sono installati nella parte inferiore dell'alimentatore dell'interruttore. Il vano cavi è accessibile dal davanti. Un interblocco meccanico garantisce che il coperchio della cella cavi possa essere rimosso solo quando l'interruttore a tre posizioni è in posizione di terra.

Opzionalmente, il quadro può essere consegnato con scaricatori di sovratensione installati tra il quadro e il vento trasformatore di turbina sulle boccole di uscita dell'alimentatore dell'interruttore.

17.1. Dati tecnici per quadri

Quadri

Rendere	da definire	Alimentatore dell'interruttore	
genere	da definire	Corrente nominale, cubicolo	630 A
Tensione nominale	20-40,5(Um) kV	Interruttore di corrente nominale	630 A
Tensione di esercizio	20-40,5(Um) kV	Corrente di breve durata	20 kA/1s
Corrente nominale	630 A	Corrente di chiusura in cortocircuito	50 kA/1s
Corrente di breve durata	20 kA/1s	Corrente di interruzione in cortocircuito	20 kA/1s
Corrente di picco	50 kA	Interruttore a tre posizioni	Chiuso, aperto, messo a terra
Tensione di tenuta alla frequenza di rete	70 kV	Meccanismo di commutazione	Azionato a molla
Resistenza ai fulmini	170 kV	Meccanismo di scatto	Energia immagazzinata
Mezzo isolante	SF ₆	Controllo	Locale
Mezzo di commutazione	Vuoto	Bobina per intervento esterno	Sistema 230 V CA
Consiste in	2/3/4 pannelli	di rilevamento della tensione	capacitivo
Cavo di rete alimentatore	Colonna montante o cabina di linea		
Alimentatore dell'interruttore	Interruttore	Protezione	
Grado di protezione, vaso	IP65	Relè di sovracorrente	Autoalimentato
		Funzioni	50/51 50N/51N
		Alimentazione elettrica	Alimentazione TC integrata
Classificazione dell'arco interno IAC:	A FL 20 kA 1s	Interfaccia- Cavi MT	
Limite di pressione	verso il basso	Cavo di rete alimentatore	630 A boccole tipo C M16
Standard	IEC 62271	Entrata del cavo	Max 2 cavi di alimentazione Dal basso
Intervallo di temperatura	da - 25°C a +45°C	Dimensione del morsetto del cavo (diametro esterno del cavo) **	26 - 38 mm 36 - 52 mm 50 - 75 mm
Cavo di alimentazione di rete (armadio di linea)		Alimentatore dell'interruttore	630 A boccole tipo C M16
Corrente nominale, cubicolo	630 A	Entrata del cavo	Dal basso
Corrente nominale, interruttore di carico	630 A		
Corrente di breve durata	20 kA/1s	Interfaccia per il controllo della turbina	
Corrente di cortocircuito	50 kA/1s	Stato dell'interruttore	
Interruttore a tre posizioni	Chiuso, aperto, messo a terra	Supervisione SF6	1 contatto NA
Meccanismo di commutazione	Azionato a molla	Viaggio esterno	1 contatto NA
Controllo	Locale		
Sistema di rilevamento della tensione	capacitivo		

*1 serracavi non fanno parte della fornitura del quadro.

17.2. Configurazioni del quadro

Trovate di seguito la possibile configurazione opzionale di ciascuno dei parametri che determinano HV SWITCHGEAR.

Le opzioni di default di un quadro di base sono evidenziate **[grassetto e sottolineato]**, caratteristiche diverse devono essere richieste per la valutazione e l'approvazione da parte di SGRE:

FREQUENZA

- Frequenza di lavoro quadri (50Hz/60Hz)

TENSIONE INGRANAGGIO INTERRUTTORE

- Tensione di isolamento del quadro.

Il valore normalizzato deve essere immediatamente maggiore di 1,1 volte la tensione di esercizio nominale della rete MT.

VALORE CORRENTE (In) - **[630A]**

- Corrente nominale dei quadri.

CORTO CIRCUITO DI CORRENTE (Icc) - **[20 kA]**

- Corrente di cortocircuito del quadro.

- 25kA come opzione.

Sarà il valore normalizzato immediatamente superiore alla massima intensità di cortocircuito che è data nel corto studio del circuito

TIPO DI COMMUTATORE - **[Opzioni che includano scomparti 0L devono essere selezionate in mancanza di informazioni specifiche] [Scomparti 0L-1A e 0L-1A-1L]**

- Questo indicherà il tipo di quadro in questa turbina eolica (0L+1A, 0L+1L+1A, ...).

- Sono disponibili altre configurazioni in base alla rete AT SLD (1L+1A, 2L+1A...).

CARATTERISTICHE PERSONALIZZATE

Vengono considerate ulteriori caratteristiche diverse da quelle indicate in questo capitolo. Le caratteristiche dovrebbero essere specificate per la precedente valutazione e approvazione da parte di SGRE.

ALTITUDINE NACELLE - **[0-1000m]**

Tenendo presente questo valore, selezionare l'intervallo corretto tra i valori disponibili.

Questa informazione deve essere inviata al costruttore del quadro AT.

INTERBLOCCHI DEL QUADRO - **[TASTI SUONATI IN SU]**

Questo indicherà il tipo di chiavi negli interblocchi del quadro.

- CHIAVE squillata in alto → L'interblocco tra i quadri avviene tramite chiavi suonate.

- ESATTAMENTE LE STESSE CHIAVI → C'è solo una chiave che apre le serrature interbloccate, quindi nessuna chiave suona.
(Per la Francia o per esigenza specifica)

SISTEMA NEUTRO ISOLATO O COMPENSATO - **[NO]**

La selezione predefinita [NO] indicherà che il sistema neutro è direttamente a terra.

[SI] indicherà sistemi neutri isolati o compensati che richiedono SLD della sottostazione per la verifica, oppure chiedendo direttamente al cliente di poter calcolare le impostazioni delle funzioni 59N e 67N. (È comune nei paesi del Nord Europa)

INTERRUTTORE DI TEMPERATURA INGRANAGGIO - [-25°C>>+40°C]

- Temperatura standard [-25°C >> +40°C]
- Bassa temperatura [-30°C >> +40°C]

INTERRUTTORE DI CORROSIONE - [C3]

- DO3 → protezione standard.
- DO5M-H/DO4H → Elevata protezione dalla corrosione.

RILEVATORE GUASTO CENTRALINA - [NO]

Questo indicherà se il quadro ha un rilevatore di guasti. Il sistema di rilevamento guasti rileva una corrente di guasto negli armadi 0L (o 1LU), questo sistema attiverà un indicatore.

SCATOLA SCAMBIO CHIAVI CENTRALINA - [NO]

Questo indicherà se il quadro ha una scatola di scambio chiave per interbloccare i quadri di sottostazione con il quadro di testata di ciascun circuito.

Devono essere presenti tante cassette di scambio chiavi quanti sono i quadri di linea della sottostazione:

- 2+2 → Quando un quadro di sottostazione è collegato a un singolo circuito della rete MT
- 3+3 → Quando un quadro di sottostazione è collegato a due circuiti della rete MT

PENDENTE REMOTO COMANDO COMANDO - [NO]

- Questo indicherà se il quadro dispone di un telecomando per azionare l'interruttore automatico.

MONITORAGGIO CENTRALINE - [NO]

Opzionalmente è disponibile il monitoraggio del quadro per la condivisione di alcuni segnali dei quadri (posizione dell'interruttore, posizione del sezionatore...).

MOTORIZZAZIONE QUADRO 1A - [NO]

Indica se i quadri interruttori hanno il motore e quali lo portano.

- 1AW → Solo quegli interruttori che fungono da posizione di protezione del trasformatore sono motorizzati.
- 1AS → Solo quegli interruttori che fungono da posizione di protezione di un circuito o di un ramo completo hanno un motore
- TUTTI → Tutti gli interruttori del quadro hanno un motore.

MOTORIZZAZIONE CENTRALINA 1L - [NO]

Indica se i quadri degli interruttori di manovra-sezionatori sono dotati di motore e quali lo portano.

- 1LU → Sono motorizzati solo quei sezionatori che fungono da posizione di arrivo dalla sottostazione o da una turbina eolica a monte.
- 1LD → Sono motorizzati solo quei sezionatori che fungono da posizione di uscita ad una turbina eolica posta a valle.
- TUTTI → Tutti i sezionatori da quadro hanno il motore.

COLLEGAMENTO SEQUENZIALE CENTRALINA - [NO]

Indica se ha un collegamento sequenziale e se viene effettuato da che tipo di quadro verrà effettuato:

- 1L
- 1A → opzione predefinita

Tutti i dati sono soggetti a tolleranze secondo IEC.

18. Specifiche delle prestazioni della rete – 50 Hz

Questo documento descrive le prestazioni di rete della turbina eolica Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) fornirà allo sviluppatore i dati tecnici delle turbine eoliche da utilizzare nella progettazione dell'impianto eolico e nella valutazione della conformità ai requisiti. Lo sviluppatore sarà responsabile della valutazione e della verifica del rispetto dei requisiti per l'impianto eolico.

Le capacità descritte in questo documento presuppongono che la rete elettrica sia progettata per essere compatibile con il funzionamento della turbina eolica. SGRE fornirà un documento con le linee guida per eseguire una valutazione della compatibilità della rete.

18.1. Funzionalità FRT (Fault Ride Through)

La turbina eolica è in grado di funzionare quando si verificano eventi transitori di tensione sul sistema di trasmissione di interconnessione al di sopra e al di sotto dei limiti inferiori di tensione standard e della fascia oraria secondo la Figura 1 e la Figura 2.

Questa prestazione presuppone che la quantità installata di turbine eoliche sia nella giusta proporzione alla forza della rete, il che significa che il rapporto di cortocircuito (S_k/S_n) e il rapporto X/R della rete ai terminali del trasformatore della turbina eolica devono essere adeguati.

La valutazione della capacità di attraversamento dei guasti della turbina eolica in un sistema specifico deve basarsi su studi di simulazione che utilizzano il modello di rete specifico e un modello di turbina eolica dinamico fornito da SGRE. Questo modello è un modello di ordine ridotto, adatto per simulazioni bilanciate con intervalli di tempo compresi tra 4-10 ms.

I limiti di tensione standard per la turbina eolica Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz sono presentati nella Figura 1 tra 0 e 70 secondi.

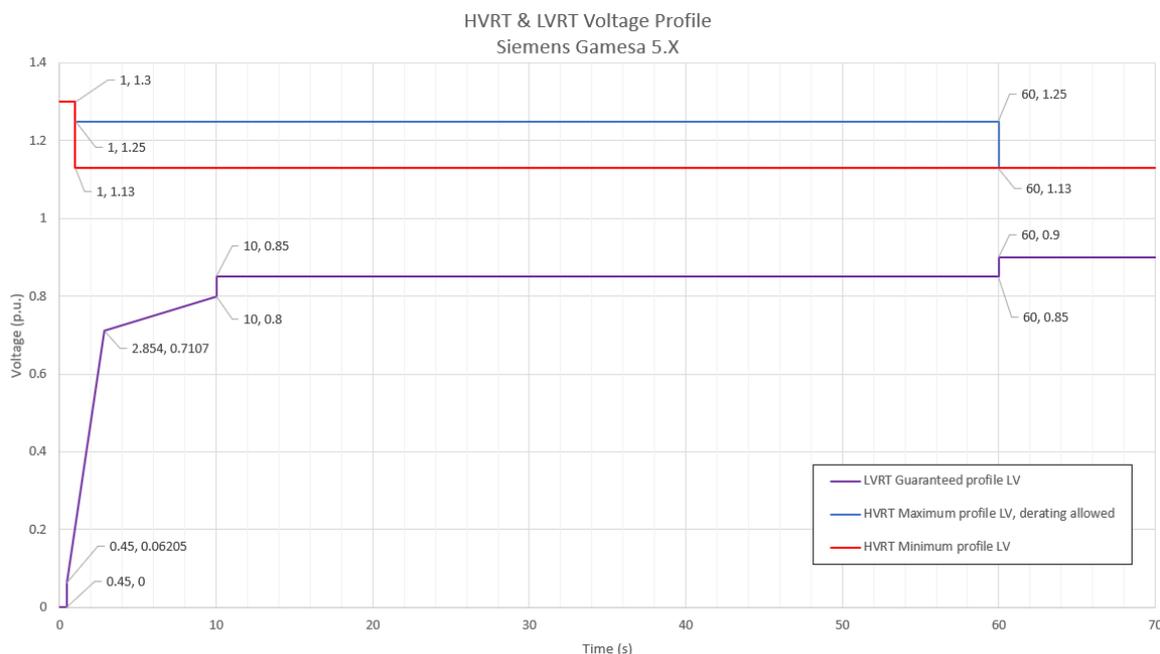


Figura 1. Limiti di alta e bassa tensione per Siemens Gamesa 5.X, turbina eolica a 50 Hz nell'intervallo 0-70 secondi. La tensione nominale è 690 V (cioè 1 pu).

18.2. Capacità del fattore di potenza (potenza reattiva)

La turbina eolica può funzionare in un intervallo di fattore di potenza di 0,9 portando a 0,9 in ritardo sul lato a bassa tensione del trasformatore della turbina eolica, considerando un livello di tensione uguale o superiore a 0,95pu. A seconda del comportamento della tensione (superiore o inferiore, entro i margini massimi consentiti), la capacità massima di potenza reattiva viene modificata di conseguenza.

La modalità di controllo per la turbina eolica è con setpoint di potenza reattiva o modalità Local Voltage Control (setpoint esterni di tensione).

18.3. Capacità di controllo di supervisione e acquisizione dati (SCADA)

Il sistema SGRE SCADA ha la capacità di trasmettere e ricevere istruzioni dal fornitore del sistema di trasmissione per scopi di affidabilità del sistema a seconda della configurazione del sistema SCADA. I requisiti SCADA specifici del progetto devono essere specificati in dettaglio ai fini della progettazione.

18.4. Capacità di frequenza

L'aerogeneratore può operare nel range di frequenza compreso tra 46 Hz e 54 Hz, facendo la differenza tra un funzionamento a regime (piena simultaneità): $\pm 3\%$, ed eventi transitori (simultaneità limitata): $\pm 8\%$, frequenza sovradimensionata.

Per valutare gli intervalli di funzionamento consentiti devono essere considerate le simultaneità dei principali parametri di funzionamento, principalmente:

- Livello di potenza attiva
- Fornitura di potenza reattiva
- Temperatura ambiente
- Livello di tensione di funzionamento
- Livello di frequenza di funzionamento

E il tempo totale in cui la turbina funziona in tali condizioni.

18.5. Capacità di tensione

La gamma di tensione operativa per la turbina eolica è compresa tra l'85% e il 113% della tensione nominale sul lato a bassa tensione del trasformatore della turbina eolica. La tensione può arrivare fino al 130% per 1s, vedere la Figura 1. La tensione target della turbina eolica deve rimanere tra il 95% e il 105% per supportare le migliori prestazioni possibili rimanendo entro i limiti operativi.

Oltre il $\pm 10\%$ della deviazione della tensione, gli algoritmi di supporto automatico della tensione potrebbero eseguire il controllo della potenza reattiva, per garantire un funzionamento continuo del generatore eolico e massimizzare la disponibilità, ignorando il controllo esterno e i setpoint della potenza reattiva.

18.6. Sfarfallio e armoniche

I valori di sfarfallio e armoniche saranno forniti nell'estratto del rapporto di misurazione della qualità dell'energia in conformità con IEC 61400-21 Edizione 2.

18.7. Potenza reattiva -Controllo della tensione

Il controller della centrale elettrica può funzionare in quattro diverse modalità:

- Q Controllo – In questa modalità la potenza reattiva è controllata nel punto di interconnessione, secondo un riferimento di potenza reattiva
- Controllo V – La tensione è controllata direttamente nel punto di interconnessione, secondo un riferimento di tensione

Il sistema SCADA riceve feedback/valori misurati dal Punto di Interconnessione a seconda della modalità di controllo che sta operando. Il controller dell'impianto eolico confronta quindi i valori misurati con i livelli target e calcola il riferimento di potenza reattiva. Infine, i riferimenti di potenza reattiva sono distribuiti a ogni singola turbina eolica. Il controller della turbina eolica risponde all'ultimo riferimento dal sistema SCADA e genererà la potenza reattiva richiesta di conseguenza dalla turbina eolica

18.8. Controllo della frequenza

Il controllo della frequenza è gestito dal sistema SCADA insieme al controller della turbina eolica. Il controllo della frequenza dell'impianto eolico viene effettuato dal sistema SCADA che distribuisce i setpoint di potenza attiva ad ogni singolo aerogeneratore, ai controllori. Il controller della turbina eolica risponde all'ultimo riferimento dello SCADA sistema e manterrà questa potenza attiva localmente.

18.9. Riepilogo delle capacità di connessione alla rete

Caratteristica	Valore	Commenti
Tensione nominale	690V	
Gamma di tensione massima	+ 13% -15%	Declassamenti Q&P dovuti a Simultaneità Vf potrebbe applicare
Frequenza nominale	50 / 60Hz	
Gamma di frequenza massima	± 8%	Declassamenti Q&P dovuti a Simultaneità Vf potrebbe applicare
Fattore di potenza nominale	0.9 Under & Over eccitati	Punto nominale raggiungibile a piena potenza, V = 0,95, f = ±3% Applicabile a qualsiasi AM e variante di turbina
SCR minimo ai terminali WTGMV	Diretto-V: ≥ 2,0* Q-Diretto: ≥ 3,0**	Vedi nota 1.
X/R minimo ai terminali WTGMV max.	3.0	
Gradiente di frequenza (ROCOF)	4 Hz/s	
Sequenza massima negativa consentita Voltaggio	5%	
Supporto di tensione dopo il ripristino FRT	3s	Configurabile da parametro
Recupero dell'alimentazione al 95% di Pre-Fault valore	< 1000 ms	Configurazione standard. Configurabile mediante regolazione dei parametri.
Supporto di tensione durante FRT	A disposizione	Configurabile da parametro
Priorità corrente attiva durante la tensione Tuffo	A disposizione	Configurabile da parametro
Smorzamento della potenza attiva dopo il Dip	±5% livello pre-guasto in <2s	Può essere influenzato se le rampe di recupero dell'energia dopo la modifica del calo di tensione
io _Q Curva di iniezione durante FRT	k = [2 - 6]	Configurabile da parametri
io _Q Tempo di risposta (FRT)	30 ms	+ 20 ms per il calcolo RMS di 1 ciclo
io _Q Tempo di assestamento	60 ms	+ 20 ms per il calcolo RMS di 1 ciclo - 10% +20% passaggio richiesto
(FRT) Rampa di potenza attiva	± 6% Prated / s	Standard
Rampe di potenza attiva - Modalità veloce	+ 12,5% Prated/s - 25% Prated/s	Quando comandato da SCADA
Rampa di potenza reattiva	±5000 kVar/s	Configurabile da parametro

Nota 1.

* Il rapporto SCR può essere ulteriormente ridotto se le rampe di ripristino della potenza attiva sono limitate a un certo valore, che garantisce un funzionamento stabile, dopo eventi di caduta di tensione.

** Il rapporto SCR può essere ulteriormente ridotto se la configurazione di Reactive Power Management viene eseguita correttamente tramite la griglia dettagliata studi, cercando di evitare in ogni caso estremi di saturazione di tensione (livelli di saturazione di sovra e sotto tensione).

Tutti i dati sono soggetti a tolleranze secondo IEC.

19. Specifiche delle prestazioni della rete – 60 Hz

Questo documento descrive le prestazioni di rete della turbina eolica Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) fornirà allo sviluppatore i dati tecnici delle turbine eoliche da utilizzare nella progettazione dell'impianto eolico e nella valutazione della conformità ai requisiti. Lo sviluppatore sarà responsabile della valutazione e della verifica del rispetto dei requisiti per l'impianto eolico.

Le capacità descritte in questo documento presuppongono che la rete elettrica sia progettata per essere compatibile con il funzionamento della turbina eolica. SGRE fornirà un documento con le linee guida per eseguire una valutazione della compatibilità della rete.

19.1. Funzionalità FRT (Fault Ride Through)

La turbina eolica è in grado di funzionare quando si verificano eventi transitori di tensione sul sistema di trasmissione di interconnessione al di sopra e al di sotto dei limiti inferiori di tensione standard e della fascia oraria secondo la Figura 1 e la Figura 2.

Questa prestazione presuppone che la quantità installata di turbine eoliche sia nella giusta proporzione alla forza della rete, il che significa che il rapporto di cortocircuito (S_k/S_n) e il rapporto X/R della rete ai terminali del trasformatore della turbina eolica devono essere adeguati.

La valutazione della capacità di attraversamento dei guasti della turbina eolica in un sistema specifico deve basarsi su studi di simulazione che utilizzano il modello di rete specifico e un modello di turbina eolica dinamico fornito da SGRE. Questo modello è un modello di ordine ridotto, adatto per simulazioni bilanciate con intervalli di tempo compresi tra 4-10 ms.

I limiti di tensione standard per la turbina eolica Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz sono presentati nella Figura 1 tra 0 e 70 secondi.

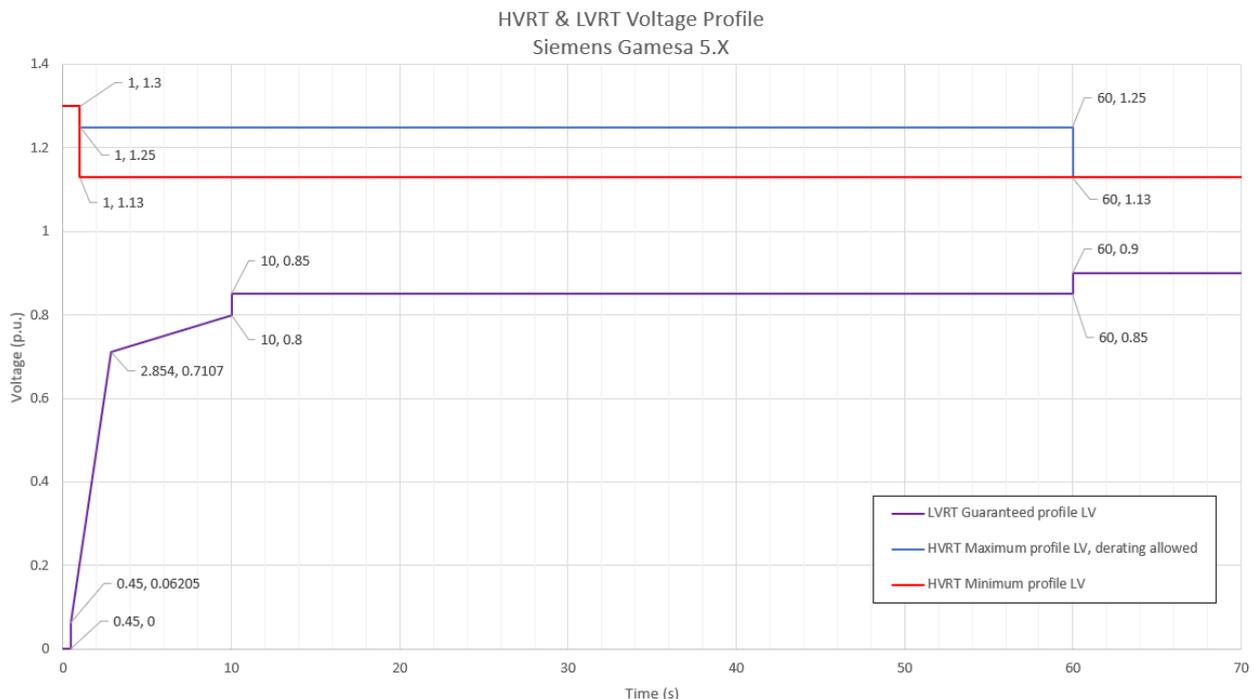


Figura 2. Limiti di alta e bassa tensione per Siemens Gamesa 5.X, turbina eolica a 60 Hz nell'intervallo 0-70 secondi. La tensione nominale è 690 V (cioè 1 pu).

19.2. Capacità del fattore di potenza (potenza reattiva)

La turbina eolica può funzionare in un intervallo di fattore di potenza di 0,9 portando a 0,9 in ritardo sul lato a bassa tensione del trasformatore della turbina eolica, considerando un livello di tensione uguale o superiore a 0,95pu. A seconda del comportamento della tensione (superiore o inferiore, entro i margini massimi consentiti), la capacità massima di potenza reattiva viene modificata di conseguenza.

La modalità di controllo per la turbina eolica è con setpoint di potenza reattiva o modalità Local Voltage Control (setpoint esterni di tensione).

19.3. Capacità di controllo di supervisione e acquisizione dati (SCADA)

Il sistema SGRE SCADA ha la capacità di trasmettere e ricevere istruzioni dal fornitore del sistema di trasmissione per scopi di affidabilità del sistema a seconda della configurazione del sistema SCADA. I requisiti SCADA specifici del progetto devono essere specificati in dettaglio ai fini della progettazione.

19.4. Capacità di frequenza

La turbina eolica può funzionare nella gamma di frequenza compresa tra 55,2 Hz e 64,8 Hz, facendo la differenza tra un funzionamento a regime (piena simultaneità): $\pm 3\%$, ed eventi transitori (simultaneità limitata): $\pm 8\%$, frequenza sopra nominale.

Per valutare gli intervalli di funzionamento consentiti devono essere considerate le simultaneità dei principali parametri di funzionamento, principalmente:

- Livello di potenza attiva
- Fornitura di potenza reattiva
- Temperatura ambiente
- Livello di tensione di funzionamento
- Livello di frequenza di funzionamento

E il tempo totale in cui la turbina funziona in tali condizioni.

19.5. Capacità di tensione

La gamma di tensione operativa per la turbina eolica è compresa tra l'85% e il 113% della tensione nominale sul lato a bassa tensione del trasformatore della turbina eolica. La tensione può arrivare fino al 130% per 1s, vedere la Figura 1. La tensione target della turbina eolica deve rimanere tra il 95% e il 105% per supportare le migliori prestazioni possibili rimanendo entro i limiti operativi.

Oltre il $\pm 10\%$ della deviazione della tensione, gli algoritmi di supporto automatico della tensione potrebbero eseguire il controllo della potenza reattiva, per garantire un funzionamento continuo del generatore eolico e massimizzare la disponibilità, ignorando il controllo esterno e i setpoint della potenza reattiva.

19.6. Sfarfallio e armoniche

I valori di sfarfallio e armoniche saranno forniti nell'estratto del rapporto di misurazione della qualità dell'energia in conformità con IEC 61400-21 Edizione 2.

19.7. Potenza reattiva -Controllo della tensione

Il controller della centrale elettrica può funzionare in quattro diverse modalità:

- Q Controllo – In questa modalità la potenza reattiva è controllata nel punto di interconnessione, secondo un riferimento di potenza reattiva
- Controllo V – La tensione è controllata direttamente nel punto di interconnessione, secondo un riferimento di tensione

Il sistema SCADA riceve feedback/valori misurati dal Punto di Interconnessione a seconda della modalità di controllo che sta operando. Il controller dell'impianto eolico confronta quindi i valori misurati con i livelli target e calcola il riferimento di potenza reattiva. Infine, i riferimenti di potenza reattiva sono distribuiti a ogni singola turbina eolica. Il controller della turbina eolica risponde all'ultimo riferimento del sistema SCADA e genererà la potenza reattiva richiesta di conseguenza dalla turbina eolica.

19.8. Controllo della frequenza

Il controllo della frequenza è gestito dal sistema SCADA insieme al controller della turbina eolica. Il controllo della frequenza dell'impianto eolico viene effettuato dal sistema SCADA che distribuisce i set-point di potenza attiva a ciascuno

singola turbina eolica, ai controllori. Il controller della turbina eolica risponde all'ultimo riferimento dello SCADA sistema e manterrà questa potenza attiva localmente.

19.9. Riepilogo delle capacità di connessione alla rete

Caratteristica	Valore	Commenti
Tensione nominale	690V	
Gamma di tensione massima	+ 13% -15%	Declassamenti Q&P dovuti a Simultaneità Vf potrebbe applicare
Frequenza nominale	50 / 60Hz	
Gamma di frequenza massima	± 8%	Declassamenti Q&P dovuti a Simultaneità Vf potrebbe applicare
Fattore di potenza nominale	0.9 Under & Over eccitati	Punto nominale raggiungibile a piena potenza, V = 0,95, f = ±3% Applicabile a qualsiasi AM e variante di turbina
SCR minimo ai terminali WTGMV	Diretto-V: ≥ 2,0* Q-Diretto: ≥ 3,0**	Vedi nota 1.
X/R minimo ai terminali WTGMV max.	3.0	
Gradiente di frequenza (ROCOF)	4 Hz/s	
Sequenza massima negativa consentita Voltaggio	5%	
Supporto tensione dopo ripristino FRT Ripristino	3s	Configurabile da parametro
alimentazione al 95% del pre-guasto valore	< 1000 ms	Configurazione standard. Configurabile mediante regolazione dei parametri.
Supporto di tensione durante FRT	A disposizione	Configurabile da parametro
Priorità corrente attiva durante la tensione Tuffo	A disposizione	Configurabile da parametro
Smorzamento della potenza attiva dopo il Dip	±5% livello pre-guasto in <2s	Può essere influenzato se le rampe di recupero dell'energia dopo la modifica del calo di tensione
io _q Curva di iniezione durante FRT	k = [2 – 6]	Configurabile da parametri
io _q Tempo di risposta (FRT)	30 ms	+ 20 ms per il calcolo RMS di 1 ciclo
io _q Tempo di assestamento	60 ms	+ 20 ms per il calcolo RMS di 1 ciclo - 10% +20% gradino richiesto
(FRT) Rampa di potenza attiva	± 6% Prated / s	Standard
Rampe di potenza attiva - Modalità veloce	+ 12,5% Prated/s - 25% Prated/s	Quando comandato da SCADA
Rampa di potenza reattiva	±5000 kVAr/s	Configurabile da parametro

Nota 1.

* Il rapporto SCR può essere ulteriormente ridotto se le rampe di ripristino della potenza attiva sono limitate a un certo valore, che garantisce un funzionamento stabile, dopo eventi di caduta di tensione.

** Il rapporto SCR può essere ulteriormente ridotto se la configurazione di Reactive Power Management viene eseguita correttamente tramite la griglia dettagliata studi, cercando di evitare in ogni caso estremi di saturazione di tensione (livelli di saturazione di sovra e sotto tensione).

Tutti i dati sono soggetti a tolleranze secondo IEC.

20. Capacità di potenza reattiva - 50 e 60 Hz

Questo documento descrive la capacità di potenza reattiva delle turbine eoliche SG 6.0-170, 50/60 Hz durante la produzione di energia attiva. Le turbine eoliche SG 6.0-170 sono dotate di un convertitore di frequenza a carico parziale B2B che consente alla turbina eolica di funzionare in un'ampia gamma di fattori di potenza.

La quantità massima di Potenza Reattiva da generare o consumare dipende da una vasta gamma di parametri, alcuni dei quali non possono essere considerati in modo generale in quanto completamente dipendenti dalle condizioni di funzionamento del sito, della rete e dell'aerogeneratore.

Tra l'altro, la capacità di potenza reattiva in determinate condizioni operative dipende dalla potenza attiva esistente, dalla temperatura interna dei componenti della turbina eolica, dalla temperatura ambiente esterna, dalle condizioni della rete (livello di tensione, livello di frequenza, ecc.) e dall'impatto, termicamente, nei sistemi ad alta inerzia. Quindi, anche il tempo di funzionamento richiesto in condizioni peggiori è un parametro da considerare.

La stima delle capacità massime in linea viene eseguita dall'algoritmo Reactive Power Controller, per fornire la possibilità di massimizzare le capacità in condizioni favorevoli della rete e del sito.

20.1. Capacità di potenza reattiva. Generalità

La capacità di potenza reattiva stimata per la turbina eolica sul lato BT del trasformatore della turbina eolica sarà presentata nelle seguenti figure e tabelle.

La Figura 1 mostra la capacità di potenza reattiva in funzione della Potenza Attiva generata alle varie tensioni ai terminali BT, a partire dal 90% della tensione nominale (curve PQV).

La Figura 2 mostra la capacità di potenza reattiva in base al livello di tensione (curva QV) a piena potenza.

Tutte le modalità applicative (AM) per la stessa versione di turbina (SG 6.0-170) assicurano, almeno, le capacità elettriche mostrate in questo documento ai valori di base del livello di potenza attiva specifici per ciascuna variante.

Il valore di base utilizzato per i calcoli per unità è la potenza nominale indicata di ciascuna modalità di applicazione (AM).

La Figura 3 include la capacità di potenza reattiva in condizioni operative senza vento.

Il Consolidated SCADA (CSSS) può inviare riferimenti di tensione alla turbina eolica nell'intervallo dal 92% al 108% (riferimenti dal 90% al 110% in casi specifici). Si raccomanda che l'impianto eolico sia progettato per mantenere i riferimenti di tensione della turbina eolica tra il 95% e il 105% durante il funzionamento in regime stazionario.

La capacità inclusa presuppone che le tensioni di fase siano bilanciate (valore di squilibrio inferiore al massimo garantito, 5%) e che la frequenza di esercizio della rete è nominale.

Date le incertezze nel determinare le tolleranze complessive delle variabili di stato di funzionamento della turbina eolica, la data capacità di potenza reattiva è soggetta a una tolleranza fino a $\pm 10\%$.

Queste cifre considerano il funzionamento della turbina eolica intorno alla velocità prevista del generatore per ciascuna condizione di funzionamento (curva di funzionamento Pn). Escursioni estreme di velocità causate da specifiche raffiche di vento, in aumento e in diminuzione rispetto al valore standard, possono causare limitazioni puntuali della potenza reattiva a causa dei limiti di tensione e corrente del generatore e del convertitore. Tutto questo è anche completamente dipendente dalle condizioni di rete di livello di tensione e setpoint esterno.

I valori di Potenza Reattiva per quei punti operativi tra le curve mostrate possono essere calcolati mediante interpolazione lineare.

La capacità di potenza reattiva presentata in questo documento è la capacità netta e tiene conto del contributo del sistema ausiliario della turbina eolica, dei reattori e dei filtri esistenti.

La capacità di potenza reattiva descritta è valida durante il funzionamento della turbina eolica entro i limiti specificati nelle Condizioni climatiche di progetto.

20.2. Funzionamento al di sotto del 90% della tensione nominale

Il funzionamento standard a tensioni comprese tra l'85% e il 90% sopra la nominale è considerato una situazione speciale in cui sia la potenza reattiva che la potenza attiva possono essere declassate a seconda delle condizioni di funzionamento del generatore eolico.

Di solito, a seconda delle normative locali specifiche, il supporto Under Voltage Ride Through (UVRT) si verifica in valori di tensione inferiori al 90% della tensione nominale, quindi questo caso operativo non è compatibile poiché durante il supporto UVRT, la potenza reattiva è controllata internamente in base alle richieste dalla rete applicabile Codici di funzionamento. Ciò è applicabile anche durante i transitori OVRT.

Dovrebbero essere eseguiti studi specifici per determinare l'operazione e i possibili valori da raggiungere in tali casi di operazione speciale, dove e quando richiesto.

20.3. Potenza reattiva / funzione di limitazione della tensione

Quando il funzionamento dell'Aerogeneratore è prossimo ai limiti di tensione (valori configurati di protezione della rete di sottotensione e sovratensione), una specifica funzione di limitazione della potenza reattiva / tensione agisce provocando un cosiddetto *Saturazione di tensione*. L'intento di questo algoritmo è quello di evitare un auto-intervento dovuto all'attivazione di protezioni di sovra o sottotensione causate dal funzionamento in Potenza Reattiva della turbina.

Nei valori massimi configurabili dei parametri di protezione in tensione (funzionamento permanente, 85% e 113%):

- In caso di sottotensione, la potenza reattiva negativa (induttiva, sottoeccitata) è limitata linearmente da *Senza limiti per 0*, nell'intervallo di tensione dal 90% all'85%.
 - La tensione utilizzata per valutare ed eseguire questa saturazione è il minimo delle 3 fasi tensioni.
- In caso di sovratensione, la Potenza Reattiva positiva (Capacitiva, sovraeccitata) è limitata linearmente da *Senza limiti per 0*, nell'intervallo di tensione dal 112% al 113%.
 - La tensione utilizzata per valutare ed eseguire questa saturazione è il massimo delle 3 fasi tensioni.

Tutti questi livelli possono essere impostati da parametri, a seconda delle necessità, dei requisiti locali e come risultati di studi di stabilità.

Le capacità e le curve di potenza reattiva mostrate in questo documento sono generate dopo aver configurato la saturazione successiva valori (valori di default). Questo può essere osservato nella figura 2. Diagramma QV.

- Saturazione sottotensione: dal 91% al 90% della tensione nominale.
- Saturazione della sovratensione: dal 112% al 113% della tensione nominale.

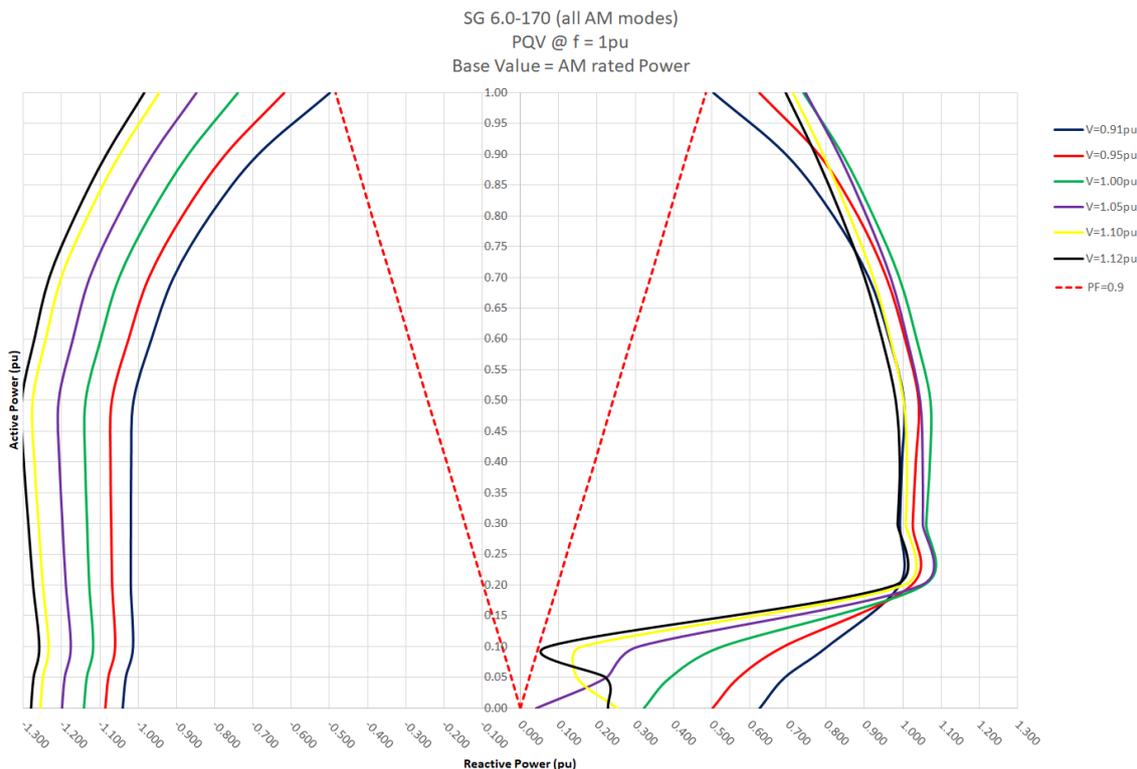


Figura 1: Curve di capacità di potenza reattiva (PQV), Turbina Eolica 50/60 Hz, ai terminali BT.

Nota: la saturazione della tensione è impostata su 91% e 112% (fare riferimento a *Potenza reattiva / funzione di limitazione della tensione sezione*)

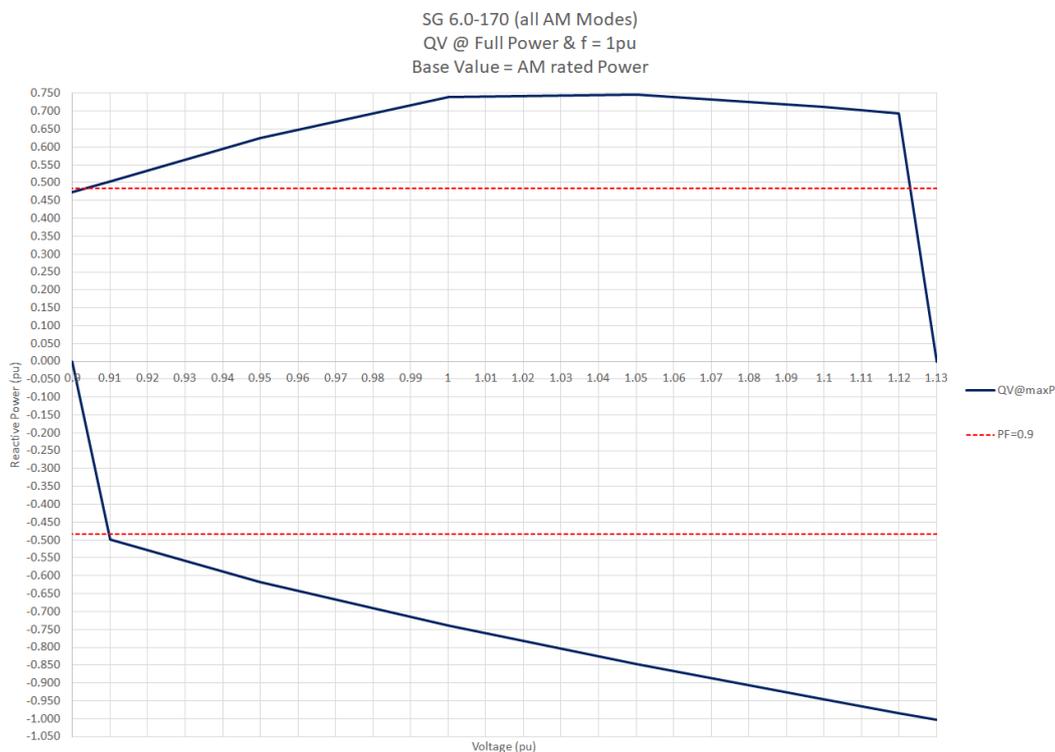


Figura 2: Curve di capacità di potenza reattiva (QV), Turbina Eolica 50/60 Hz, ai terminali BT, in funzionamento Full Power.

Nota: la saturazione della tensione è impostata su 91% e 112% (fare riferimento a *Potenza reattiva / funzione di limitazione della tensione sezione*)

		Tensione (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Potenza attiva (pu)	0.0 *	0,656	0,625	0,504	0,324	0,042	0,253	0,228	0
	0.05	0,720	0,691	0,572	0,393	0,225	0,147	0,222	0
	0.1	0,830	0,802	0,688	0,526	0,307	0,158	0,070	0
	0.2	0,982	0,990	1,023	1,055	1,048	1,000	0,978	0
	0.3	0,983	0,992	1,026	1,061	1,052	1,007	0,986	0
	0.4	0,988	0,997	1,034	1,071	1,052	1,011	0,992	0
	0.5	0,993	1,002	1,041	1,072	1,045	1,001	0,981	0
	0.6	0,954	0,964	1,006	1,036	1,012	0,967	0,946	0
	0.7	0,899	0,910	0,957	0,991	0,968	0,922	0,900	0
	0.8	0,802	0,818	0,883	0,923	0,905	0,861	0,839	0
	0.9	0,672	0,694	0,781	0,842	0,832	0,791	0,771	0
	1.0	0,474	0,504	0,626	0,740	0,746	0,712	0,693	0

Tabella 1: Valori di capacità di potenza reattiva (pu), Turbina Eolica 50/60 Hz, ai terminali BT.

Funzionamento capacitivo / sovraeccitato.

Nota: la saturazione della tensione è impostata su 91% e 112% (fare riferimento a *Potenza reattiva / funzione di limitazione della tensione sezione*)

		Tensione (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Potenza attiva (pu)	0.0 *	0	- 1.039	- 1.085	- 1.142	<u>- 1.199</u>	<u>- 1.257</u>	<u>- 1.280</u>	<u>- 1.291</u>
	0.05	0	- 1.032	- 1.077	- 1.135	<u>- 1.192</u>	<u>- 1.250</u>	<u>- 1.273</u>	<u>- 1.285</u>
	0.1	0	- 1.013	- 1.060	- 1.118	<u>- 1.176</u>	<u>- 1.235</u>	<u>- 1.258</u>	<u>- 1.270</u>
	0.2	0	- 1.018	- 1.067	- 1.129	<u>- 1.189</u>	<u>- 1.250</u>	<u>- 1.274</u>	<u>- 1.286</u>
	0.3	0	- 1.018	- 1.070	- 1.134	<u>- 1.198</u>	<u>- 1.261</u>	<u>- 1.287</u>	<u>- 1.299</u>
	0.4	0	- 1.017	- 1.072	- 1.139	<u>- 1.206</u>	<u>- 1.272</u>	<u>- 1.299</u>	<u>- 1.312</u>
	0.5	0	- 1.011	- 1.068	- 1.138	<u>- 1.208</u>	<u>- 1.277</u>	<u>- 1.304</u>	<u>- 1.317</u>
	0.6	0	- 0,964	- 1.024	- 1.098	<u>- 1.171</u>	<u>- 1.243</u>	<u>- 1.271</u>	<u>- 1.285</u>
	0.7	0	- 0.907	- 0,971	- 1.050	<u>- 1.127</u>	<u>- 1.202</u>	<u>- 1.232</u>	<u>- 1.247</u>
	0.8	0	- 0.812	- 0,884	- 0,970	<u>- 1.053</u>	<u>- 1.133</u>	<u>- 1.165</u>	<u>- 1.180</u>
	0.9	0	- 0,685	- 0,771	- 0,869	<u>- 0,962</u>	<u>- 1,049</u>	<u>- 1,083</u>	<u>- 1,100</u>
	1.0	0	- 0,499	- 0,618	- 0,740	<u>- 0,848</u>	<u>- 0,946</u>	<u>- 0,984</u>	<u>- 1,003</u>

Tavolo 2: Valori di capacità di potenza reattiva (pu), Turbina Eolica 50/60 Hz, ai terminali BT.

Funzionamento induttivo/sottoeccitato.

Nota: la saturazione della tensione è impostata su 91% e 112% (fare riferimento a *Potenza reattiva / funzione di limitazione della tensione sezione*)

* Caso di Turbina eolica funzionante con vento molto debole, ma con generatore connesso alla rete.

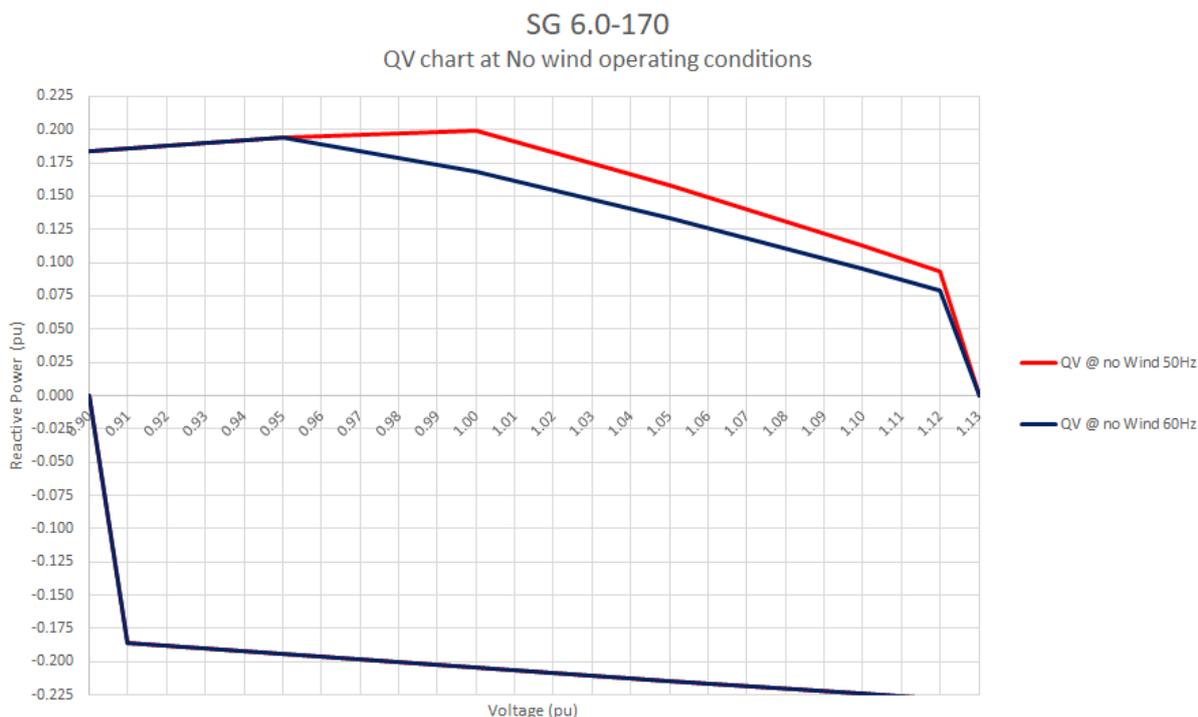


Figura 3: Grafico capacità reattiva (pu) in assenza di vento, ai terminali BT, 50/60Hz.
Caso di Turbina eolica non in funzione, con generatore fermo o al di sotto della velocità di connessione.

SG 6.0-170 50Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0,90	0,183	0
0,91	0,185	- 0,185
0,95	0,194	- 0,194
1,00	0,199	- 0,204
1,05	0,158	- 0,214
1,10	0,113	- 0,224
1,12	0,093	- 0,228
1,13	0	- 0,230

SG 6.0-170 60Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0,90	0,183	0
0,91	0,185	- 0,185
0,95	0,194	- 0,194
1,00	0,168	- 0,204
1,05	0,134	- 0,214
1,10	0,096	- 0,224
1,12	0,079	- 0,228
1,13	0	- 0,230

Tabella 3: Valori Reactive Power Capability (pu) in assenza di vento, ai terminali BT, 50/60Hz. Caso di Turbina eolica non in funzione, con generatore fermo o al di sotto della velocità di connessione.

21. Descrizione del sistema SCADA

Il sistema SGRE SCADA è un sistema di supervisione, acquisizione dati, controllo e reporting per le prestazioni del parco eolico.

21.1. Caratteristiche principali

Il sistema SCADA ha le seguenti caratteristiche principali:

- Supervisione e controllo in linea accessibili tramite tunnel protetto su Internet.
- Acquisizione dati e memorizzazione dei dati in un database storico.
- Archiviazione locale dei dati presso le turbine eoliche se la comunicazione viene interrotta e trasferita al database storico quando possibile.
- Accesso al sistema da qualsiasi luogo utilizzando un browser Web standard. Non sono richiesti software client o licenze speciali.
- Agli utenti vengono assegnati nomi utente e password individuali e l'amministratore può assegnare un livello utente a ciascun nome utente per una maggiore sicurezza.
- La funzione e-mail può essere configurata per una risposta rapida agli allarmi sia per la turbina che per la sottostazione. La configurazione può supportare anche la notifica di allarme tramite il servizio SMS.
- Interfaccia alle funzioni di controllo della centrale per un controllo avanzato del parco eolico e per la regolazione a distanza, ad es. MW / Tensione / Frequenza / Velocità di rampa.
- Interfaccia per l'integrazione delle apparecchiature di sottostazione per il monitoraggio e il controllo.
- Interfaccia per il monitoraggio delle apparecchiature di compensazione reattiva, il controllo di queste apparecchiature è ottenuto tramite il controller della centrale elettrica SGRE.
- Supporto integrato per il controllo ambientale come rumore, ombre/sfarfallio, pipistrelli/fauna selvatica e ghiaccio. Funzionalità per il monitoraggio di apparecchiature per centrali elettriche ibride come sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) e sistemi fotovoltaici (PV). Il controllo di tali apparecchiature è ottenuto tramite il controller della centrale elettrica SGRE.
- Grafici della curva di potenza e calcoli di efficienza con correzione di pressione e temperatura (correzione di pressione e temperatura disponibile solo se fornito sistema SGRE MET).
- Monitoraggio delle condizioni integrato con il controller della turbina tramite server designato.
- Sistema basato su Ethernet con interfacce compatibili sicure (OPC UA / IEC 60870-5-104) per l'accesso ai dati online.
- Protocolli legacy come OPC-(XML)-DA o Modbus TCP possono essere supportati su richiesta.
- Accesso a dati storici - scientifici e opzionali ad alta risoluzione tramite Restfull API. Soluzione di protezione antivirus.
- Ripristinare il backup.

21.2. Hardware per turbine eoliche

I componenti all'interno della turbina eolica sono monitorati e controllati dal singolo controller locale della turbina eolica (SICS). Il SICS può azionare la turbina indipendentemente dal sistema SCADA e il funzionamento della turbina può continuare autonomamente in caso di, ad esempio, danni ai cavi di comunicazione.

I dati registrati sulla turbina sono conservati presso il SICS. In caso di interruzione temporanea della comunicazione con il server centrale, i dati vengono conservati nel SICS e trasferiti al server SCADA quando possibile.

21.3. Rete di comunicazione nel parco eolico

La rete di comunicazione nel parco eolico deve essere realizzata con fibre ottiche. La progettazione ottimale della rete è in genere una funzione del layout del parco eolico. Una volta selezionato il layout, SGRE definirà i requisiti minimi per la progettazione della rete.

La fornitura, l'installazione e la terminazione della rete di comunicazione sono generalmente eseguite dal datore di lavoro. Se concordato specificamente, la ripartizione delle responsabilità per la rete di comunicazione può essere modificata.

21.4. Pannello server SCADA

Il pannello server centrale SCADA fornito da SGRE è normalmente posizionato presso la sottostazione del parco eolico o l'edificio di controllo. Il pannello del server comprende tra l'altro:

- Il server è configurato con ridondanza del disco standard (RAID) per garantire un funzionamento continuo in caso di guasto del disco. Apparecchiature di rete. Ciò include tutti gli switch e i convertitori multimediali necessari. Backup dell'UPS per garantire lo
- spegnimento sicuro dei server in caso di interruzione dell'alimentazione.

Per siti di grandi dimensioni o come opzione può essere fornita una soluzione SCADA virtualizzata.

Sul server SCADA i dati vengono presentati online come web-service e contemporaneamente archiviati in un database SQL. Da questo database SQL è possibile generare numerosi report.

Connessione "client" del datore di lavoro al sistema SCADA che stabilisce via Internet tramite una connessione VPN punto-punto TCP/IP.

21.5. Stazione di misurazione della rete e Wind Farm Controller

Il sistema SCADA comprende una stazione di misurazione della griglia situata in uno/più pannelli del modulo o nel pannello del server SCADA. Normalmente la stazione di misurazione della rete è situata presso la sottostazione del parco eolico o l'edificio di controllo.

Il cuore della stazione di misurazione della rete è un misuratore PQ. Il controllo del parco eolico/stazione di misurazione della rete può essere adattato a quasi tutte le disposizioni della connessione alla rete. La stazione di misurazione della rete richiede segnali di tensione e corrente dai TV e dai TA installati sul PCC del parco eolico per abilitare le funzioni di controllo.

La stazione di misurazione della rete e le interfacce di Wind Farm Control ai server e alle turbine SGRE SCADA sono tramite una rete LAN.

Il Wind Farm Control può essere fornito su richiesta in una configurazione ad alta disponibilità (HA) con una configurazione cluster di server ridondante.

Nota: Nei piccoli sistemi SGRE SCADA (tipicamente <10 turbine) e se il piccolo sistema SGRE SCADA è posizionato in una turbina, la stazione di controllo del parco eolico e di misurazione della rete può essere organizzata diversamente.

21.6. Scambio di segnale

Lo scambio di segnali online e le comunicazioni con sistemi di terze parti come sistemi di controllo di sottostazioni, sistemi di controllo remoto e/o sistemi di manutenzione sono possibili sia dal modulo che dal pannello del server SGRE SCADA. Per la comunicazione con apparecchiature di terze parti sono supportati OPC UA e IEC 60870-5-104. I protocolli legacy come OPC-(XML)-DA o Modbus TCP possono essere supportati su richiesta

21.7. Software SCADA SGRE

La normale interfaccia utente SGRE SCADA presenta dati online e storici. Le visualizzazioni dello schermo possono essere regolate per soddisfare le esigenze individuali del cliente.

I dati storici sono archiviati in un database MS SQL come valori statistici e possono essere presentati direttamente sullo schermo o esportati per l'elaborazione in MS Access o tramite un'API RESTfull.

Il software SGRE SCADA può fungere anche da interfaccia utente per le funzioni di Wind Farm Control.

21.8. Soluzione di protezione antivirus Virus

Una soluzione di protezione antivirus può essere offerta come parte del contratto di servizio (SA). Un software client antivirus verrà in tal caso installato su tutti i componenti basati su MS-Windows nel sistema SCADA e nei WTG.

La soluzione di protezione antivirus si basa su un prodotto antivirus di terze parti. Gli aggiornamenti del software client antivirus e dei file di pattern vengono distribuiti automaticamente dai server centrali basati su SGRE.

21.9. Ripristinare il backup

Per il ripristino di un sistema o componente SCADA difettoso, il sistema SCADA SGRE fornisce il backup dei file di configurazione e dei file di dati di produzione di base. Sia la configurazione che i dati di produzione selezionati vengono salvati automaticamente a intervalli regolari per i componenti principali. I file di backup vengono archiviati sia localmente sui server del sito che in remoto sui server di archiviazione di backup SGRE.

22. Codici e Standard

Questo documento elenca i codici e gli standard in base ai quali le turbine sono progettate, prodotte e testate. L'ambito di questo documento è limitato alla piattaforma Siemens Gamesa 5.X.

Le turbine a ingranaggi onshore SGRE sono progettate, prodotte e testate secondo i disegni tecnici, le procedure e i processi di SGRE che sono generalmente conformi alle sezioni applicabili dei codici e degli standard qui elencati. Questo elenco di codici e standard per la progettazione, la produzione e il collaudo fa parte della documentazione di base del progetto. L'edizione dei codici e delle norme è la versione utilizzata per il processo di certificazione che viene condotto da un ente certificatore esterno.

22.1. GENERALE

- Documento operativo IEC-RE: OD-501, Schema di certificazione del tipo e dei componenti*
o *IEC-RE è il sostituto di IEC 61400-22:2010 Ed.1, Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certificazione.
- IEC 61400-1:2019 Ed.4 Turbine eoliche – Parte 1: Requisiti di progettazione
- IEC 61400-11:2012 + AMD1:2018, Sistemi di generatori di turbine eoliche Parte 11: Tecniche di misurazione del rumore acustico
- IEC 61400-12-1:2017, Ed.1, Sistemi di generatori di turbine eoliche Parte 12: Misurazioni delle prestazioni di potenza delle turbine eoliche che producono elettricità
- IEC 61400-13: 2015 Sistemi di generazione di turbine eoliche - Parte 13: Misurazione dei carichi meccanici IEC
- 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Turbine eoliche - Parte 23: Prove strutturali su vasta scala delle pale del rotore
- EN 10025-1:2004, Prodotti laminati a caldo di acciai strutturali - Parte 1: Condizioni tecniche generali di consegna
- EN 10025-2:2004, Prodotti laminati a caldo di acciai strutturali - Parte 2: Condizioni tecniche di fornitura per acciai strutturali non legati
- EN 10025-3:2004, Prodotti laminati a caldo di acciai strutturali - Parte 3: Condizioni tecniche di fornitura per acciai strutturali saldabili laminati a grano fine normalizzati/normalizzati
- EN 10029:2010, Lamiere laminate a caldo di 3 mm di spessore o superiore - Tolleranze su dimensioni, forma e massa
- EN ISO 683-1:2018: Acciai da bonifica, acciai legati e acciai automatici – Parte 1 Acciai non legati da tempra e temperare
- EN ISO 683-2:2018: Acciai da bonifica, acciai legati e acciai automatici – Parte 2 Acciai legati per bonifica
- EN 1563:2018, Fonderia - Ghise a grafite sferoidale
- EN 1993-1-8:2005/AC:2009: Eurocodice 3: Progettazione di strutture in acciaio Parte 1-8: Giunti EN
- 1999-1-1-2008 Progettazione di strutture in alluminio – parte 1-1: Regole strutturali generali
- ISO 16281:2008 Cuscinetti volventi - Metodi per il calcolo della durata nominale di riferimento modificata per cuscinetti caricati universalmente
- ISO 16281:2008 / Cor. 1:2009 Cuscinetti volventi - Metodi per calcolare la durata nominale di riferimento modificata per cuscinetti a carico universale
- ISO 281: 2007 Cuscinetti volventi - Coefficienti di carico dinamico e durata nominale - Fattore di modifica della durata aDIN e calcolo della durata nominale modificata
- ISO 76:2006 Cuscinetti volventi - Valori di carico statico
- ISO 898-1: 2013, Proprietà meccaniche degli elementi di fissaggio in acciaio al carbonio e acciaio legato - Parte 1: Bulloni, viti e prigionieri con classi di proprietà specificate - Filettatura grossa e filettatura a passo fine
- VDI 2230 Blatt 1, 2016, Calcolo sistematico di giunti bullonati altamente sollecitati - Giunti con un bullone cilindrico
- ISO 4413:2011 Potenza oleodinamica - Regole generali e requisiti di sicurezza per i sistemi e i loro componenti
- DIN 51524-3_1990 Fluidi in pressione - Oli idraulici - Parte 3: Oli idraulici HVLP, Requisiti minimi ISO 16889:2008
- Potenza del fluido idraulico - Filtri - Metodo multi-pass per valutare le prestazioni di filtrazione di un elemento filtrante

- EN 14359:2017: Accumulatori a gas per applicazioni oleodinamiche. Direttiva
- PED 2014/68/UE sulle apparecchiature a pressione
- DNV-DS-J102:2010 Progettazione e produzione di pale per turbine eoliche, turbine eoliche offshore e onshore DNVGL-
- ST-0126:2018 Strutture di supporto per turbine eoliche
- DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Ottobre 2012, korrigierte Fassung März 2015
- DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.

22.2. RIDUTTORE

- IEC 61400-4:2012 Turbine eoliche - Parte 4: Requisiti di progettazione per i riduttori delle turbine eoliche

22.3. ELETTRICO

- IEC 61400-21:2008 Sistemi di generatori di turbine eoliche - Parte 21: Misurazione e valutazione delle caratteristiche di qualità dell'energia delle turbine eoliche connesse alla rete
- EN IEC 61400-24:2019 Turbine eoliche - Parte 24: Protezione contro i fulmini
- IEC 60076-16:2018 – Trasformatori di potenza - Parte 16: Trasformatori per applicazioni di turbine eoliche
- EN 60204-1:2006 (+correct 2010) Sicurezza del macchinario - Equipaggiamento elettrico delle macchine - Parte 1: Requisiti generali
- EN IEC 61000-6-2:2019 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche – Immunità per ambienti industriali.
- EN IEC 61000-6-4:2019 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-4: Norme generiche - Norma di emissione per ambienti industriali.
- EN 61439-1:2014 Quadri di bassa tensione e quadri elettrici di comando. Regole generali
- EN 61439-2:2011 Quadri di bassa tensione e quadri elettrici di comando. Quadri di potenza e gruppi di alimentazione di controllo
- Direttiva Bassa Tensione 2014/35/UE
- Direttiva EMC 2014/30/UE

22.4. QUALITÀ

- ISO 9001:2015 Sistemi di gestione della qualità – Requisiti

22.5. SICUREZZA PERSONALE

- 2006/42/CE Direttiva Macchine
- EN 50308:2004, Turbine eoliche – Misure di protezione – Requisiti per la progettazione, il funzionamento e la manutenzione. OSHA 2005 Requisiti per gli spazi liberi alle porte, ai portelli e alle gabbie.
o Sottoparte D dell'OSHA Superfici pedonali e di lavoro Sezione 1910.27v
- ISO12100:2011 Sicurezza del macchinario – Principi generali per la progettazione – Valutazione e riduzione del rischio ISO 13849-1:2015 –
- Sicurezza del macchinario – Parti dei sistemi di controllo relative alla sicurezza – Parte 1: Principi generali per la progettazione

- ISO 13849-2: 2013 - Sicurezza del macchinario - Parti dei sistemi di controllo relative alla sicurezza - Parte 2: Convalida

22.6. CORROSIONE

- ISO 12944-1: 2017, Pitture e vernici - Protezione dalla corrosione delle strutture in acciaio mediante sistemi di verniciatura protettiva
– Parte 1: Introduzione generale (classe da C3 a C4)

23. Altre caratteristiche prestazionali

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offre le seguenti funzionalità di prestazioni opzionali per SG 6.0-170 che possono ottimizzare il tuo parco eolico aumentando le prestazioni, migliorando l'agilità ambientale, supportando la conformità con le normative legali e supportando la stabilità della rete.

23.1. Modalità operativa declassata per vento forte

Nel caso della funzionalità predefinita della modalità declassata per vento elevato SG 6.0-170, la produzione di energia è limitata una volta che la velocità del vento supera un valore di soglia definito dal progetto, fino a quando non viene raggiunta la velocità di interruzione del vento e la turbina eolica smette di produrre energia. Questa funzionalità estende la gamma di funzionamento in condizioni di vento forte limitando i carichi della turbina in base alla velocità massima del vento operativa, fornendo una produzione di energia più prevedibile, riducendo al minimo le perdite di produzione e migliorando la stabilità della rete riducendo il rischio di interruzioni di corrente simultanee.

23.2. Passaggio ad alta temperatura (noto anche come declassamento della temperatura)

I sistemi di ventilazione e raffreddamento sono progettati per consentire il funzionamento del WTG alla potenza nominale fino a una certa temperatura nominale esterna ea una certa altitudine. Per i siti situati oltre i 1000 m sul livello del mare, la riduzione della densità dell'aria influisce sulla capacità di ventilazione dei componenti della turbina, riducendo la temperatura massima di esercizio alla potenza nominale. Tuttavia, questa temperatura ambiente massima può essere estesa riducendo la potenza erogata.

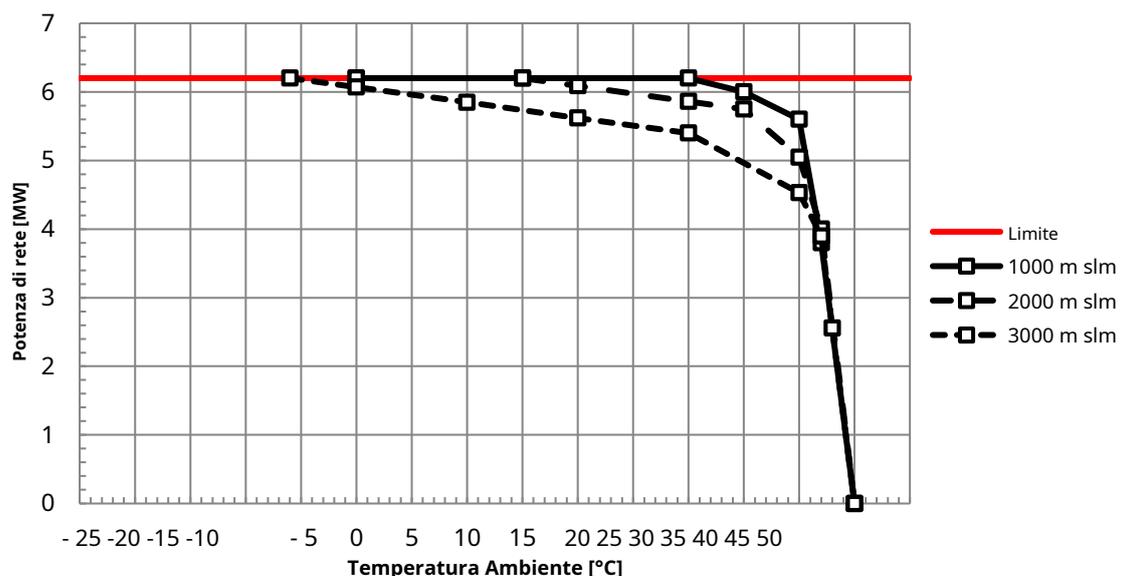
Considerando i requisiti dei singoli componenti in temperatura a diversi livelli di altitudine, e il loro calore dissipato a diversi limiti di potenza, verranno generate diverse curve potenza-temperatura. Queste curve definiranno gli inviluppi all'interno dei quali l'SG 6.0-170 potrebbe operare garantendo l'integrità di tutti i componenti.

La configurazione ad alta temperatura potrebbe essere inclusa nel caso in cui il range di funzionamento debba essere esteso.

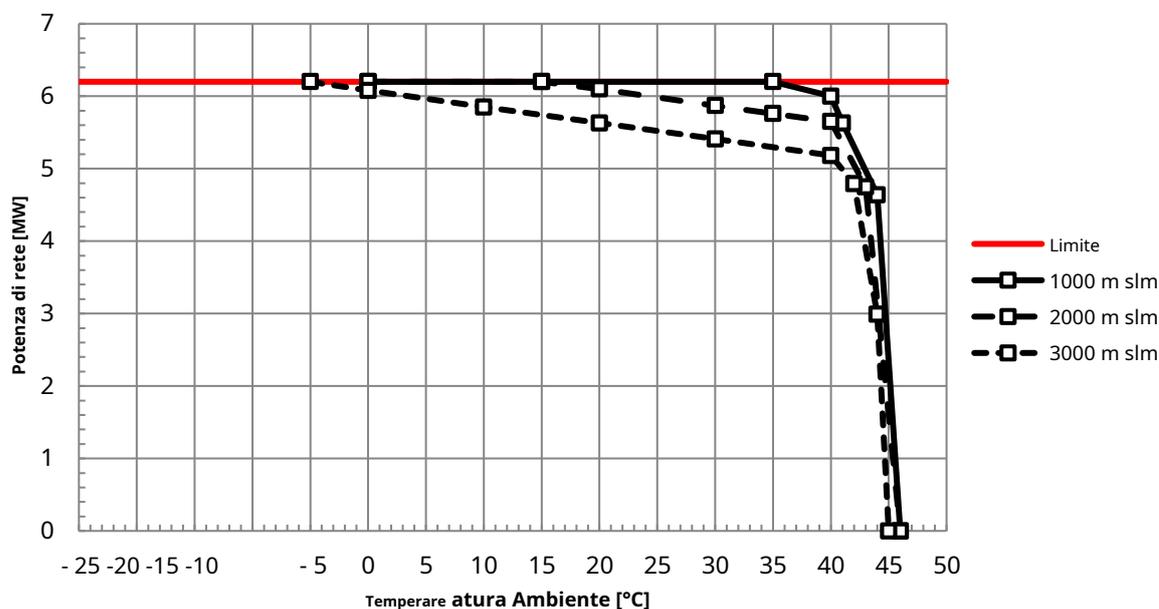
Il sistema di controllo, considerando il tipo di turbina definito e l'altitudine sul livello del mare, regolerà dinamicamente la potenza massima consentita in funzione della temperatura ambiente.

Le curve di declassamento della potenza sono mostrate nelle figure seguenti e ulteriori dettagli possono essere trovati in D2097462:

23.2.1. Curve di declassamento SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) Standard e bassa temperatura Configurazioni



23.2.2. Curve di declassamento SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) Configurazioni per alte temperature



24. Sistema di rilevamento del ghiaccio

24.1. Sistema di rilevamento del ghiaccio (predefinito)

Il metodo di rilevamento del ghiaccio predefinito è parte integrante del controller della turbina eolica Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE). È una soluzione software che può essere utilizzata per rilevare il ghiaccio sulle pale della turbina confrontando i dati sulle prestazioni effettive con la curva di potenza nominale della turbina. Le prestazioni effettive si basano su dati medi di 10 minuti. Se le prestazioni effettive sono inferiori alla curva di potenza di rilevamento del ghiaccio a bassa potenza, in determinate condizioni è ragionevole presumere che la produzione di bassa potenza sia causata dall'accumulo di ghiaccio sulle lame. Questo metodo di rilevamento del ghiaccio è disponibile solo quando la turbina è in funzione.

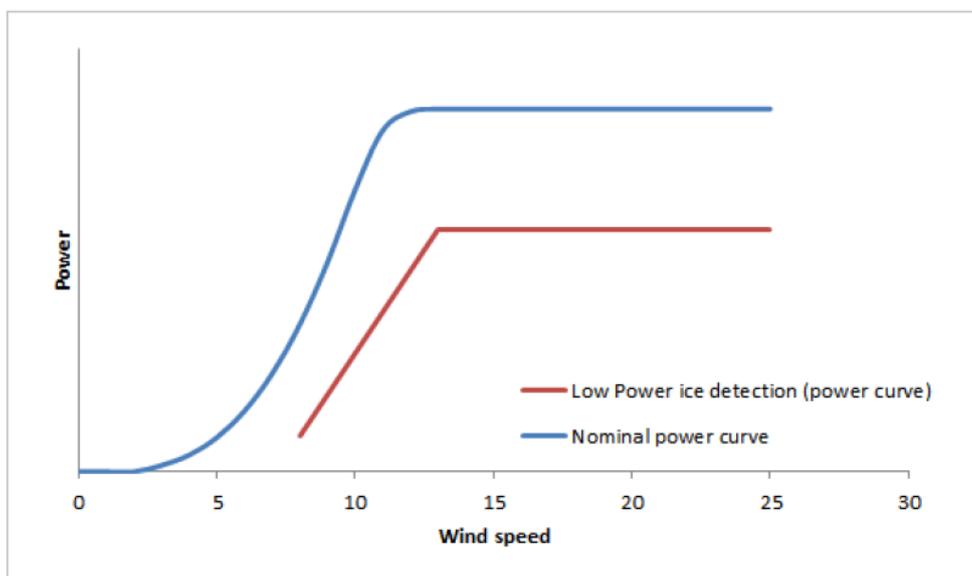


Figura 1: Confronto illustrativo della curva di potenza di rilevamento del ghiaccio a bassa potenza e della curva di potenza nominale.

24.2. Sensori di rilevamento del ghiaccio

24.2.1. Sensore di rilevamento del ghiaccio basato sulla navicella (opzionale)

Il sensore di rilevamento del ghiaccio della navicella è un sistema opzionale destinato all'installazione su turbine eoliche situate in aree in cui il ghiaccio può accumularsi sulla turbina. Lo scopo del sistema di rilevamento del ghiaccio è fornire al controller della turbina informazioni sul potenziale rischio di ghiaccio sulla turbina. Il sistema di rilevamento del ghiaccio è in grado di rilevare la formazione di ghiaccio all'interno delle nuvole e la pioggia gelata.

A seconda delle esigenze, quando viene rilevato ghiaccio, un allarme ghiaccio può avviare un arresto della turbina. Questo può essere seguito da una sequenza di sbrinamento (se è installato lo sbrinamento) o imbardata in una posizione predefinita finché non si ritiene sicuro riavviare.

24.2.2. Certificazione

I sistemi possono essere corredati di valida certificazione da parte di istituti accreditati.

24.3. Rilevamento del ghiaccio migliorato (opzionale)

Una funzione di rilevamento del ghiaccio migliorata è un sistema di sicurezza opzionale, che viene utilizzato principalmente su siti esposti a condizioni di ghiaccio, dove è possibile la formazione di ghiaccio sulle pale del rotore. Il sistema fornirà informazioni al controller della turbina eolica sul potenziale rischio di ghiaccio sulle pale del rotore.

L'algoritmo si basa su un calcolo della probabilità del ghiaccio che valuta le prestazioni, la temperatura, l'umidità (sensore aggiuntivo), la velocità del vento e il sensore del ghiaccio (sensore aggiuntivo). A seconda delle esigenze del sito l'allarme può provocare un arresto della turbina, un avviso visivo e/o acustico in loco (opzionale) e/o – se installato – l'attivazione dello sbrinamento delle pale del rotore. L'allarme è attivo fino a quando le condizioni del sito non tornano ad uno stato regolare.

24.3.1. Certificazione

I sistemi possono essere corredati di valida certificazione da parte di istituti accreditati.

24.4. Rilevamento del ghiaccio basato su lama (opzionale)

Un'opzione aggiuntiva consiste nell'installare un sistema di rilevamento del ghiaccio basato su lama, al fine di attivare l'operazione di ghiaccio. Tale sistema comprende una serie di sensori (accelerometri) su ciascuna lama, più un'unità di monitoraggio centrale. Il rilevamento del ghiaccio viene effettuato mediante l'analisi delle frequenze proprie delle pale rispetto all'accumulo di ghiaccio. Pertanto, il sistema necessita di una calibrazione prima di entrare in servizio (variabile e fino a 3 mesi a seconda delle condizioni e della configurazione WTG).

Il rilevamento del ghiaccio è possibile da fermo e durante il funzionamento. È richiesta una velocità minima del vento di 2 m/s. Non è richiesta una rotazione minima al minuto (rpm). Tuttavia, nessuna valutazione è possibile durante il minimo poiché di solito c'è eccitazione insufficiente a causa della bassa velocità del vento.

24.4.1. Certificazione

I sistemi possono essere corredati di valida certificazione da parte di istituti accreditati.

24.5. Architettura di sistema

Il sistema è composto dalle seguenti parti:

- Sensori incluse unità di controllo e valutazione (opzionale)
- Interfaccia per il controller della turbina eolica SGRE
- Comunicazione di allarme al sistema SGRE SCADA

- Installazione e manutenzione secondo le clausole contrattuali in vigore

24.6. Integrazione nel sistema SCADA

L'interfaccia SCADA per il sistema di rilevamento del ghiaccio consente quanto segue:

- Imposta le condizioni del ghiaccio predefinite utilizzando i
- parametri del ghiaccio Abilita o disabilita l'arresto automatico delle
- turbine Abilita o disabilita il riavvio automatico delle turbine
- Turbine di gruppo per arresto automatico e riavvio automatico. Il sistema SCADA consiglia di raggruppare le turbine installate con sensori di ghiaccio insieme a turbine su cui non sono installati i sensori di ghiaccio.

I parametri di default del ghiaccio sono impostati nell'interfaccia SCADA. A seconda dei requisiti, i parametri del ghiaccio predefiniti possono essere modificati per configurare nuove condizioni del ghiaccio tramite l'interfaccia SCADA.

- Ritardo riavvio ghiaccio: le turbine ferme a causa del ghiaccio vengono riavviate solo se il ghiaccio non viene segnalato durante il ritardo riavvio ghiaccio in secondi configurato dall'utente.
- Ritardo arresto ghiaccio: Le turbine vengono fermate a causa del ghiaccio solo se viene rilevato ghiaccio sulle turbine per un tempo superiore al ritardo arresto ghiaccio in secondi configurato dall'utente.
- Durata Temperatura Ambiente: Durata in secondi in cui la Temperatura Ambiente Ghiaccio configurata dall'utente rimane o supera, per riavviare le turbine che si sono fermate a causa del ghiaccio.
- Soglia Temperatura Ambiente: La temperatura minima in gradi Celsius configurata dall'utente che pone una condizione per riavviare le turbine ferme a causa della formazione di ghiaccio sulle pale. La temperatura ambiente deve superare la temperatura ambiente ghiaccio configurata dall'utente per la durata in secondi come specificato nella durata della temperatura ambiente. L'impostazione della temperatura ambiente del ghiaccio e della durata della temperatura ambiente impedisce alle turbine di commutare rapidamente tra le operazioni di avvio e di arresto del ghiaccio.
- Ora di attivazione: L'ora di inizio di Ice Control e l'ora di fine di Ice Control configurate dall'utente nell'interfaccia definiscono l'ora di attivazione. Le turbine vengono fermate a causa del ghiaccio quando l'ora corrente rientra nell'intervallo di tempo configurato in Ora inizio controllo ghiaccio e Ora fine controllo ghiaccio. Quando l'ora corrente non rientra nell'intervallo specificato in Ora inizio controllo ghiaccio e Ora fine controllo ghiaccio, le turbine vengono riavviate. Il sistema SCADA consiglia di impostare intervalli di tempo tali che le turbine possano essere fermate durante il giorno e avviate di notte.

L'accumulo di ghiaccio sulla turbina può causare danni a cose e persone nelle vicinanze. È responsabilità esclusiva del proprietario delle turbine garantire che il pubblico sia protetto dal lancio di ghiaccio dalle turbine. Il Proprietario deve sempre garantire che il funzionamento della(e) turbina(e) rispetti qualsiasi restrizione applicabile alla(e) turbina(e), indipendentemente dal fatto che tali restrizioni derivino da permessi, legislazione o altro. Siemens Gamesa Renewable Energy declina ogni responsabilità per qualsiasi violazione dei requisiti.

25. SG 6.0-170 Classe S, variante 1

L'SG 6.0-170 Class S. Variant 1 è una nuova variante di prodotto della piattaforma di prodotto Siemens Gamesa Onshore Geared di nuova generazione chiamata Siemens Gamesa 5.X, che si basa sulla progettazione e sull'esperienza operativa di Siemens Gamesa nel mercato dell'energia eolica.

Nel capitolo successivo saranno disponibili tutte le specifiche di Classe S, Variante 1 che differiscono dallo standard SG 6.0-170.

25.1. Condizioni climatiche di progetto

Le condizioni climatiche di progetto sono le condizioni limite alle quali la turbina può essere applicata senza un'ulteriore revisione del progetto. Possono essere possibili applicazioni della turbina eolica in condizioni più severe, a seconda delle circostanze complessive.

Le condizioni climatiche definite in questo documento sono relative all'involucro definito per SG 6.0-170 Classe S, Variante1. Vedere SAR specifici per ulteriori informazioni dettagliate.

Soggetto	ID	Problema	Unità	Valore
13. Progettazione tutta la vita	0.0	Definizione della durata del progetto	-	IEC 61400
	0.1	Durata del progetto	anni	20
14. Vento, operazione	1.1	Definizioni del vento	-	IEC 61400
	1.2	Classe IEC	-	S
	1.3	Densità media dell'aria, ρ	kg/m ³	1.15
	1.4	Velocità media del vento, V_{Ave}	SM	10.1
	1.5	Parametro di scala Weibull, A	SM	10.84
	1.6	Parametro di forma di Weibull, k	-	3.7
	1.7	Esponente del wind shear, α	-	0.19
	1.8	Intensità di turbolenza di riferimento a 15 m/s, $I_{riferimento}$	-	0.14
	1.9	Deviazione standard della direzione del vento	grado	-
	1.10	Inclinazione massima del flusso	grado	9.83
	1.11	Distanza minima della turbina, in file	D	-
	1.12	Distanza minima della turbina, tra le file	D	-
15. Vento, estremo	2.1	Definizioni del vento		
	2.2	Densità dell'aria,	kg/m ³	1.15
	2.3	Velocità del vento di riferimento media su 10 min all'altezza del mozzo, $V_{riferimento}$	SM	38,7
	2.4	Raffica massima di 3 s nell'altezza del mozzo, V_{e50}	SM	
	2,5	Indice massimo della legge di potenza dell'altezza del mozzo, α	-	
	2.6	Turbolenza temporalesca	-	
16. Temperatura				

Soggetto	ID	Problema	Unità	Valore
17. Corrosione				
18. Fulmine				
19. Polvere				
20. Salve				
21. Ghiaccio				
22. Solare radiazione				
23. Umidità				
24. Ostacoli				
25. Precipitazioni				

Di serie SG 6.0-170 (D2099635)

25.1.1. Grafico turbolenza

Velocità del vento (SM)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ITeff	0,49	0,43	0,39	0,35	0,33	0,312	0,291	0,266	0,239	0,213	0,198	0,188	0,183	0,18	0,184	0,167

Velocità del vento (SM)	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ITeff	0,165	0,143	0,155	0,139	0,137	0,136	0,135	0,133	0,132	0,131	0,13	0,1288	0,128

25.2. Catalogo Torre Tower

L'SG 6.0-170 Classe S, variante 1 è offerto con le torri di portafoglio di torri elencato di seguito oltre alla possibilità di sviluppo su base specifica del sito.

Turbina	Altezza (m)	Classe di vento	Tecnologia della torre
SG 6.0 170	115	Classe S, Variante 1	Tubolare

Tutte le torri sono progettate in conformità con i requisiti logistici locali. Saranno disponibili ulteriori dimensioni della torre nel seguente documento: D2289216

Informazioni su altre altezze della torre e logistica saranno disponibili su richiesta.

Foundation loads T115-50A

SG 6.0-170

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 intended 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.

Foundation loads T115-50A

Design code information

The foundation loads are calculated according to the design code and different climate conditions shown in Table 1.

Description	Unit	Value	Value
Design code	-	IEC-61400-1 Ed3	IEC-61400-1 Ed3
IEC Class	-	3A	3B
Design life time according to IEC	years	20	25
Annual average wind speed at hub height, V_{ave}	m/s	7.5	7.5
Extreme wind speed at hub height (10-min with 50 years return period), V_{ref}	m/s	37.5	37.5
Mean turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16	0.14
Average air density, ρ	kg/m ³	1.225	1.225

Table 1 Design code information and climatic conditions

Coordinate system

The axis system used for presentation of the tower bottom loads is depicted in Figure 1:

Co-ordinate system at Tower bottom (tower bottom): Location at tower bottom, at the upper surface of flange of foundation steel section.

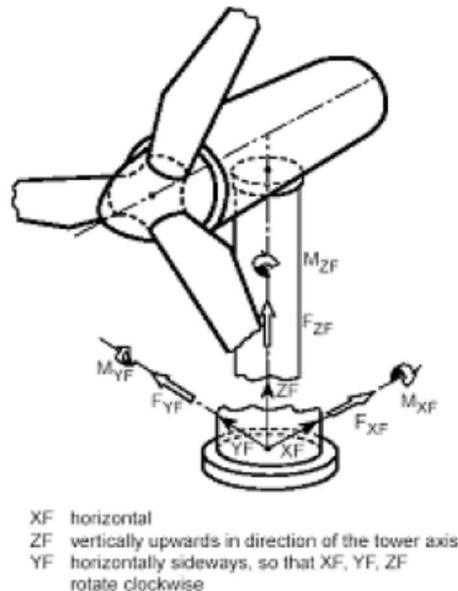


Figure 1 Coordinate system

Rotational stiffness

The foundation rotational stiffness requirements are specified by SGRE for each wind turbine, in order to operate the turbine correctly at the natural frequency of the entire unit.

If this condition is not met, the loads provided by SGRE for the foundation loads will no longer be valid.

In the case of pile foundations, SGRE will supply the minimum foundation horizontal stiffness value to be guaranteed in the design.

The value for SG 6.0-170 T115-50A is shown in Table 2:

WTG	SG 6.0-170 T115-50A
Minimum rotational stiffness of the foundation	1.5E+11 Nm/rad

Table 2 SG 6.0-170 T115-50A Minimum rotational stiffness

The minimum rotational stiffness of the foundation comes from the aeroelastic model of the complete wind turbine. In case these values drive the foundation designs, lower values can be evaluated if they keep assuring the adequate dynamic behaviour of the wind turbine.

Extreme load

The extreme loads for the design of the SG 6.0-170 T115-50A foundations are shown in Table 3.

Load case	Load factor	F _x (kN)	F _y (kN)	F _z (kN)	F _{xy} (kN)	M _x (kNm)	M _y (kNm)	M _z (kNm)	M _{xy} (kNm)
Dlc22_3bn_V11.0_n_s7	1,1	1688,55	55,55	-7508,71	1689,47	4580,25	196184,46	412,39	196237,91
Dlc22_3bn_V11.0_n_s7	1.0	1535,05	50,5	-6826,1	1535,88	4163,87	178349,5	374,9	178398,1

Table 3 SG 6.0-170 HH115m Factored/Unfactored Extreme loads at tower bottom

The loads provided by Siemens Gamesa as “Extreme Loads” in this section are the maximum static loads for the specific wind turbine calculated according to IEC 61400 or DIBt standard for each site class. These loads must not be combined with any other type of load. They include the dynamic behaviour of the structure and correspond to the most unfavourable case at the base of the wind turbine among the different load cases, according to IEC 61400 or DIBt. Therefore, the loads provided by Siemens Gamesa as “Extreme Loads” are directly the foundation design loads. They shall not be divided or combined with any other load.

Characteristic load

Characteristics loads (maximum M_{xy} bending moment load combination of groups N, E and T according to GL2012 Sec. 5.4.3.1.3, or equivalent groups N-T according to IEC 61400-1 2006) have been estimated as shown in Table 4:

Load case	F _x (kN)	F _y (kN)	F _z (kN)	F _{xy} (kN)	M _x (kNm)	M _y (kNm)	M _z (kNm)	M _{xy} (kNm)
Dlc62_V42.5_060_s9	1535,05	50,5	-6826,1	1535,88	4163,87	178349,5	374,9	178398,1

Table 4 SG 6.0-170 HH115m Characteristics Loads at the base of the tower

Quasi-permanent load

Loads according to GL2010, considering DLC 1.1 and 6.4 with a probability of exceedance of $pf = 10^{-2}$ (equivalent to 1750 h in 20 years) with $\gamma_F = 1.0$ have been estimated as shown in Table 5:

pf=0.01000	Tower loads at section							
Section Height from bottom (m)	F _x (KN)	F _y (KN)	F _{xy} (KN)	F _z (KN)	M _x (KNm)	M _y (KNm)	M _{xy} (KNm)	M _z (KNm)
0	1002,07	123,15	1002,48	-6629,52	18223,36	119459,49	119805,99	4928,71

Table 5 SG 6.0-170 HH115m Quasi Permanent Loads at tower bottom

No gap between the foundation and the ground shall be verified for the loads of Table 5.

Fatigue load

The equivalent fatigue loads are provided for the design foundations in Table 6, calculated for 10^7 cycles:

	Load factor	m	F _x (kN)	F _y (kN)	F _z (kN)	M _x (kNm)	M_y (kNm)	M _z (kNm)
Tower Bottom	1	4	563,31	361,63	177,3	22054,68	39810,03	10283,41
Tower Bottom	1	7	558,57	361,77	174,53	26918,71	50074,58	10803,68

Table 6 SG 6.0-170 HH115m equivalent fatigue loads at the base of the tower

In the above table, the “m” values correspond to the Wöhler gradient, which has a value of m=4 for embedded steel and m=7 reinforcement in reinforced concrete.

Table 7 shows the mean fatigue loads for the design of the SG 6.0-170 T115-50A foundation:

Load factor	F _x (kN)	F _y (kN)	F _z (kN)	M _x (kNm)	M_y (kNm)	M _z (kNm)
1	473,93	-6,23	-6694,21	4669,6	56807,04	133,54

Table 7 SG 6.0-170 HH115m Mean Fatigue Loads at base of tower

The preliminary Markov Matrix to be used for the fatigue verifications is the following:



Markov_TOWER_My_
0.000m.xlsx

Interface

The junction between tower and foundation shall be performed using the interfaces provided by SGRE (including levelling and positioning systems).

For SG 6.0-170 T115-50A foundation a post-tensioned bars cage interface is included. The bars cage must be assembled with the T115 bottom T-flange.

The T- flange main dimensions are illustrated from Table 8 and Figure 2.

ON-SG5X-T115-50A (T-interface)	BOTTOM	
Flange thickness with neck	tflt	0.160
Flange thickness without neck	tfl	0.100
Flange width	wfl	0.350
Neck shell thickness	tsh	0.066
BCD diameter	dBCD	4.146/4.554
Neck shell center diameter	dM pl,2	4.350
Bolt holes diameter	Dbh	0.054
Number of bolts	nmet	104*2
Bolt metric	met	48

Table 8 Tower bottom interface

Initial preload:
755 kN

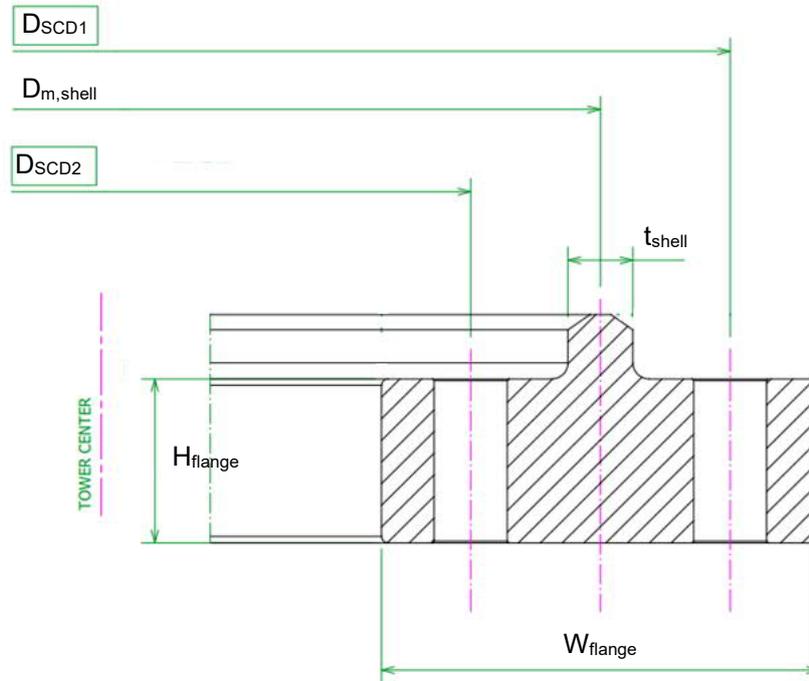


Figure 2 Illustration of important dimensions

Bars cage:

Bars cage information can be seen below

DIMENSIONS		
Dped (m)	6.0	Pedestal diameter
N rows	2	Number of rows
D (m)	4.35	Mean diameter of the tower
Nbars	208	Total number of bars
s (m)	0.204	Distance between rows
Bar metric	M48	Metric of the threaded bars
Øext ducts (mm)	58	External diameter of protection ducts for threaded bars
Wtow (m)	0.350	Width of the tower flange
Htow (m)	0.100	Thickness of the tower bottom flange
Neck (m)	0.066	Neck thickness of the tower flange
Wtem (m)	0.662	Width of the upper template
Htem (m)	0.156	Thickness of the upper template
Øh,tem (mm)	51	Diameter of the holes of the upper template
Wgro (m)	0.880	Width of the grout
Hgro (m)	0.160	Thickness of the grout layer (measured between lower faces of upper template and grout)
Hupp (m)	0.400	Height of concrete with different strength
Wlow (m)	0.613	Width of the lower template
Hlow (m)	0.117	Thickness of the lower template
Øhlow (mm)	51	Diameter of holes in the lower template
Lbup (mm)	0.280	Top exposed length
Lblow (mm)	0.135	Bottom exposed length

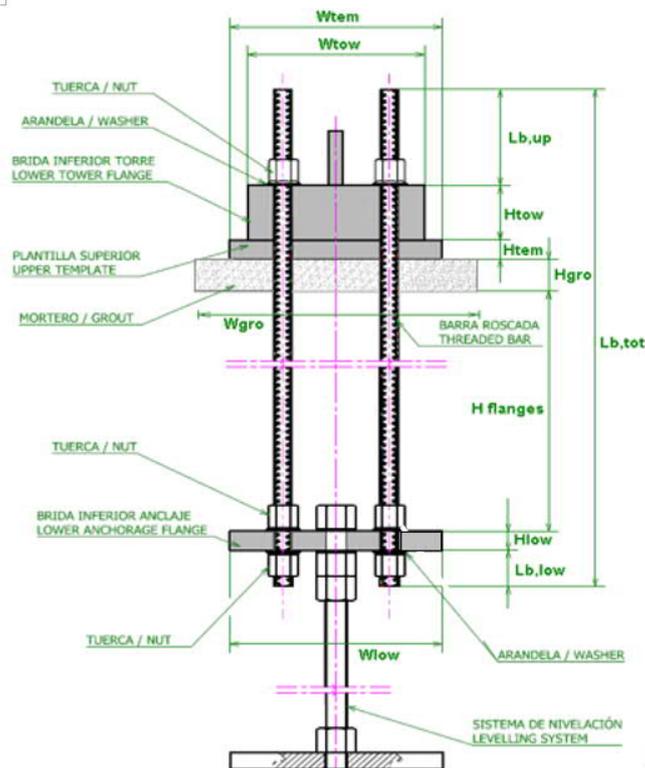


Figure 3 Overall sketch of bars cage

The scheme for upper and lower ends of bars is illustrated on Figure 4.

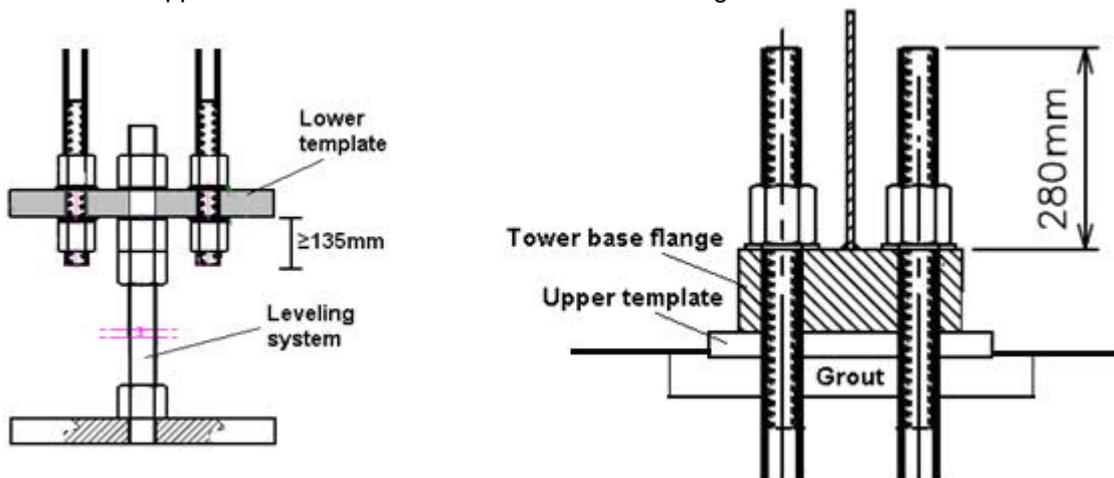


Figure 4 Schemes for upper and lower ends of bars

Threaded bars are as follows:

- 208 (104x2) bars with threaded ends
- BC can be used with bolt length between 3000mm and 4000mm (3000mm, 3500 and 4000mm). Keep in mind that the foundation is calculated with 4000mm bolt length.
- Each bar length is available according to both ISO and ASTM regulation

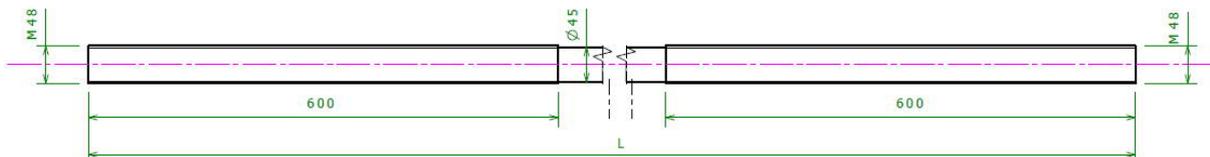


Figure 5 Threaded bars (dimensions in mm)

In order to achieve proper finish of the bars cage installation the following details showed in Figure 6 must be carried out:

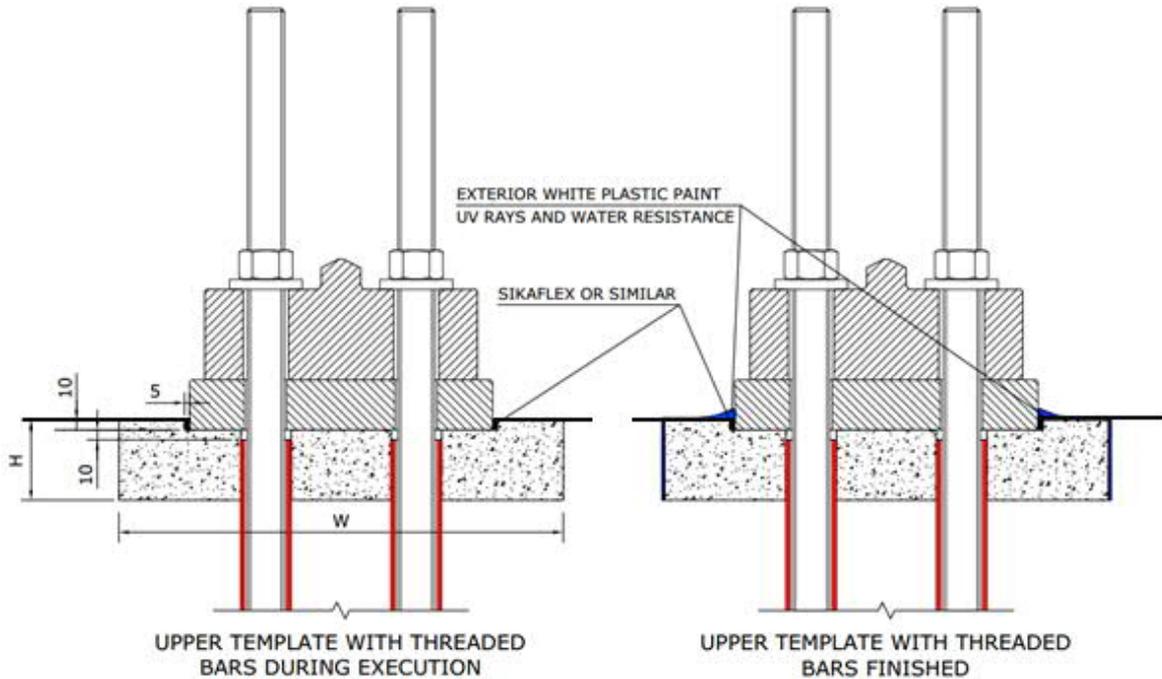


Figure 6 Bars cage finish

Plastic paints allowed are: Masterseal 6100 FX (BASF), Nitocote CM660 (FOSROC), Sikalastic 560 (SIKA).

Bolted connection is as follows:

- 3 nuts per bar (2 at lower template and 1 at tower flange)
 - M48 (ISO 4032) 10.9 for threaded bars according to ISO regulations.
 - Full strength hex nut M48
- Corrosion protection: hot dip galvanized (HDG)
- 2 washers per bar (1 at the bottom of the lower template and 1 at tower flange)
 - 1 Washer M48 (ISO 7089) 300HV for threaded bars according to ISO regulation for lower template
 - 1 Washer Hard Thick 48-300HV-HDG for tower flange
- Corrosion protection: hot dip galvanized (HDG)
- A protective cap per bar
 - M48 for threaded bars according to ISO regulations.
 - End cap for threaded bars according to ASTM regulation
- A protective sleeve per bar (see necessary length in the following figure:
 - Material: PVC
 - Minimum inner diameter: 51mm
 - Maximum outer diameter: 58mm
 - Minimum thickness: 2mm

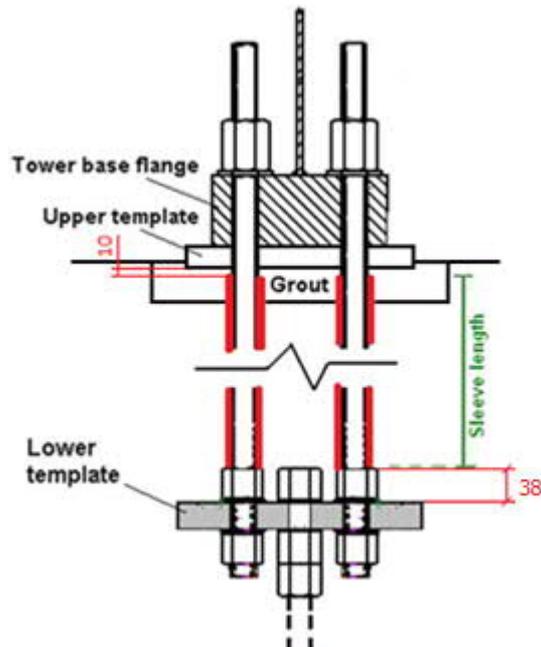


Figure 7 Length of protective sleeve

Upper template:

Upper template design can be made with the following

- One-piece design
- Segmented 4x segments

Dimensions do not change

The geometry of this template is defined in the following figure:

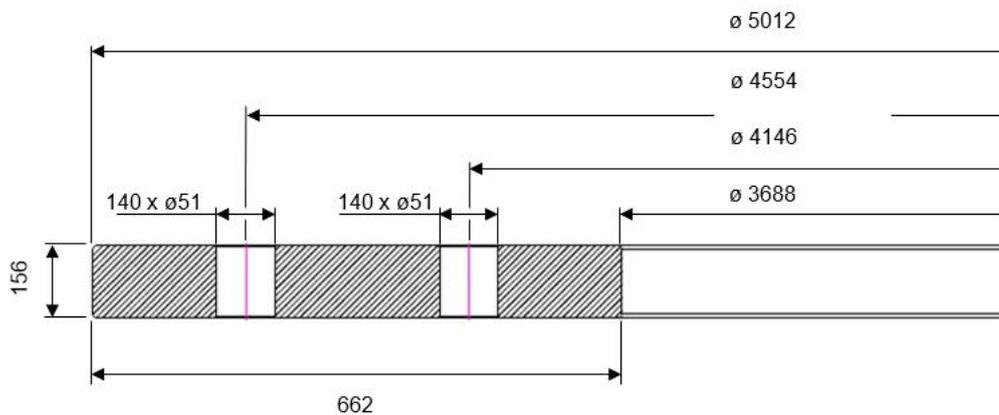


Figure 8 Sketch of the upper template (dimensions in mm)

Lower template:

Lower template design can be made with the following

- Only design in 4x segments

The geometry of a single tower lower template is defined in the following figure:

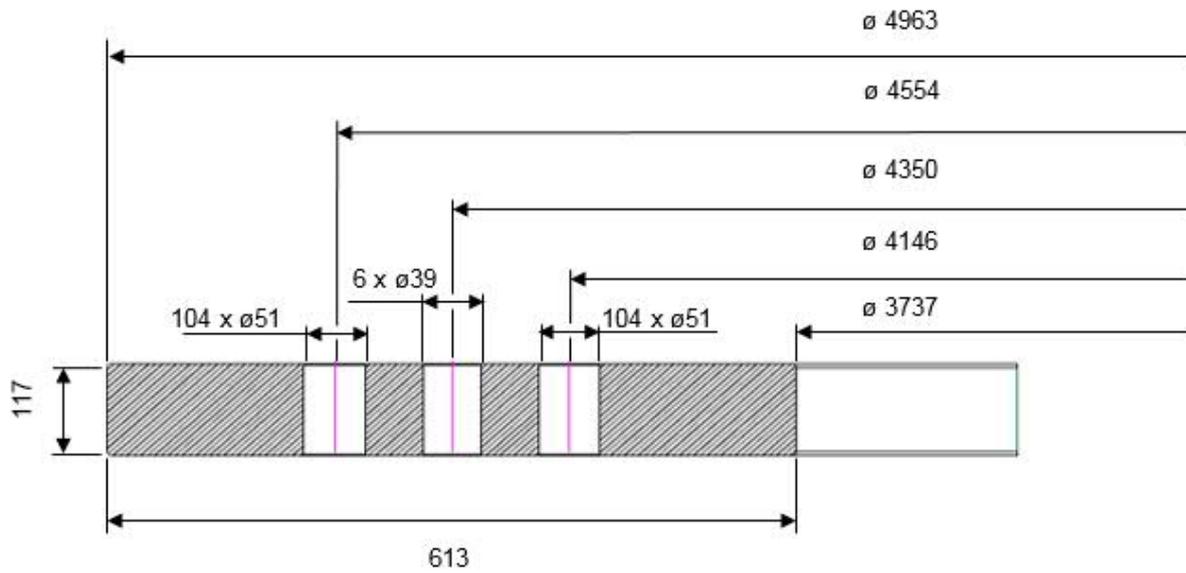


Figure 9 Sketch of the lower template (dimensions in mm)

Levelling system:

12 levelling legs are necessary in order to carry out the assembly of the bar cage.

Note: the position of the lower template within the height of the levelling leg can vary, as shown in the following figure. This position can be combined with the available bar lengths and the exposed length under the lower template, in order to suit the height of the bar cage to the foundation.

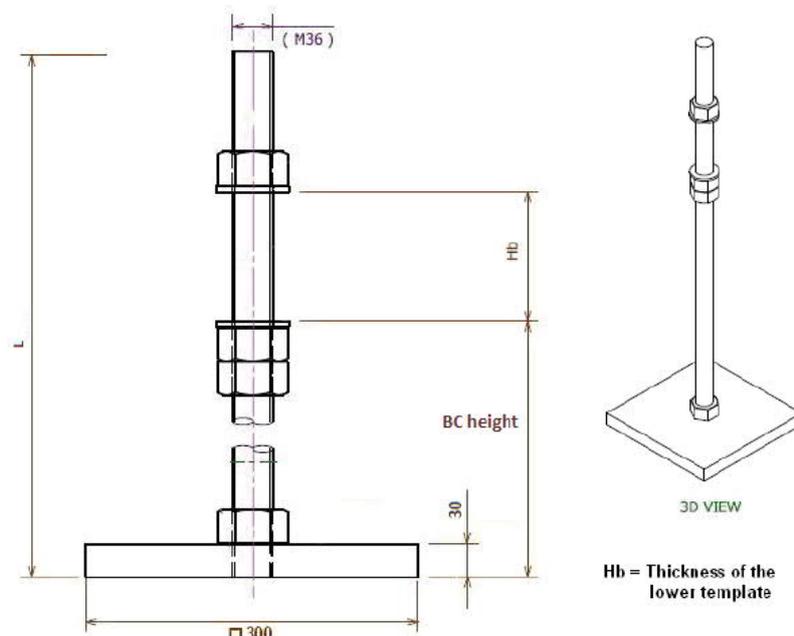


Figure 10 Sketch of the levelling legs (dimensions in mm)

Other characteristics:

- Minimum grout thickness of 170 mm and minimum grout width of 880 mm
- Minimum grout characteristic strength: 85 MPa (12328.21 psi)
- Grout type: Masterflow 9400 (BASF), Sikagrout 3200 or another grout with similar characteristics
- Grout must be embedded in the upper part of the pedestal, in order to consider that it is confined.
- Upper template should be embedded 10 mm in the grout, as it is shown in Figure 6 and Figure 11

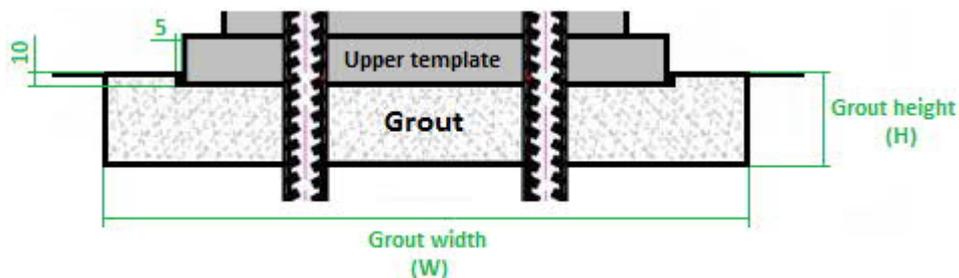


Figure 11 Scheme of grout disposal

- Minimum concrete characteristic strength in the top 600 mm of the pedestal: 50 MPa (7251.89 psi)
- Minimum characteristic strength (rest of foundation): 45 MPa (6526.70 psi)
- Minimum pedestal dimensions: Ø6000mm x 600mm

Electrical conduit diagram:

The electrical conduit diagram and lay-out of the main electrical components is as shown in the following figure:

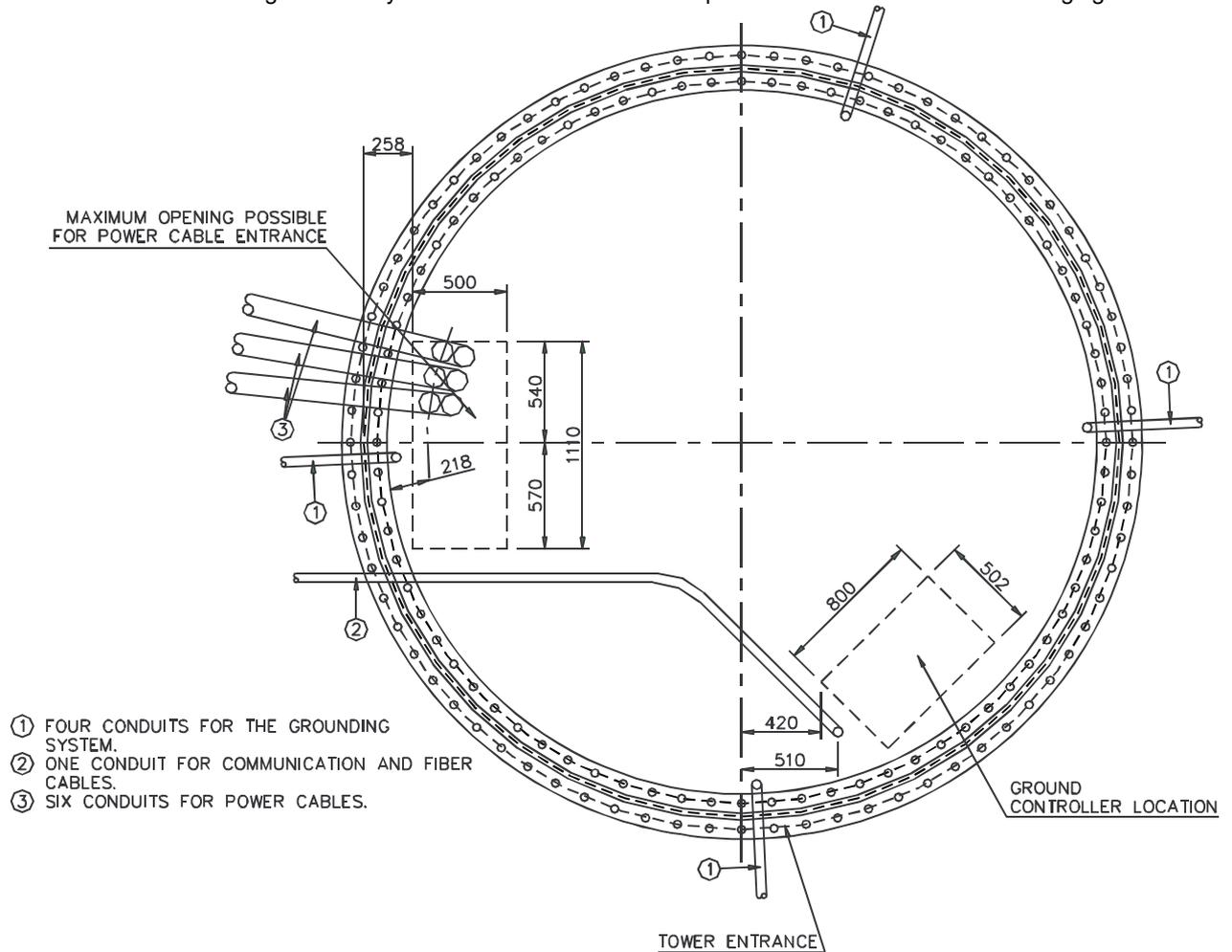


Figure 12 Electrical conduit diagram. Dimensions in mm.

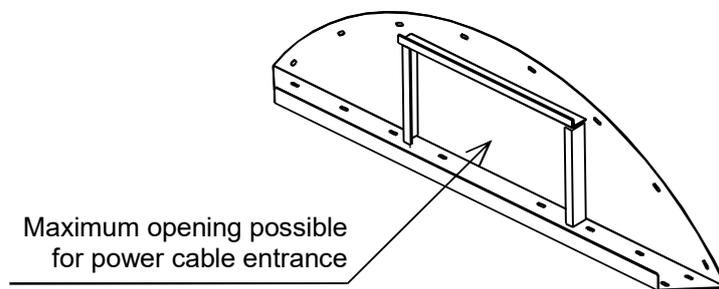


Figure 13 Bottom view of the power cable passing area

Tower access ladder:

In order to guarantee proper integration between foundation terrain level and tower access ladder, H and L values must be the ones below according to

- L = 6010 mm
- H = 395 mm

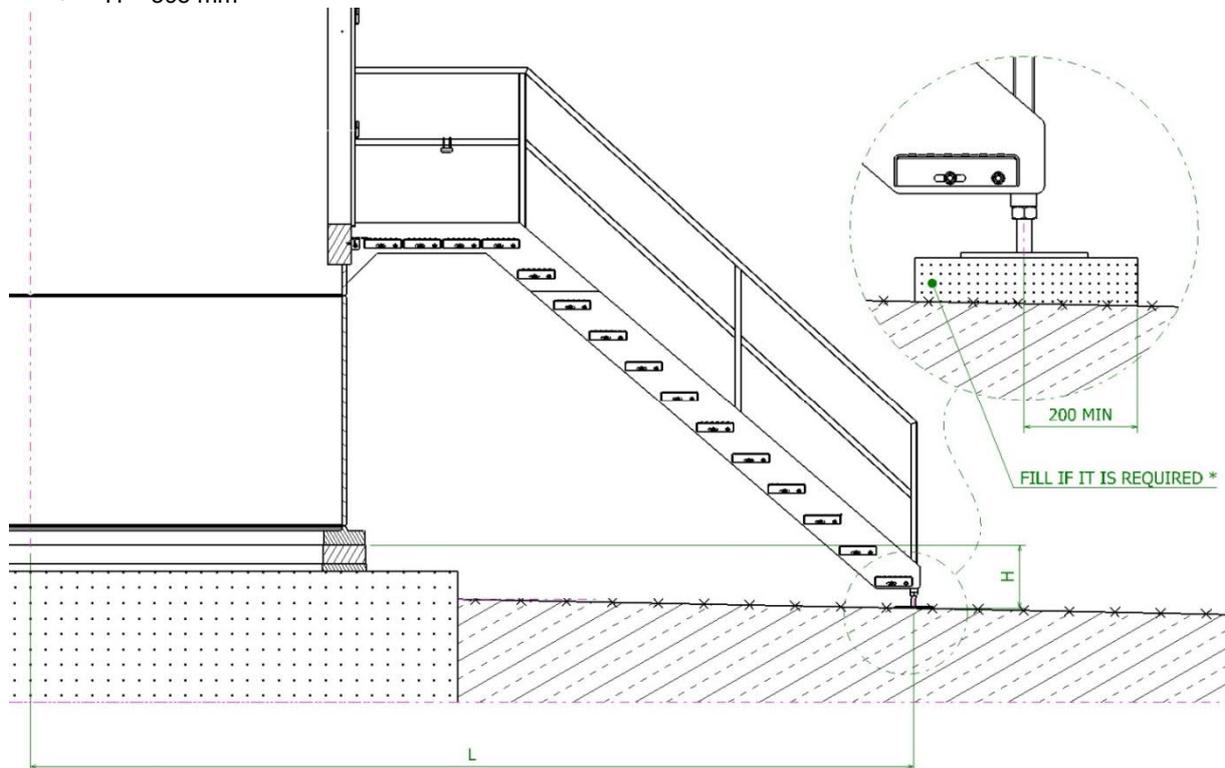


Figure 14 Refill terrain level

SGRE and its affiliates reserve the right to change the above specification without prior notice

Developer Package

SG 6.2-170



Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2056872/031	Approved	2022-03-08	en-US

Original or translation of

Original

File name

D2056872_031 SGRE ON SG 6.2-170 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.

Application of the Developer Package

The Developer Package serves the purpose of informing customers about the latest planned product development from Siemens Gamesa Renewable Energy A/S and its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE"). By sharing information about coming developments, SGRE can ensure that customers are provided with necessary information to make decisions.

Furthermore, the Developer Package can assist in guiding prospective customers with the indicated technical footprint of the SG 6.2-170 and the different product variants in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

All technical data contained in the Developer Package is subject to change owing to ongoing technical developments of the wind turbine. Consequently, SGRE and its affiliates reserve the right to change the below specifications without prior notice. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

Table of contents

1. Introduction	5
2. Technical Description	6
3. Technical Specifications	8
4. Nacelle Arrangement	9
5. Nacelle dimensions	10
6. Elevation Drawing	11
7. Blade Drawing	13
8. Tower Dimensions	14
9. Design Climatic Conditions	16
10. Power Derating Curves by Ambient Temperature	18
11. Flexible Rating Specifications ®	31
12. Application Modes	31
13. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM 0	34
14. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0 – Air Density	39
15. Standard Acoustic Emission, Rev. 0. Mode AM 0	44
16. Electrical Specifications	45
17. Simplified Single Line Diagram	46
18. Transformer Specifications ECO 30 kV	46
19. Switchgear Specifications	47
20. Grid Connection Capabilities	49
21. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz	53
22. SCADA System Description	59
23. Codes and Standards	62
24. Ice Detection System and Operations with Ice	64

1. Introduction

The SG 6.2-170 is a new wind turbine of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

With a new 83.3 m blade and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from 100 m to 165 m, the SG 6.2-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

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

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

2. Technical Description

2.1. Rotor-Nacelle

The rotor is a three-bladed construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch and torque demand regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the power output while maintaining loads and noise level.

The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service. In addition the nacelle has been designed for safe presence of service technicians in the nacelle during Service Test Runs with the wind turbine in full operation. This allows a high quality service of the wind turbine and provides optimum troubleshooting conditions.

2.2. Blades

Siemens Gamesa 5.X blades are made up of fiberglass infusion & carbon pultruded-molded components. The blade structure uses aerodynamic shells containing embedded spar-caps, bonded to two main epoxy-fiberglass-balsa/foam-core shear webs. The Siemens Gamesa 5.X blades use a blade design based on SGRE proprietary airfoils.

2.3. Rotor Hub

The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the drive train low speed shaft with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide room for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

2.4. Drive train

The drive train is a 4-points suspension concept: main shaft with two main bearings and the gearbox with two torque arms assembled to the main frame.

The gearbox is in cantilever position; the gearbox planet carrier is assembled to the main shaft by means of a flange bolted joint and supports the gearbox.

2.5. Main Shaft

The low speed main shaft is casted and transfers the torque of the rotor to the gearbox and the bending moments to the bedframe via the main bearings and main bearing housings.

2.6. Main Bearings

The low speed shaft of the wind turbine is supported by two tapered roller bearings. The bearings are grease lubricated.

2.7. Gearbox

The gearbox is 3 stages high speed type (2 planetary + 1 parallel).

2.8. Generator

The generator is a doubly-fed asynchronous three phase generator with a wound rotor, connected to a frequency PWM converter. Generator stator and rotor are both made of stacked magnetic laminations and formed windings. Generator is cooled by air.

2.9. Mechanical Brake

The mechanical brake is fitted to the non-drive end of the gearbox.

D2056872/031 – Restricted

©Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2022. All rights reserved.

2.10. Yaw System

A cast bed frame connects the drive train to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

2.11. Nacelle Cover

The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels.

2.12. Tower

The wind turbine is as standard mounted on a tapered tubular steel tower. Other tower technologies are available. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

2.13. Controller

The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices and is self-diagnosing.

2.14. Converter

Connected directly with the Rotor, the Frequency Converter is a back to back 4Q conversion system with 2 VSC in a common DC-link. The Frequency Converter allows generator operation at variable speed and voltage, while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer.

2.15. SCADA

The wind turbine provides connection to the SGRE SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

2.16. Turbine Condition Monitoring

In addition to the SGRE SCADA system, the wind turbine can be equipped with the unique SGRE condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Review of results, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

2.17. Operation Systems

The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the aerodynamic torque reaches a certain value. Below rated wind speed, the wind turbine controller fixes the pitch and torque references for operating in the optimum aerodynamic point (maximum production) taking into account the generator capability. Once rated wind speed is surpassed, the pitch position demand is adjusted to keep a stable power production equal to the nominal value.

If high wind derated mode is enabled, the power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power.

If the average wind speed exceeds the maximum operational limit, the wind turbine is shut down by pitching of the blades. When the average wind speed drops back below the restart average wind speed, the systems reset automatically.

3. 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	83,5 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

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

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	6.0MW/6.2 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	MySite360

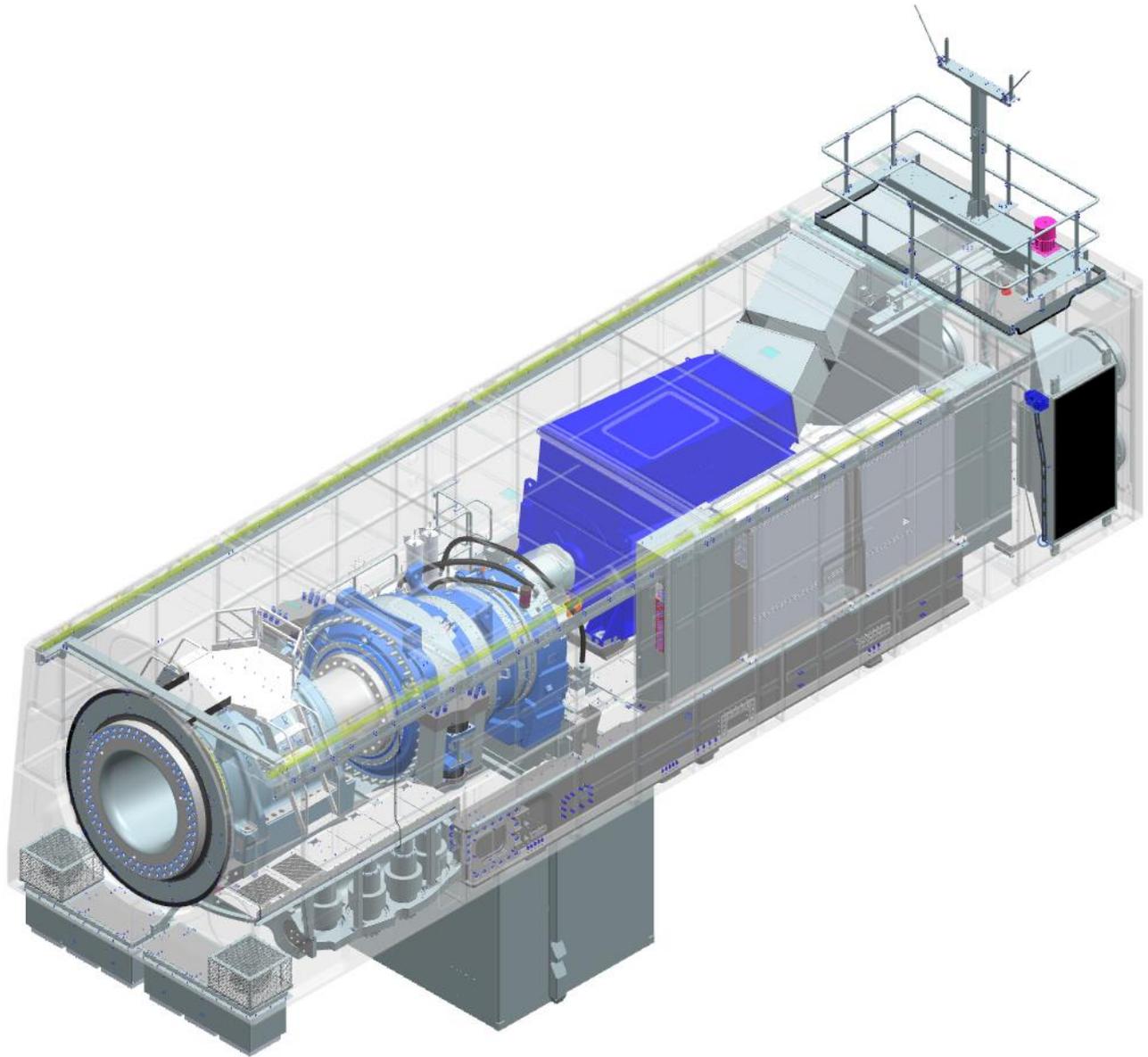
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.0 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	Different modules depending on restriction

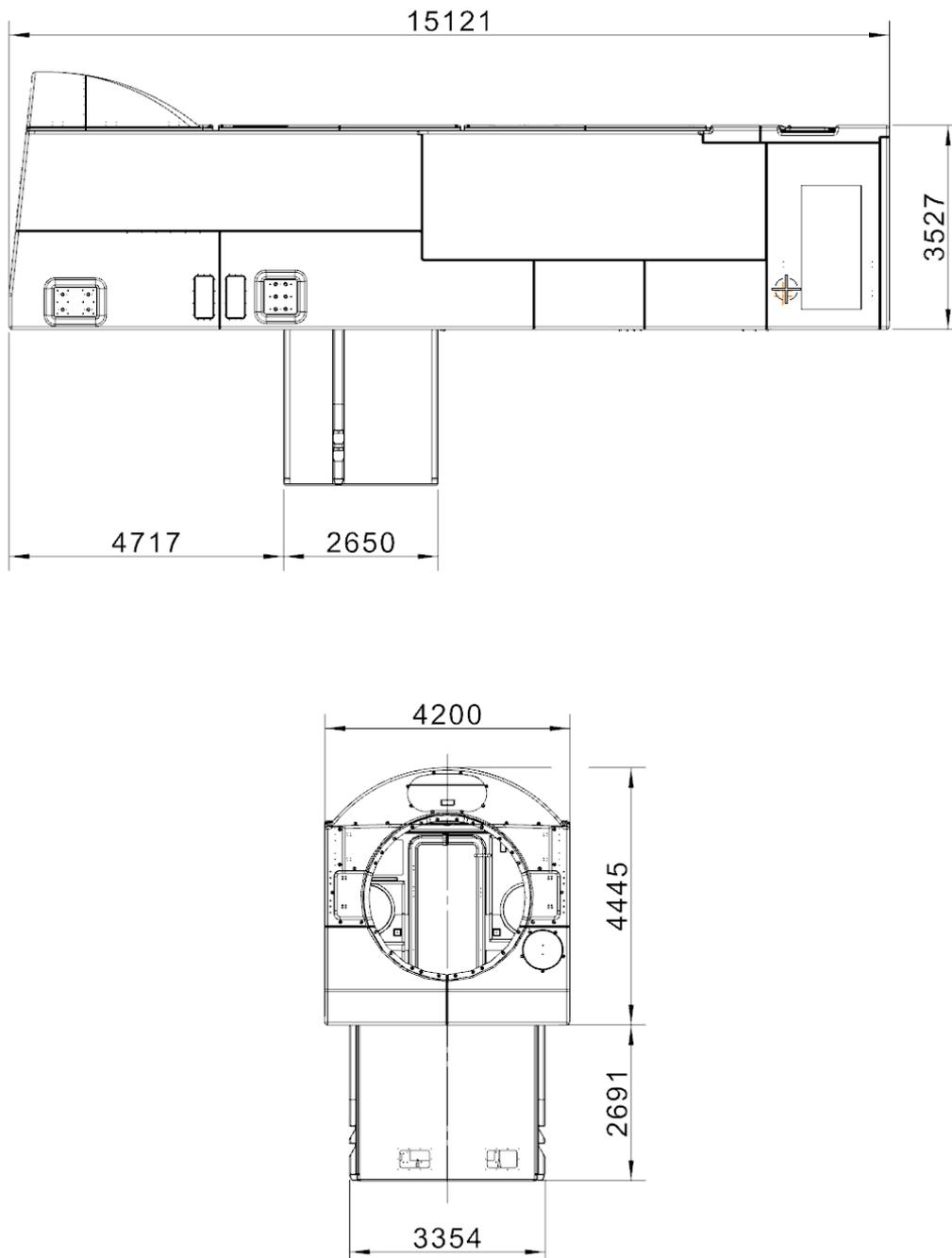
4. Nacelle Arrangement

The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.



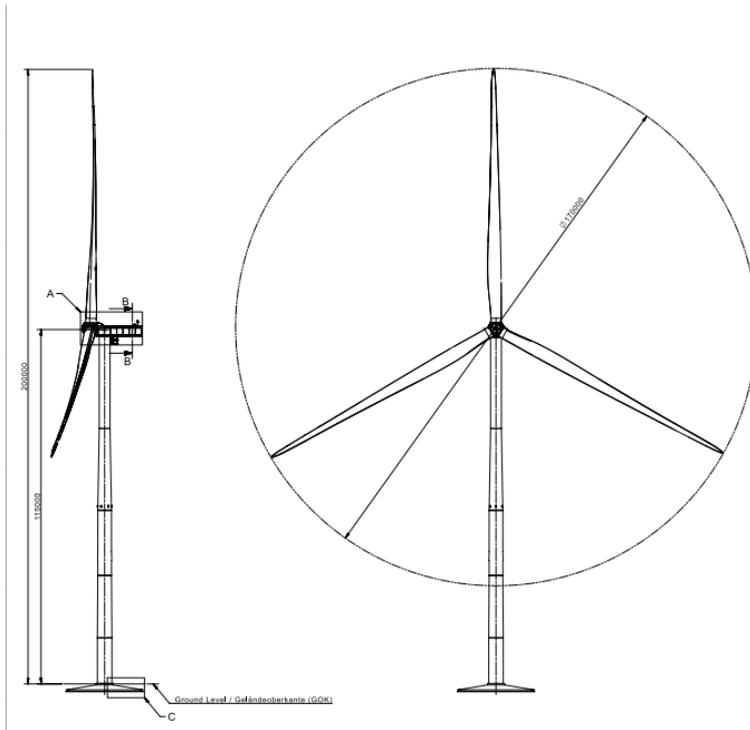
5. Nacelle dimensions

The design and dimensions of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development phases of the product.

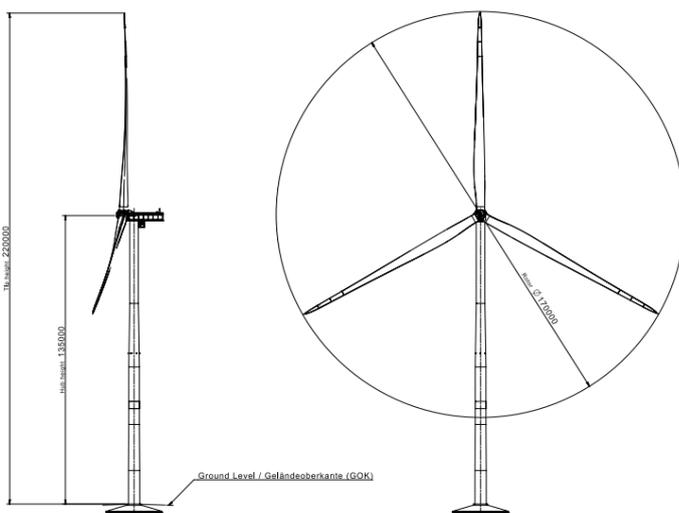


6. Elevation Drawing

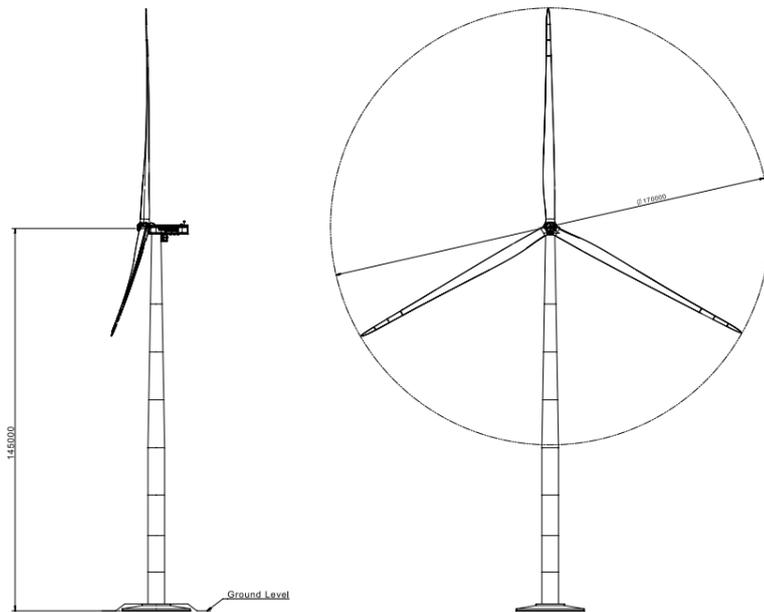
6.1. SG 6.2-170 115 m



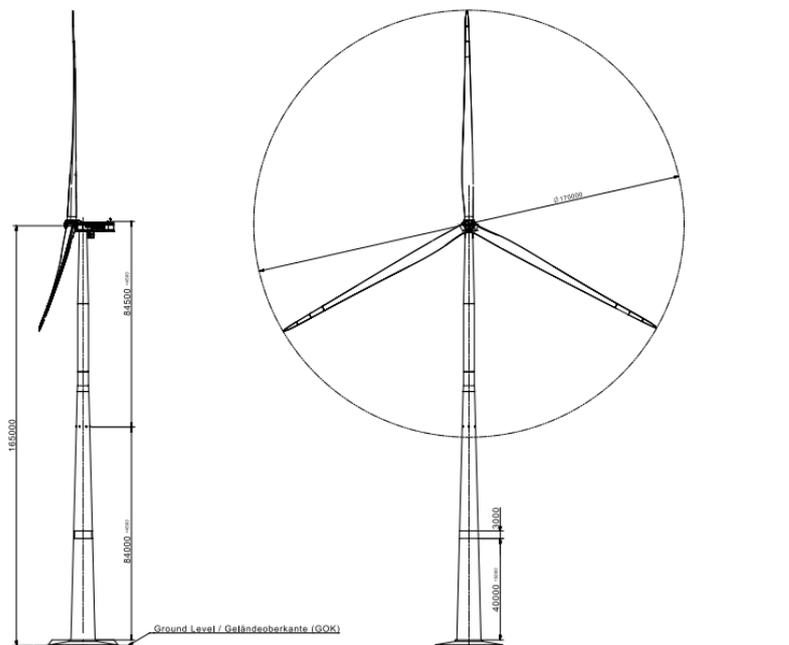
6.2. SG 6.6-170 135 m



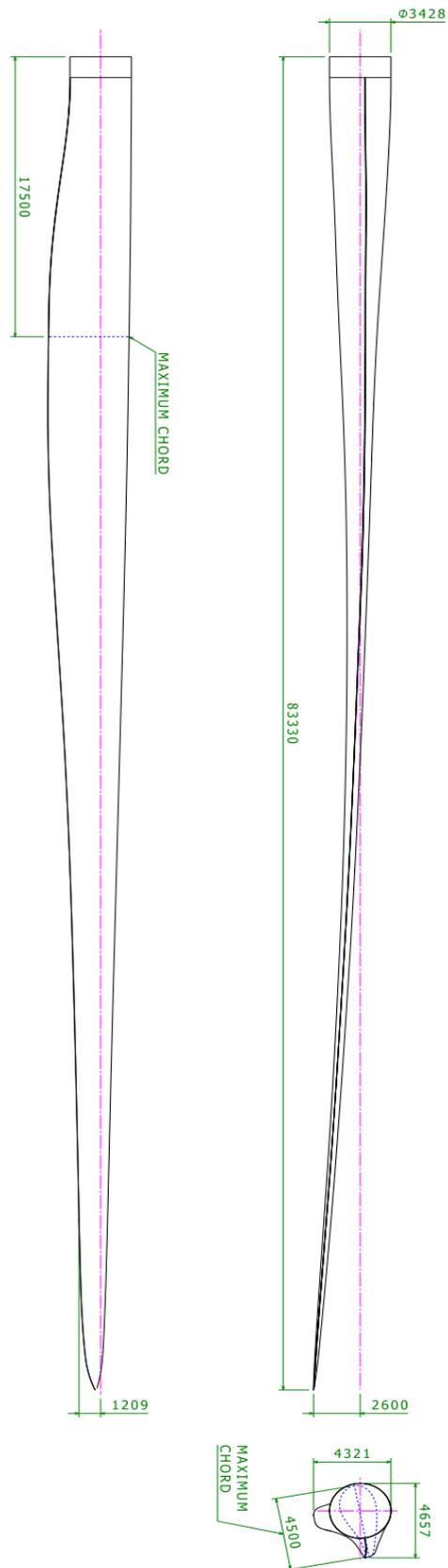
6.3. SG 6.2-170 145 m



6.4. SG 6.2-170 165 m



7. Blade Drawing



Dimensions in millimeter

8. Tower Dimensions

SG 6.2-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 100m-165m, including the baseline 115m and 165m catalogue towers. 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 100m IIIA. Tapered tubular steel tower

T100-51A_Rev01a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4
External diameter upper flange (m)	4,700	4,493	4,493	3,503
External diameter lower flange (m)	4,700	4,700	4,493	4,493
Section's height (m)	14,300	21,560	26,880	34,450
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	84983	79746	76060	75793
Total Tower weight (kg)	316582			

8.2. Tower hub height 101.5m IIIA. Tapered tubular steel tower

T101.5-50A_Rev03f	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	4,297	4,500	4,495	4,495	4,100	3,503
External diameter lower flange (m)	4,500	4,500	4,500	4,495	4,495	4,100
Section's height (m)	9,930	16,520	13,440	15,960	21,000	21,850
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	65558	70497	47749	47266	47619	49717
Total Tower weight (kg)	328408					

8.3. Tower hub height 115m IIIA. Tapered tubular steel tower

T115-50A_Rev01a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,700	4,436	4,427	4,021	3,503
External diameter lower flange (m)	4,700	4,700	4,436	4,427	4,021
Section's height (m)	13,284	18,200	23,800	27,160	29,970
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	85636	85143	85408	73226	64918
Total Tower weight (kg)	394329				

8.4. Tower hub height 115m CS Brazil. Tapered tubular steel tower

T115-51A_Rev00a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,800	4,793	4,793	4,793	3,503
External diameter lower flange (m)	4,800	4,800	4,793	4,793	4,793
Section's height (m)	11,780	17,920	21,840	28,000	32,770
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	86804	84644	81556	77286	72512
Total Tower weight (kg)	402801				

8.5. Tower hub height 115m CS Germany. Tapered tubular steel tower

T115-53A_Rev01a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,500	4,394	4,386	4,021	3,503
External diameter lower flange (m)	4,500	4,500	4,394	4,386	4,021
Section's height (m)	12,292	16,520	21,280	30,240	32,082
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	84720	82737	81957	80443	70030
Total Tower weight (kg)	399887				

8.6. Tower hub height 135m IIIA. Tapered tubular steel tower

T135-50A_Rev00a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,682	5,678	4,829	4,425	4,420	3,503
External diameter lower flange (m)	6,000	5,682	5,678	4,829	4,425	4,420
Section's height (m)	15,000	18,200	21,280	24,920	26,880	26,134
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	91066	84192	84470	81538	68371	58393
Total Tower weight (kg)	468031					

8.7. Tower hub height 145m IIIA. Tapered tubular steel tower

T145-50A_Rev05a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7	Section 8
External diameter upper flange (m)	6,400	6,400	6,400	6,400	5,750	5,100	4,450	3,503
External diameter lower flange (m)	6,400	6,400	6,400	6,400	6,400	5,750	5,100	4,450
Section's height (m)	12,320	14,000	15,680	18,200	18,480	18,480	18,480	26,890
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	80114	77176	78261	79343	69384	58990	47835	60514
Total Tower weight (kg)	551617							

8.8. Tower hub height 155m IIIA. Tapered tubular steel tower

T155-50A_Rev05b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7	Section 8
External diameter upper flange (m)	6,575	6,575	6,575	6,575	6,575	5,376	4,440	3,503
External diameter lower flange (m)	6,600	6,575	6,575	6,575	6,575	5,975	5,376	4,440
Section's height (m)	12,320	13,440	14,560	16,240	18,480	18,480	28,840	29,970
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	78474	75998	76203	77064	75154	65058	77220	65606
Total Tower weight (kg)	590777							

8.9. Tower hub height 165m CS Germany. Hybrid

T165-53A-MB_Rev02a	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4,528	4,292	3,503
External diameter lower flange (m)	9,148	4,300	4,292
Section's height (m)	94,69 ¹⁾	29,710	36,000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		81021	69827
Total Tower weight (kg)		150848	

¹⁾ Raised foundation (2,3m) not included in concrete height

8.10. Tower hub height 165m IIIA. Hybrid

T165-52A-WTC_Rev01a	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4,920	4,271	3,503
External diameter lower flange (m)	9,400	4,500	4,271
Section's height (m)	108,000	26,320	28,380
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		68682	59345
Total Tower weight (kg)		128027	

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 6.2-170

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	20	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1	
	1.2	IEC class	-	IIIA	IIIB
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	7.5	7.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.46	8.46
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16	0.14
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8	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	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	-	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 ^{2, 3}	
	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)	

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

² 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.

³ 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
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
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. Precipitation⁴	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

⁴ 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.

10. Power Derating Curves by Ambient Temperature

10.1. SG 6.2-170 AM0 STD

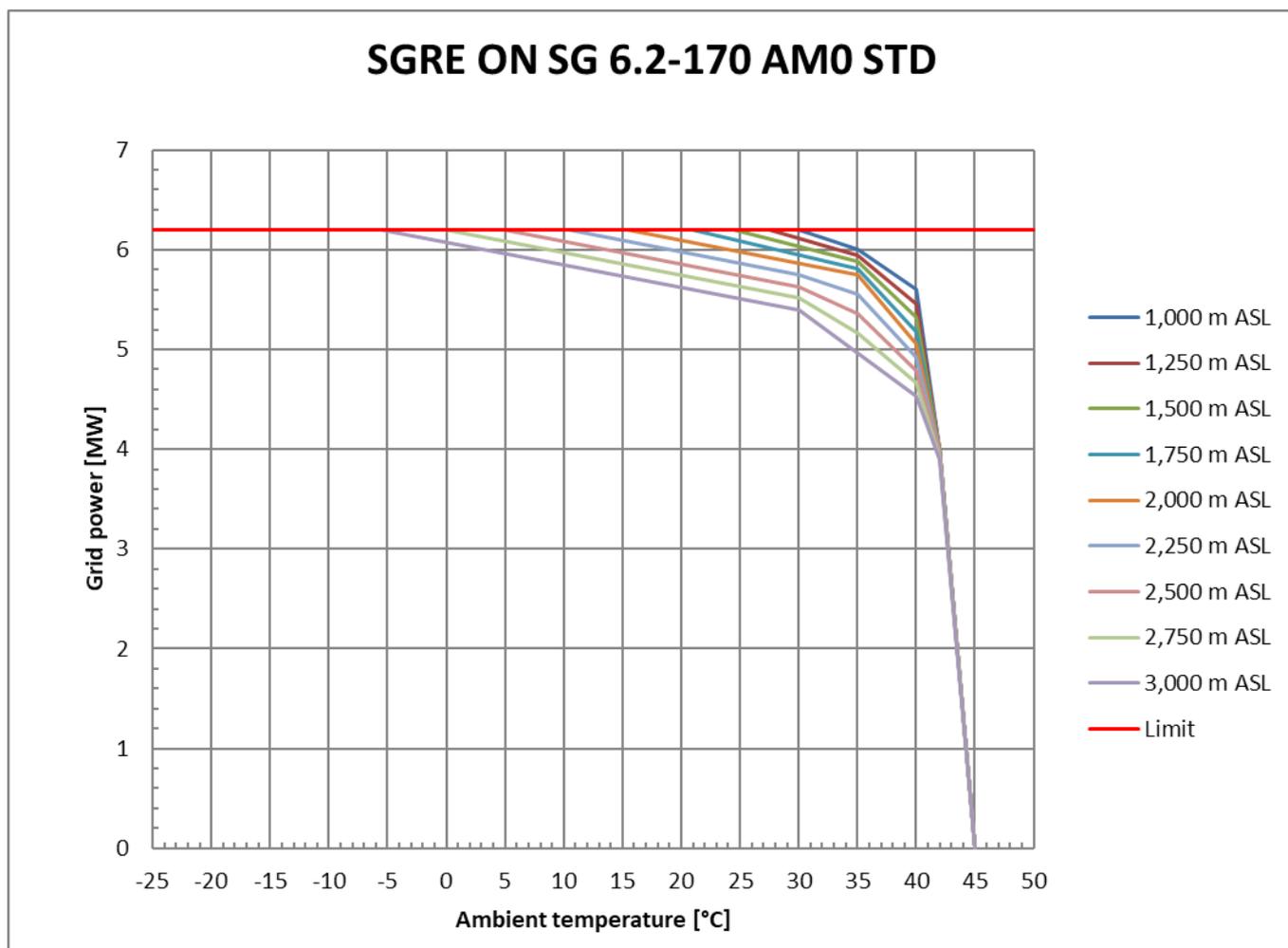


Figure 1: SG 6.2-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

Table 1: SG 6.2-170 AM0 STD grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM0 STD		6.20	MW	8.83	RPM	15-10-2021 / Z003FEFJ	
Altitude 1,000 m ASL							
Temp.	°C	30	35	40	42	45	
Power	MW	6.2	6	5.6	4	0	
Load	-	1	0.97	0.9	0.65	0	
Altitude 1,250 m ASL							
Temp.	°C	27.5	35	40	42	45	
Power	MW	6.2	5.94	5.46	4	0	
Load	-	1	0.96	0.88	0.65	0	
Altitude 1,500 m ASL							
Temp.	°C	24.5	35	40	42	45	
Power	MW	6.2	5.88	5.32	4	0	
Load	-	1	0.95	0.86	0.65	0	
Altitude 1,750 m ASL							
Temp.	°C	21	35	40	42	45	
Power	MW	6.2	5.81	5.18	4	0	
Load	-	1	0.94	0.84	0.65	0	
Altitude 2,000 m ASL							
Temp.	°C	15.5	35	40	42	45	
Power	MW	6.2	5.75	5.05	4	0	
Load	-	1	0.93	0.81	0.65	0	
Altitude 2,250 m ASL							
Temp.	°C	10.5	30	35	40	42	45
Power	MW	6.2	5.75	5.55	4.92	3.97	0
Load	-	1	0.93	0.9	0.79	0.64	0
Altitude 2,500 m ASL							
Temp.	°C	5	30	35	40	42	45
Power	MW	6.2	5.63	5.36	4.79	3.95	0
Load	-	1	0.91	0.86	0.77	0.64	0
Altitude 2,750 m ASL							
Temp.	°C	0	30	35	40	42	45
Power	MW	6.2	5.52	5.16	4.66	3.92	0
Load	-	1	0.89	0.83	0.75	0.63	0
Altitude 3,000 m ASL							
Temp.	°C	-5.5	30	40	42	45	
Power	MW	6.2	5.4	4.53	3.9	0	
Load	-	1	0.87	0.73	0.63	0	

Table 2: SG 6.2-170 AM0 STD ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM0 STD		6.2 MW		8.83 RPM		15-10-2021 / Z003FEFJ				
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.2		-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
6.2	30	27.5	24.5	21	15.5	10.5	5	0	-5.5	
6.1	32.5	30.5	28	24.5	20	14.5	9.5	4.5	-1	
6.0	35	33.5	31	28	24	19	14	8.5	3.5	
5.9	36.5	35.5	34	32	28.5	23.5	18.5	13	8	
5.8	37.5	36.5	35.5	35	33	27.5	22.5	17.5	12.5	
5.7	39	37.5	36.5	36	35.5	31	27	22	17	
5.6	40	38.5	37.5	36.5	36	34	30.5	26.5	21	
5.5		39.5	38.5	37.5	37	35.5	32.5	30	25.5	
5.4		40	39.5	38.5	37.5	36	34.5	31.5	30	
5.3			40	39	38	37	35.5	33	31	
5.2	40.5			40	39	38	36.5	34.5	32.5	
5.1					39.5	38.5	37.5	35.5	33.5	
5.0		40.5			40	39.5	38	36.5	34.5	
4.9			40.5		40.5	40	39	37.5	35.5	
4.8	41			40.5			40	38.5	37	
4.7		41						39.5	38	
4.6			41			40.5		40	39	
4.5				41	41		40.5	40.5	40	
4.4	41.5					41			40.5	
4.3		41.5	41.5				41			
4.2				41.5	41.5	41.5		41	41	
4.1							41.5	41.5		
4.0	42	42	42	42	42				41.5	
3.9						42	42	42	42	
3.3	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5				
3.2							42.5	42.5	42.5	
2.6	43	43	43	43	43	43	43	43	43	
2.0	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5				
1.9							43.5	43.5	43.5	43.5
1.3	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
0.6	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
0.0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

10.1.1. SG 6.2-170 AM0 HT

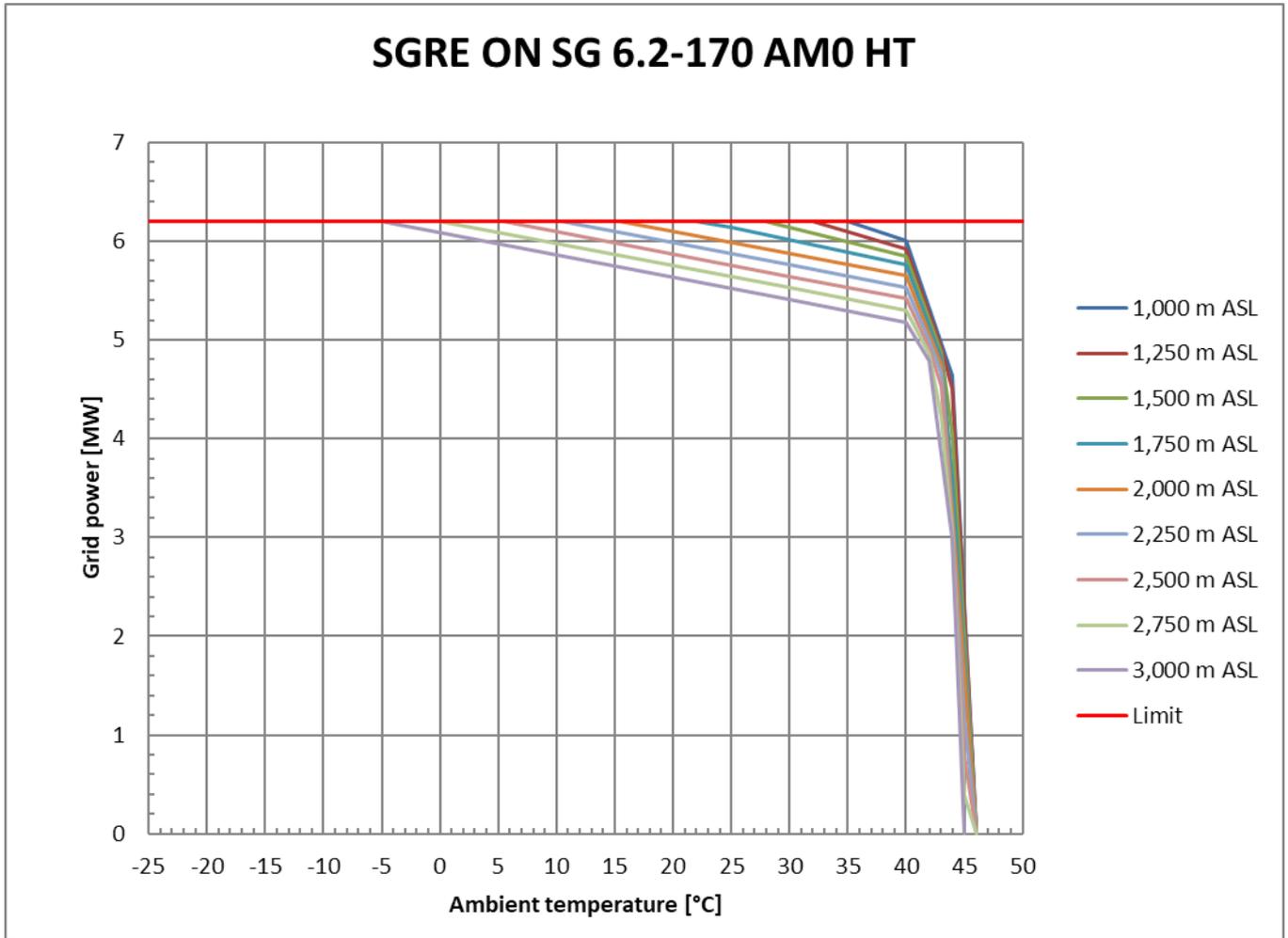


Figure 2: SG 6.2-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

Table 3: SG 6.2-170 AM0 HT grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM0 HT		6.20	MW	8.83	RPM	15-10-2021 / Z003FEFJ					
Altitude		1,000 m ASL									
Temp.	°C	35	40	44	46						
Power	MW	6.2	6	4.64	0						
Load	-	1	0.97	0.75	0						
Altitude		1,250 m ASL									
Temp.	°C	32	40	43	44	46					
Power	MW	6.2	5.92	4.92	4.51	0					
Load	-	1	0.96	0.79	0.73	0					
Altitude		1,500 m ASL									
Temp.	°C	28	40	43	44	46					
Power	MW	6.2	5.84	4.87	4.06	0					
Load	-	1	0.94	0.79	0.65	0					
Altitude		1,750 m ASL									
Temp.	°C	22	25	40	43	44	46				
Power	MW	6.2	6.14	5.76	4.81	3.61	0				
Load	-	1	0.99	0.93	0.78	0.58	0				
Altitude		2,000 m ASL									
Temp.	°C	15.5	40	43	46						
Power	MW	6.2	5.65	4.75	0						
Load	-	1	0.91	0.77	0						
Altitude		2,250 m ASL									
Temp.	°C	10.5	30	40	42	43	44	45	46		
Power	MW	6.2	5.76	5.53	4.99	4.66	3.12	1.19	0		
Load	-	1	0.93	0.89	0.8	0.75	0.5	0.19	0		
Altitude		2,500 m ASL									
Temp.	°C	5.5	30	40	42	43	44	45	46		
Power	MW	6.2	5.64	5.42	4.92	4.53	3.08	0.79	0		
Load	-	1	0.91	0.87	0.79	0.73	0.5	0.13	0		
Altitude		2,750 m ASL									
Temp.	°C	0	30	40	42	43	44	45	46		
Power	MW	6.2	5.53	5.3	4.86	4.21	3.04	0.39	0		
Load	-	1	0.89	0.85	0.78	0.68	0.49	0.06	0		
Altitude		3,000 m ASL									
Temp.	°C	-5	30	40	42	44	45				
Power	MW	6.2	5.41	5.18	4.79	2.99	0				
Load	-	1	0.87	0.84	0.77	0.48	0				

Table 4: SG 6.2-170 AM0 HT ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM0 HT		6.2 MW		8.83 RPM		15-10-2021 / Z003FEFJ				
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.2		-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
6.2		35	32	28	22	15.5	10.5	5.5	0	-5
6.1		37.5	35	31.5	26.5	20	15	9.5	4.5	-0.5
6.0		40	38	35	30.5	24.5	19.5	14	9	3.5
5.9		40.5	40	38	34.5	29	24	18.5	13.5	8
5.8			40.5	40	38.5	33.5	28	23	18	12.5
5.7				40.5	40	38	32.5	27.5	22.5	17
5.6		41			40.5	40	37	32	26.5	21.5
5.5			41	41	41	40.5	40	36.5	31	26
5.4		41.5	41.5			41	40.5	40	35.5	30.5
5.3		42		41.5			41	40.5	40	35
5.2			42		41.5	41.5		41	40.5	39
5.1		42.5		42	42		41.5	41.5	41	40.5
5.0			42.5	42.5		42			41.5	41
4.9		43	43		42.5	42.5	42	42	42	41.5
4.8		43.5		43	43		42.5			42
4.7			43.5			43		42.5		
4.6		44					43			
4.5			44					43	42.5	
4.4				43.5						
4.3										42.5
4.2					43.5				43	
4.0				44						
3.9						43.5				
3.8							43.5	43.5		43
3.6					44				43.5	
3.4		44.5								43.5
3.3			44.5							
3.1						44	44			
3.0				44.5				44	44	
2.9										44
2.7					44.5					
2.3		45				44.5				
2.2			45							
2.1							44.5			
2.0				45						
1.9								44.5		
1.8					45					
1.7									44.5	
1.5						45				
1.4										44.5

SGRE ON SG 6.2-170 AM0 HT 6.2 MW 8.83 RPM 15-10-2021 / Z003FEFJ

Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
1.1		45.5	45.5				45			
1.0				45.5						
0.9					45.5					
0.7						45.5		45		
0.5							45.5			
0.3								45.5	45	
0.1									45.5	
0.0		46	46	46	46	46	46	46	46	45

10.2. SG 6.2-170 AM+2 STD

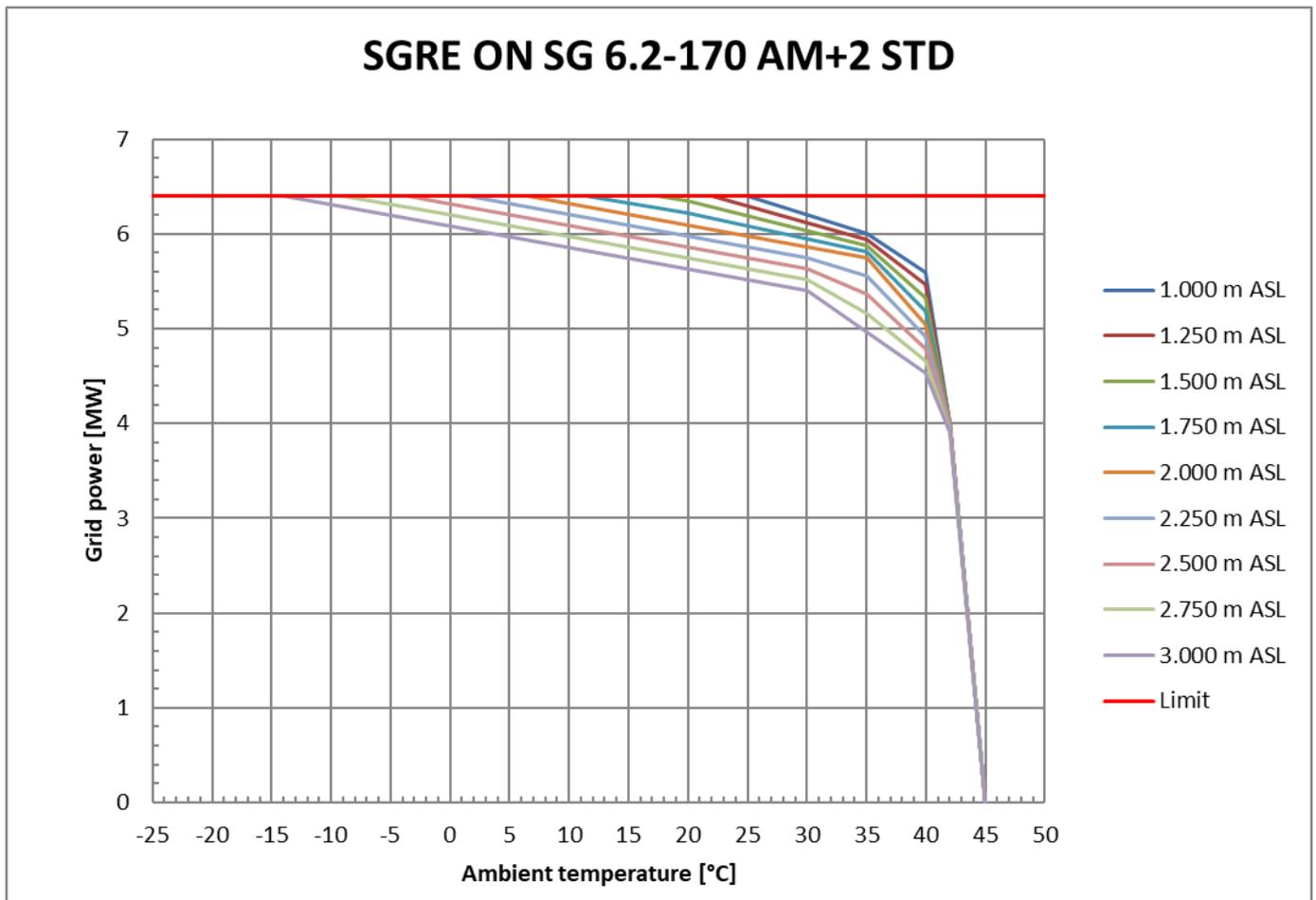


Figure 3: SG 6.2-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM+2 STD		6,40	MW	8,83	RPM	20-01-2022 / Z003FEFJ		
Altitude		1.000 m ASL						
Temp.	°C	25	35	40	42	45		
Power	MW	6,4	6	5,6	4	0		
Load	-	1	0,94	0,88	0,63	0		
Altitude		1.250 m ASL						
Temp.	°C	22	35	40	42	45		
Power	MW	6,4	5,94	5,46	4	0		
Load	-	1	0,93	0,85	0,63	0		
Altitude		1.500 m ASL						
Temp.	°C	17,5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6,4	6,35	5,88	5,32	4	0	
Load	-	1	0,99	0,92	0,83	0,63	0	
Altitude		1.750 m ASL						
Temp.	°C	11,5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6,4	6,22	5,81	5,18	4	0	
Load	-	1	0,97	0,91	0,81	0,63	0	
Altitude		2.000 m ASL						
Temp.	°C	6,5	35	40	42	45		
Power	MW	6,4	5,75	5,05	4	0		
Load	-	1	0,9	0,79	0,63	0		
Altitude		2.250 m ASL						
Temp.	°C	1,5	30	35	40	42	45	
Power	MW	6,4	5,75	5,55	4,92	3,97	0	
Load	-	1	0,9	0,87	0,77	0,62	0	
Altitude		2.500 m ASL						
Temp.	°C	-3,5	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6,4	6,36	5,63	5,36	4,79	3,95	0
Load	-	1	0,99	0,88	0,84	0,75	0,62	0
Altitude		2.750 m ASL						
Temp.	°C	-9	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6,4	6,24	5,52	5,16	4,66	3,92	0
Load	-	1	0,98	0,86	0,81	0,73	0,61	0
Altitude		3.000 m ASL						
Temp.	°C	-14	30	40	42	45		
Power	MW	6,4	5,4	4,53	3,9	0		
Load	-	1	0,84	0,71	0,61	0		

Table 5: SG 6.2-170 AM0 STD grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM+2 STD		6,4 MW			8,83 RPM			20-01-2022 / Z003FEFJ		
Altitude	m ASL	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500	2.750	3.000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6,4		-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
6,4		25	22	17,5	11,5	6,5	1,5	-3,5	-9	-14
6,3		27,5	25	21,5	16,5	11	6	1	-4,5	-10
6,2		30	27,5	24,5	21	15,5	10,5	5	0	-5,5
6,1		32,5	30,5	28	24,5	20	14,5	9,5	4,5	-1
6,0		35	33,5	31	28	24	19	14	8,5	3,5
5,9		36,5	35,5	34	32	28,5	23,5	18,5	13	8
5,8		37,5	36,5	35,5	35	33	27,5	22,5	17,5	12,5
5,7		39	37,5	36,5	36	35,5	31	27	22	17
5,6		40	38,5	37,5	36,5	36	34	30,5	26,5	21
5,5			39,5	38,5	37,5	37	35,5	32,5	30	25,5
5,4			40	39,5	38,5	37,5	36	34,5	31,5	30
5,3				40	39	38	37	35,5	33	31
5,2		40,5			40	39	38	36,5	34,5	32,5
5,1						39,5	38,5	37,5	35,5	33,5
5,0			40,5			40	39,5	38	36,5	34,5
4,9				40,5		40,5	40	39	37,5	35,5
4,8		41			40,5			40	38,5	37
4,7			41						39,5	38
4,6				41			40,5		40	39
4,5					41	41		40,5	40,5	40
4,4		41,5					41			40,5
4,3			41,5	41,5				41		
4,2					41,5	41,5	41,5		41	41
4,1								41,5	41,5	
4,0		42	42	42	42	42				41,5
3,9							42	42	42	42
3,3		42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5			
3,2								42,5	42,5	42,5
2,6		43	43	43	43	43	43	43	43	43
2,0		43,5	43,5	43,5	43,5	43,5				
1,9							43,5	43,5	43,5	43,5
1,3		44	44	44	44	44	44	44	44	44
0,6		44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
0,0		45	45	45	45	45	45	45	45	45

Table 6: SG 6.2-170 AM0 STD ambient temperature as function of grid power and altitude

10.2.1. SG 6.2-170 AM+2 HT

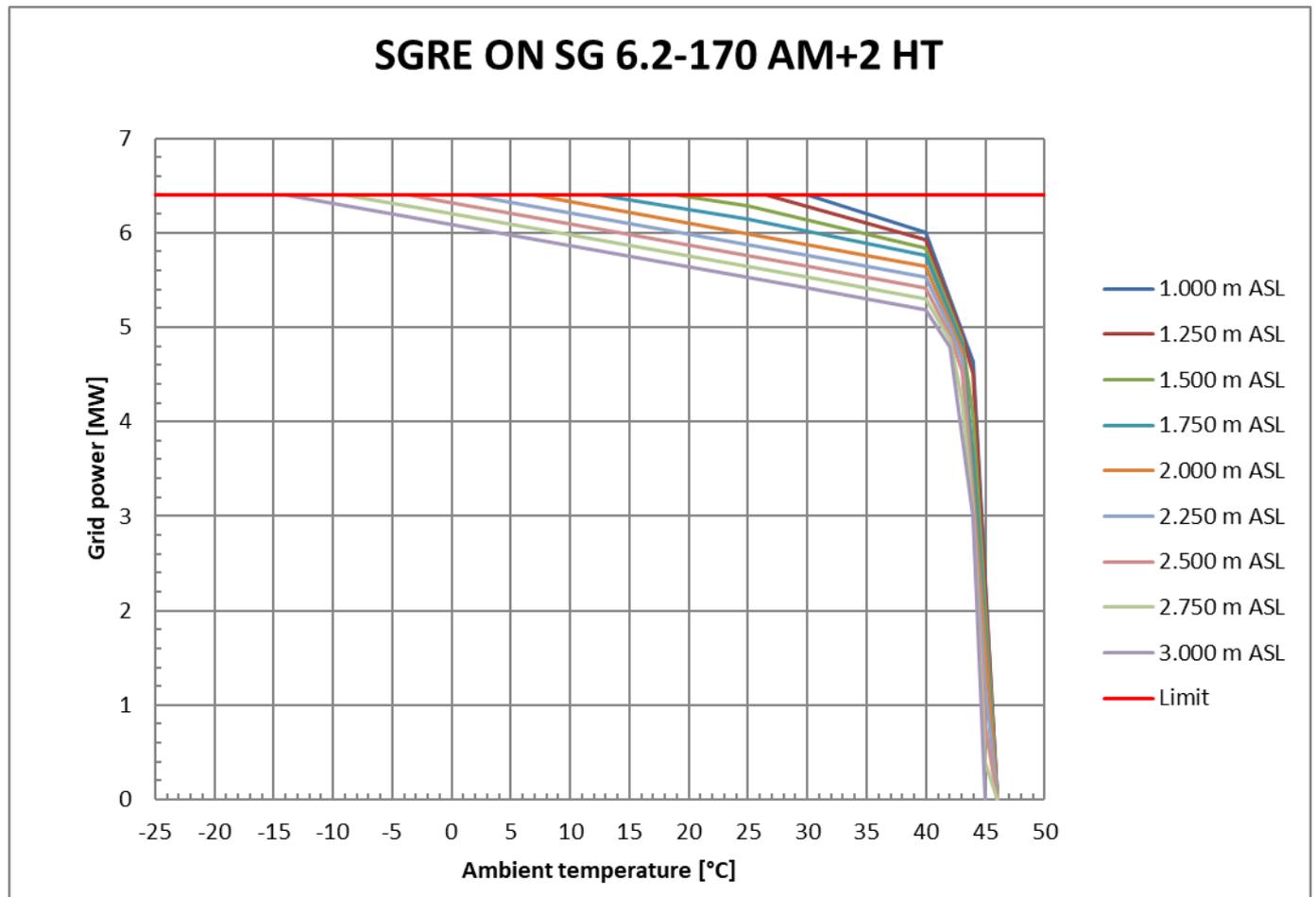


Figure 4: SG 6.2-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM+2 HT		6,40	MW	8,83	RPM	20-01-2022 / Z003FEFJ				
Altitude		1.000 m ASL								
Temp.	°C	30	40	44	46					
Power	MW	6,4	6	4,64	0					
Load	-	1	0,94	0,73	0					
Altitude		1.250 m ASL								
Temp.	°C	26,5	40	43	44	46				
Power	MW	6,4	5,92	4,92	4,51	0				
Load	-	1	0,93	0,77	0,7	0				
Altitude		1.500 m ASL								
Temp.	°C	19	25	40	43	44	46			
Power	MW	6,4	6,29	5,84	4,87	4,06	0			
Load	-	1	0,98	0,91	0,76	0,63	0			
Altitude		1.750 m ASL								
Temp.	°C	12,5	25	40	43	44	46			
Power	MW	6,4	6,14	5,76	4,81	3,61	0			
Load	-	1	0,96	0,9	0,75	0,56	0			
Altitude		2.000 m ASL								
Temp.	°C	7	40	43	46					
Power	MW	6,4	5,65	4,75	0					
Load	-	1	0,88	0,74	0					
Altitude		2.250 m ASL								
Temp.	°C	1,5	30	40	42	43	44	45	46	
Power	MW	6,4	5,76	5,53	4,99	4,66	3,12	1,19	0	
Load	-	1	0,9	0,86	0,78	0,73	0,49	0,19	0	
Altitude		2.500 m ASL								
Temp.	°C	-3,5	-2	30	40	42	43	44	45	46
Power	MW	6,4	6,36	5,64	5,42	4,92	4,53	3,08	0,79	0
Load	-	1	0,99	0,88	0,85	0,77	0,71	0,48	0,12	0
Altitude		2.750 m ASL								
Temp.	°C	-9	-2	30	40	42	43	44	45	46
Power	MW	6,4	6,25	5,53	5,3	4,86	4,21	3,04	0,39	0
Load	-	1	0,98	0,86	0,83	0,76	0,66	0,48	0,06	0
Altitude		3.000 m ASL								
Temp.	°C	-14	30	40	42	44	45			
Power	MW	6,4	5,41	5,18	4,79	2,99	0			
Load	-	1	0,85	0,81	0,75	0,47	0			

Table 7: SG 6.2-170 AM0 HT grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.2-170 AM+2 HT		6,4 MW			8,83 RPM			20-01-2022 / Z003FEFJ		
Altitude	m ASL	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500	2.750	3.000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6,4		-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
6,4		30	26,5	19	12,5	7	1,5	-3,5	-9	-14
6,3		32,5	29	24,5	17,5	11,5	6	1	-4,5	-9,5
6,2		35	32	28	22	15,5	10,5	5,5	0	-5
6,1		37,5	35	31,5	26,5	20	15	9,5	4,5	-0,5
6,0		40	38	35	30,5	24,5	19,5	14	9	3,5
5,9		40,5	40	38	34,5	29	24	18,5	13,5	8
5,8			40,5	40	38,5	33,5	28	23	18	12,5
5,7				40,5	40	38	32,5	27,5	22,5	17
5,6		41			40,5	40	37	32	26,5	21,5
5,5			41	41	41	40,5	40	36,5	31	26
5,4		41,5	41,5			41	40,5	40	35,5	30,5
5,3		42		41,5			41	40,5	40	35
5,2			42		41,5	41,5		41	40,5	39
5,1		42,5		42	42		41,5	41,5	41	40,5
5,0			42,5	42,5		42			41,5	41
4,9		43	43		42,5	42,5	42	42	42	41,5
4,8		43,5		43	43		42,5			42
4,7			43,5			43		42,5		
4,6		44					43			
4,5			44					43	42,5	
4,4				43,5						
4,3										42,5
4,2					43,5				43	
4,0				44						
3,9						43,5				
3,8							43,5	43,5		43
3,6					44				43,5	
3,4		44,5								43,5
3,3			44,5							
3,1						44	44			
3,0				44,5				44	44	
2,9										44
2,7					44,5					
2,3		45				44,5				
2,2			45							
2,1							44,5			
2,0				45						
1,9								44,5		
1,8					45					
1,7									44,5	
1,5						45				
1,4										44,5
1,1		45,5	45,5				45			

1,0				45,5						
0,9				45,5						
0,7					45,5			45		
0,5						45,5				
0,3							45,5	45		
0,1									45,5	
0,0	46	46	46	46	46	46	46	46	46	45

Table 8: SG 6.2-170 AM0 HT ambient temperature as function of grid power and altitude

11. Flexible Rating Specifications ®

The SG 6.2-170 is offered with various operational modes that are achieved through the flexible operating capacity of the product, enabling the configuration of an optimal power rating that is best suited for each wind farm. The operating modes are broadly divided into two categories: Application Modes and Noise Reduction System Modes⁵.

12. Application Modes

Application Modes ensure optimal turbine performance with maximum power rating allowed by the structural and electrical systems of the turbine. There are multiple Application Modes, offering flexibility of different power ratings. All Application Modes are part of the turbine Certificate.

SG 6.2-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating. For SG 6.2-170 there are as well two application modes with increased rating. These modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 (full rated power) but with different rating and temperature de-rating than the corresponding Application Mode 0. In addition, the turbine's electrical performance is constant for the full set of application modes, as shown on the table below.

The SG 6.2-170 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC IIIA for 20 year lifetime as well as IEC IIIB for 25 year lifetime. All other Application Modes may be analyzed for more demanding site conditions.

12.1. Full list of Application Modes SG 6.2-170

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁶
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.2-170	AM +2	6.4	106	D3071271	D3071321	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	25°C
SG 6.2-170	AM +1	6.3	106	D3071274	D3071333	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	28°C
SG 6.2-170	AM 0	6.2	106	D2075729	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.2-170	AM-1	6.1	106	D2356499	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.2-170	AM-2	6.0	106	D2356509	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	35°C
SG 6.2-170	AM-3	5.9	106	D2356523	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	37°C
SG 6.2-170	AM-4	5.8	106	D2356539	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	38°C

⁵ It should be noted that the definition of various modes as described in this chapter is applicable in combination with standard temperature limits and grid capabilities of the turbine. Please refer to High Temperature Power De-rating Specification and Reactive Power Capability Document for more information

⁶ Please Refer to "Power De-rating Specification" for more details'

SG 6.2-170	AM-5	5.7	106	D2356376	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	39°C
SG 6.2-170	AM-6	5.6	106	D2356368	D2359593	0.9	[0.95,1.1 2] Un	±3% Fn	40°C

12.2. Noise Reduction System (NRS) Modes ®

The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions.

Noise control is achieved through the reduction of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System always controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level, in order to keep the noise emissions within the limits allowed. Sound Power Levels correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

12.3. List of NRS Modes SG 6.2-170

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁷
SG 6.2-170	N1	6.00	105.5	D2323420	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N2	5.80	104.5	D2314784	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N3	5.24	103.0	D2314785	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N4	5.12	102.0	D2314786	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N5	4.87	101.0	D2314787	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N6	4.52	100.0	D2314788	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N7	3.60	99.0	D2314789	D2359593	30°C
SG 6.2-170	N8	2.60	98.0	D2460509	D2460507	30°C

12.4. Control Strategy

The Application Modes are implemented and controlled in the Wind Turbine Controller. The NRS modes are also handled in the SCADA, however it shall also be possible to deploy custom NRS modes from the SCADA to the Wind Turbine Controller.

⁷ Please refer to "High Temperature Ride Through" for more details'.

13. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM 0

13.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m³

Validity range:

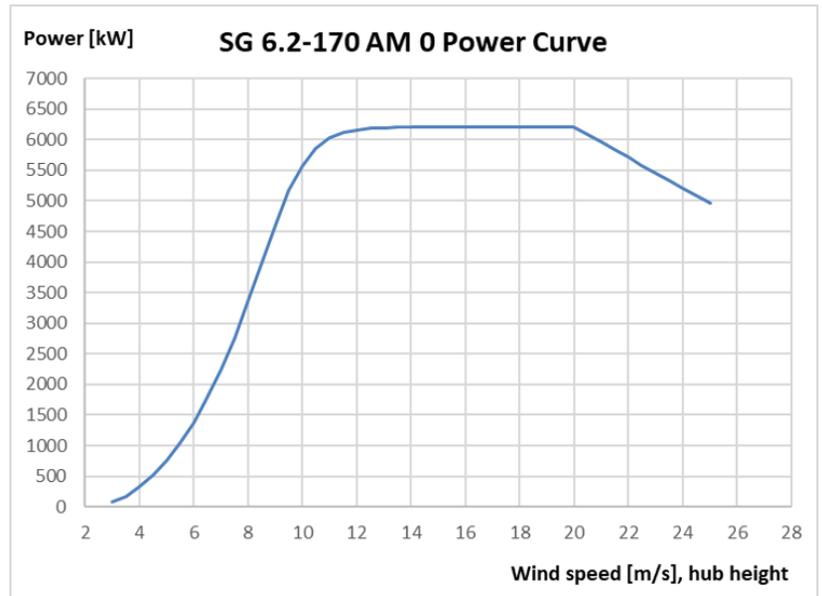
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

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

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in 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.

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

SG 6.2-170 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	2758
8.0	3351
8.5	3988
9.0	4617
9.5	5166
10.0	5584
10.5	5862
11.0	6028
11.5	6117
12.0	6161
12.5	6183
13.0	6192
13.5	6197
14.0	6199
14.5	6199
15.0	6200
15.5	6200
16.0	6200
16.5	6200
17.0	6200
17.5	6200
18.0	6200
18.5	6200
19.0	6200
19.5	6200
20.0	6200
20.5	6080
21.0	5956
21.5	5832
22.0	5708
22.5	5584
23.0	5460
23.5	5336
24.0	5212
24.5	5088
25.0	4964



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	12624	15003	17272	19392	21337	23092	24653	26018	27192	28185	29009
	2.0	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	2.5	10370	13438	16625	19798	22856	25732	28389	30811	32995	34946	36669

Annual Production [MWh] SG 6.2-170 Rev 0, AM 0 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

13.2. 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 [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
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:

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

where

F = Rotor force [N]

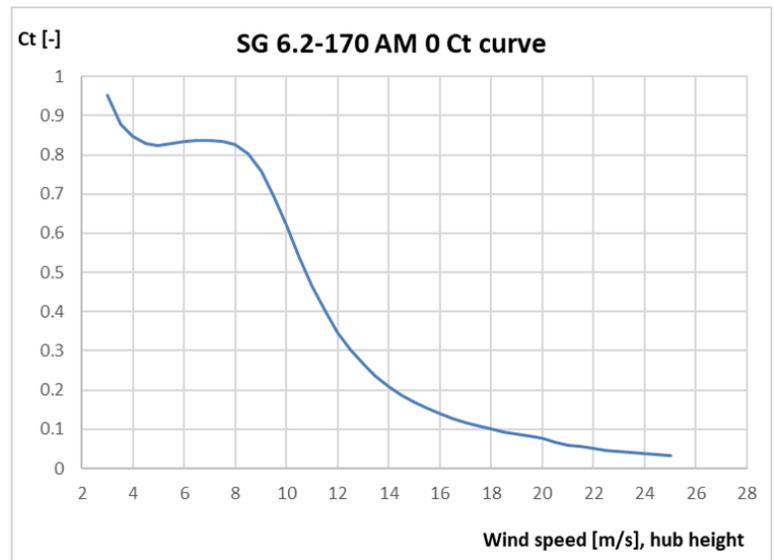
ρ = Air density [kg/m³]

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 6.2-170 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	0.802
9.0	0.759
9.5	0.696
10.0	0.620
10.5	0.541
11.0	0.466
11.5	0.402
12.0	0.347
12.5	0.303
13.0	0.266
13.5	0.235
14.0	0.209
14.5	0.187
15.0	0.169
15.5	0.153
16.0	0.139
16.5	0.127
17.0	0.117
17.5	0.108
18.0	0.100
18.5	0.093
19.0	0.087
19.5	0.082
20.0	0.077
20.5	0.066
21.0	0.060
21.5	0.055
22.0	0.051
22.5	0.047
23.0	0.043
23.5	0.040
24.0	0.037
24.5	0.034
25.0	0.032



14. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0 – Air Density

14.1. Standard Power Curve, Application Mode – AM 0

Air density= [1.06, 1.27] 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, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density range = [1.06, 1.27] kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

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

SG 6.2-170 Mode AM 0 Power curves [kW]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m ³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	758	644	665	686	706	727	748	769	789
5.5	1040	888	916	944	971	999	1027	1054	1082
6.0	1376	1179	1215	1250	1286	1322	1358	1394	1430
6.5	1771	1521	1566	1612	1657	1703	1748	1794	1839
7.0	2230	1919	1976	2032	2089	2146	2202	2259	2315
7.5	2758	2377	2446	2516	2585	2654	2723	2793	2862
8.0	3351	2893	2977	3060	3144	3227	3310	3392	3474
8.5	3988	3455	3553	3652	3749	3846	3941	4035	4127
9.0	4617	4033	4145	4255	4363	4467	4568	4664	4756
9.5	5166	4586	4706	4820	4928	5029	5122	5208	5288
10.0	5584	5074	5191	5296	5390	5475	5549	5616	5675
10.5	5862	5466	5567	5652	5725	5786	5839	5884	5922
11.0	6028	5753	5830	5891	5940	5981	6013	6040	6063
11.5	6117	5944	5997	6036	6067	6090	6109	6124	6136
12.0	6161	6061	6094	6117	6135	6148	6157	6165	6171
12.5	6183	6128	6147	6160	6169	6176	6181	6184	6187
13.0	6192	6164	6174	6181	6186	6189	6191	6193	6194
13.5	6197	6182	6188	6191	6194	6195	6196	6197	6198
14.0	6199	6192	6194	6196	6197	6198	6198	6199	6199
14.5	6199	6196	6197	6198	6199	6199	6199	6199	6200
15.0	6200	6198	6199	6199	6199	6200	6200	6200	6200
15.5	6200	6199	6199	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.5	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080
21.0	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956
21.5	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832
22.0	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708
22.5	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584
23.0	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
23.5	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336
24.0	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
24.5	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088
25.0	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964

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 with a K-factor of 2.0, 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	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10
Density [kg/m ³]	1.225	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	1.06	10152	12804	15493	18136	20675	23069	25292	27325	29156	30780	32191
	1.09	10413	13107	15829	18495	21049	23449	25673	27702	29526	31139	32540
	1.12	10667	13401	16151	18838	21403	23808	26030	28054	29871	31474	32862
	1.15	10916	13685	16463	19167	21741	24149	26369	28387	30195	31788	33165
	1.18	11159	13962	16763	19483	22065	24475	26692	28704	30503	32085	33451
	1.21	11397	14231	17055	19788	22376	24787	27000	29005	30795	32367	33722
	1.24	11630	14493	17338	20083	22676	25086	27295	29293	31074	32635	33979
1.27	11859	14750	17613	20368	22966	25375	27580	29570	31341	32893	34225	

Annual Production [MWh] SG 6.2-170 Rev 0, Mode AM 0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for Weibull parameter k=0.

14.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density= [1.06, 1.27] 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 6.2-170 Mode AM 0 ct curves [-]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m ³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.802	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
9.0	0.759	0.767	0.767	0.766	0.765	0.763	0.761	0.757	0.753
9.5	0.696	0.716	0.715	0.712	0.709	0.705	0.699	0.693	0.686
10.0	0.620	0.654	0.651	0.646	0.640	0.633	0.625	0.615	0.605
10.5	0.541	0.588	0.582	0.575	0.566	0.556	0.546	0.535	0.524
11.0	0.466	0.521	0.513	0.503	0.493	0.483	0.472	0.461	0.450
11.5	0.402	0.458	0.448	0.438	0.428	0.417	0.407	0.396	0.386
12.0	0.347	0.401	0.391	0.381	0.371	0.361	0.352	0.343	0.334
12.5	0.303	0.351	0.342	0.333	0.324	0.315	0.307	0.299	0.291
13.0	0.266	0.309	0.300	0.292	0.284	0.276	0.269	0.262	0.256
13.5	0.235	0.273	0.265	0.258	0.251	0.244	0.238	0.232	0.226
14.0	0.209	0.243	0.236	0.229	0.223	0.217	0.212	0.207	0.202
14.5	0.187	0.217	0.211	0.205	0.200	0.195	0.190	0.185	0.181
15.0	0.169	0.195	0.190	0.185	0.180	0.175	0.171	0.167	0.163
15.5	0.153	0.176	0.171	0.167	0.163	0.158	0.155	0.151	0.147
16.0	0.139	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134
16.5	0.127	0.146	0.142	0.138	0.135	0.132	0.128	0.125	0.123
17.0	0.117	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113
17.5	0.108	0.124	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.106	0.104
18.0	0.100	0.115	0.112	0.109	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097
18.5	0.093	0.107	0.104	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090
19.0	0.087	0.100	0.097	0.095	0.093	0.090	0.088	0.086	0.084
19.5	0.082	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.0	0.077	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075
20.5	0.066	0.075	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064
21.0	0.060	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058
21.5	0.055	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054
22.0	0.051	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050	0.049
22.5	0.047	0.053	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.046
23.0	0.043	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042
23.5	0.040	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039
24.0	0.037	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036
24.5	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033
25.0	0.032	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031

15. Standard Acoustic Emission, Rev. 0. Mode AM 0

Typical Sound Power Levels

The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.0 (2012). The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up tp cut-out
AM 0	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0

Table 1: Acoustic emission, $L_{WA}[dB(A) \text{ re } 1 \text{ pW}](10 \text{ Hz to } 10\text{kHz})$

Wind speed [m/s]	6	8
AM 0	87.6	93.9

Table 2: Acoustic emission, $L_{WA}[dB(A) \text{ re } 1 \text{ pW}](10 \text{ Hz to } 160 \text{ Hz})$

Low Noise Operations

The lower sound power level is also available and can be achieved by adjusting the turbines controller settings, i.e. an optimization of rpm and pitch. The noise settings are not static and can be applied to optimize the operational output of the turbine. Noise settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location. This functionality is controlled via the WebWPS SCADA and is described further in the white paper on Noise Reduction Operations. Furthermore, tailored power curves can be provided which take wind speed into consideration allowing for management of the turbine output power and noise emission level to comply with site specific noise requirements. Tailored power curves are project and turbine specific and will therefore require Siemens Gamesa Siting involvement to provide the optimal solutions. The lower sound power levels may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

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

16. Electrical Specifications

Nominal output and grid conditions

Nominal power	6200 kW
Nominal voltage.....	690 V
Power factor correction	Frequency converter control
Power factor range.....	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

Generator

Type.....	DFIG Asynchronous
Maximum power	6350 kW @30°C ext. ambient

Nominal speed.....	1120 rpm-6p (50Hz) 1344 rpm-6p (60Hz)
--------------------	--

Generator Protection

Insulation class	Stator H/H Rotor H/H
Winding temperatures.....	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures.....	3 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Grounding brush.....	On side no coupling

Generator Cooling

Cooling system	Air cooling
Internal ventilation.....	Air
Control parameter	Winding, Air, Bearings temperatures

Frequency Converter

Operation	4Q B2B Partial Load
Switching	PWM
Switching freq., grid side ...	2.5 kHz
Cooling.....	Liquid/Air

Main Circuit Protection

Short circuit protection	Circuit breaker
Surge arrester.....	varistors

Peak Power Levels

10 min average.....	Limited to nominal
---------------------	--------------------

Grid Capabilities Specification

Nominal grid frequency	50 or 60 Hz
Minimum voltage.....	85 % of nominal
Maximum voltage.....	113 % of nominal
Minimum frequency.....	92 % of nominal
Maximum frequency.....	108 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid	
Terminals (690 V)	82 kA

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing	10 kW
At stand-by, yawing.....	50 kW

Controller back-up

UPS Controller system.....	Online UPS, Li battery
Back-up time	1 min
Back-up time Scada.....	Depend on configuration

Transformer Specification

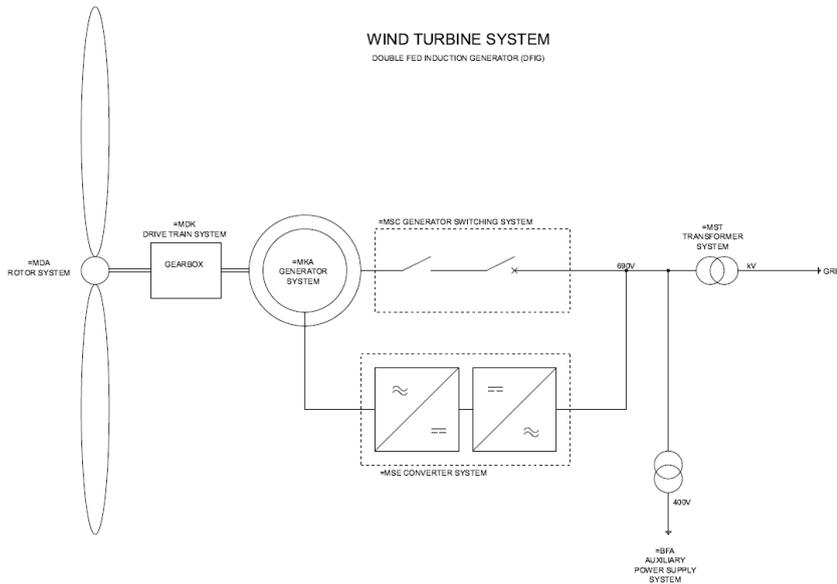
Transformer impedance requirement	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage.....	690 V
Vector group.....	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

Earthing Specification

Earthing system.....	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2010
Foundation reinforcement .	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals	Acc. to SGRE Standard

HV connection	HV cable shield shall be connected to earthing system
---------------------	---

17. Simplified Single Line Diagram



18. Transformer Specifications ECO 30 kV

Transformer

Type	Liquid filled
Max. LV Current	7110 A
Nominal voltage	30/0.69 kV
Frequency	50 Hz
Impedance voltage	9.5% ± 8.3% at ref. 6.5 MVA
Tap changer	±2x2.5% (optional)
Loss ($P_0 / P_{k75^\circ C}$)	4.77/84.24 kW at ref. 7.332 MVA
Vector group	Dyn11
Standard	IEC 60076
Cold Climate Package	EN50708 – ECO Tier 2 (optional)

Transformer Monitoring

Top oil temperature	PT100 sensor
Oil level monitoring sensor	Digital input
Overpressure relay	Digital input

Transformer Cooling

Cooling type	KFWF
Liquid inside transformer	K-class liquid
Cooling liquid at heat exchanger	Glystantin

Transformer Earthing

Star point	The star point of the transformer is connected to earth
------------	---

19. Switchgear Specifications

The switchgear will be chosen as factory-assembled, type-tested and maintenance-free high-voltage switchgear with single-busbar system. The device will be metal-enclosed, metal-clad, gas-isolated, and conforms to the stipulations of IEC 62271-200.

The switchgear vessel of the gas-insulated switchgear is classified according to IEC as a “sealed pressure system”. It is gas-tight for life. The switchgear vessel accommodates the busbar system and switching device (such as vacuum circuit breaker, three-position switch disconnecting and earthing). The vessel is filled with sulphur hexafluoride (SF₆) at the factory. This gas is non-toxic, chemically inert, and features a high dielectric strength. Gas work on site is not required, and even in operation it is not necessary to check the gas condition or refill, the vessel is designed for being gas tight for life.

To monitor the gas density, every switchgear vessel is equipped with a ready-for-service indicator at the operating front. This is a mechanical red/green indicator, self-monitoring and independent of temperature and variations of the ambient air pressure.

MV cables connected to the grid cable- and circuit-breaker feeders are connected via cast-resin bushings leading into the switchgear vessel. The bushings are designed as outside-cone system type “C” M16 bolted 630 A connections according to EN 50181. The compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

The circuit-breaker operates based on vacuum switching technology. The vacuum interrupter unit is installed in the switchgear vessel together with the three-position switch and is thus protected from environmental influences. The operating mechanism of the circuit-breaker is located outside the vessel. Both, the interrupters and the operating mechanisms, are maintenance-free.

Padlock facilities are provided to lock the switchgear from operation in disconnect open and close position, earth switch open and close position, and circuit breaker open position, to prevent improper operation of the equipment.

Capacitive Voltage detection systems are installed both in the grid cable and the circuit breaker feeders. Pluggable indicators can be plugged at the switchgear front to show the voltage status.

The switchgear is equipped with an over-current protection relay with the functions over current, short circuit and earth fault protection. The relay ensures that the transformer is disconnected if a fault occurs in the transformer or the high voltage installation in the wind turbine. The relay is adjustable to obtain selectivity between low voltage main breaker and the circuit breaker in the substation. The protective system shall cause the circuit breaker opening with a dual powered relay (self-power supply + external auxiliary power supply possibility). It imports its power supply from current transformers, that are already mounted on the bushings inside the circuit breaker panel and is therefore ideal for wind turbine applications.

Trip signals from the transformer auxiliary protection and wind turbine controller can also disconnect the switchgear.

The switchgear consists of two or more feeders*; one circuit breaker feeder for the wind turbine transformer also with earthing switch and one or more grid cable feeders** with load break switch and earthing switch. The switchgear can be operated local at the front or by use of portable remote control (circuit breaker only) connected to a control box at the wind turbine entrance level.

* Up to four feeders.

** SGRE to be contacted for possible feeder configurations of circuit breaker and grid feeder combinations.

The switchgear is located at the bottom of the tower. The main transformer, LV switchgear and converters are located on the nacelle level above the tower.

Grid cables, from substation and/or between the turbines, must be installed at the bushings in the grid cable feeder cubicles of the switchgear. These bushings are the interface/grid connection point of the turbine. It is possible to connect grid cables in parallel by installing the cables on top of each other. The space in the MV cable compartments of the switchgear allows the installation of two connectors per phase or one connector + surge arrester per phase.

The transformer cables are installed at the bottom of the circuit breaker feeder. The cable compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

19.1. Technical Data for Switchgear

Switchgear

Make	Siemens / Ormazabal
Type	8DJH, 8DJH 36 / cgmcosmos, cgm.3
Rated voltage	20-40,5(Um) kV
Operating voltage	20-40,5(Um) kV
Rated current	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Peak withstand current	50 kA
Power frequency withstand voltage	70 kV
Lightning withstand voltage	170 kV
Insulating medium	SF ₆
Switching medium	Vacuum
Consist of	2/3/4 panels
Grid cable feeder	Cable riser or line cubicle
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IP65
Internal arc classification IAC:	A FLR 20 kA 1s
Pressure relief	Upwards
Standard	IEC 62271
Temperature range	-25°C to +45°C

Grid cable feeder (line cubicle)

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current, load breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Control	Local
Voltage detection system	Capacitive

Circuit breaker feeder

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current circuit breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Short circuit breaking current	20 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Tripping mechanism	Stored energy
Control	Local
Coil for external trip	230V AC
Voltage detection system	Capacitive

Protection

Over-current relay	Self-powered
Functions	50/51 50N/51N
Power supply	Integrated CT supply

Interface- MV/HV Cables

Grid cable feeder	630 A bushings type C M16 Max 2 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter) *	26 - 38mm 36 - 52mm 50 - 75mm
Circuit breaker feeder	630 A bushings type C
Cable entry	M16 From bottom
Interface to turbine control	
Breaker status	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

20. Grid Connection Capabilities

20.1. Purpose

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50Hz & 60Hz. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant. The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine.

20.2. Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 1 and Figure 2.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (S_k/S_n) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.

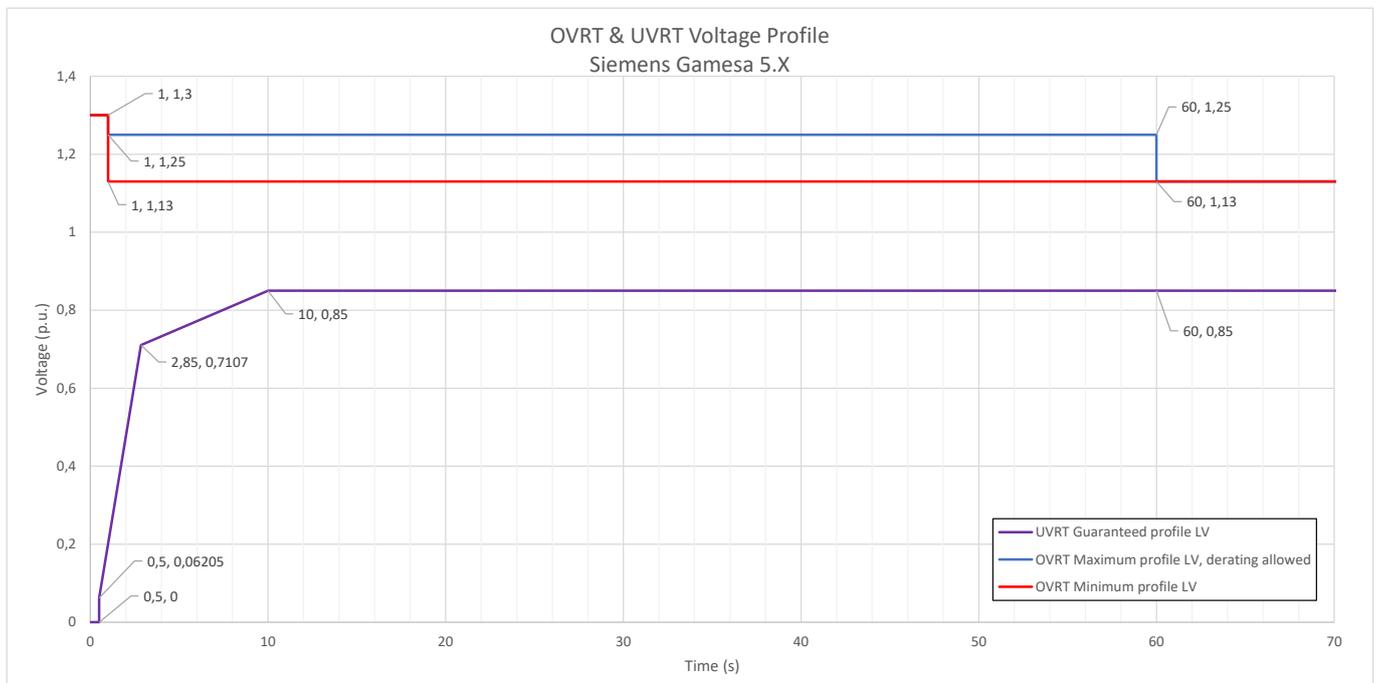


Figure 5. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

20.3. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

20.4. Frequency Capability 50Hz

The wind turbine can operate in the frequency range between 46 Hz and 54 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity): $\pm 3\%$, and transients' events (limited simultaneity): $\pm 8\%$ over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

20.5. Frequency Capability 60Hz

The wind turbine can operate in the frequency range between 55.2 Hz and 64.8 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity): $\pm 3\%$, and transients' events (limited simultaneity): $\pm 8\%$ over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

20.6. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 112% to support the best possible performance by staying within the operation limits. Operation outside this range might lead to power derating.

Beyond $\pm 10\%$ of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

20.7. Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

20.8. Reactive Power – Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

20.9. Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

20.10. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: ≥ 2.0* Q-Direct: ≥ 3.0**	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I _q Injection Curve during FRT	k = 2	Configurable by parameters.
I _q Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I _q Settling Time (FRT)	≤ 60ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	+ 20% Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	± 25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter see note 2

Note 1.

* SCR ratio can be reduced further if Active Power recovery ramps are limited to a certain value, that secures stable operation, after voltage dip events.

** SCR ratio can be reduced further if Reactive Power Management configuration is done correctly by means of detailed grid studies, trying to avoid voltage saturation extremes in any case (over and under voltage saturation levels).

Note 2.

In weak grids maximum ramp is limited to ±2500 kVar /s further limitation are done when reaching voltage limits

21. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz

21.1. General

This document describes the reactive power capability of Siemens Gamesa 5X, 50/60 Hz wind turbines during active power production. SG 5X wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

The maximum amount of Reactive Power to be generated or consumed depends on a wide range of parameters, some of them not possible to consider in a general way as they are fully dependent on the site, grid and Wind Turbine operation conditions.

Between others, the Reactive Power Capability at a given Operating Conditions depends on existing Active Power, internal temperature of Wind Turbine components, external ambient temperature, Grid conditions (voltage level, frequency level, etc.) and impact, thermally, in high inertial systems. So, the required operation time in worse conditions is also a parameter to be considered.

Online maximum capabilities estimation is executed by the Reactive Power Controller algorithm, to provide the possibility of maximizing the Capabilities in favorable grid and site conditions.

21.2. Reactive Power Capability. Generalities.

The estimated reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures and Tables.

Figure 6 shows the reactive power capability depending on the generated Active Power at various voltages at the LV terminals, starting by 91% of rated voltage (PQV curves).

Figure 7 shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

Figure 3 includes reactive power capability at no wind operating conditions.

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 92% to 108% (references of 90% to 110% in specific cases). The wind power plant is recommended to be designed to maintain the wind turbine voltage references between 95% and 105% during steady state operation.

The included capability assume that the phase voltages are balanced (unbalance value below the maximum guaranteed, $\leq 5\%$) and that the grid operational frequency is nominal.

Given the uncertainties in determining the overall Wind Turbine operation state variables tolerances, the given Reactive Power Capability is subjected to a tolerance up to $\pm 10\%$.

These figures consider Wind Turbine operation around its expected generator speed for each operation condition (P-n operation curve). Extreme speed excursions caused by specific Wind gusts, up and down from standard value, may cause punctual Reactive Power restrictions due to Generator and Converter limits of voltage and currents. All this is also fully dependent on the Grid conditions of voltage level and external setpoint.

Values of Reactive Power for those operational points in between the shown curves can be calculated by means of linear interpolation.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactors and the existing filters.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

21.3. Operation below 90% of rated voltage

Standard operation at voltages in between 85% to 90% over rated is considered a special situation where both Reactive Power and Active Power may be de-rated depending on operation conditions of the Wind Turbine Generator.

Usually, depending on specific local regulations, Under Voltage Ride Through (UVRT) support happens in voltage values below 90% of rated voltage, so this operation case is not compatible as during UVRT support, Reactive Power is internally controlled depending on demands from applicable Grid Codes of Operation. This is also applicable during UVRT transients.

Specific studies should be executed in order to determine the operation and the possible values to be reached in such special operation cases, where and when required.

21.4. Reactive Power / Voltage limiting function

When Wind Turbine operation is close to voltage limits (under-voltage and over-voltage grid protection configured values), a specific Reactive Power / Voltage limiting function acts causing a so-called *Voltage Saturation*. The intention of this algorithm is to avoid a self-trip due to activation of over or under-voltage protections caused by Reactive Power operation of the turbine.

In the maximum configurable values of the voltage protection parameters (permanent operation, 85% and 113%):

- In case of under-voltage, the negative Reactive Power (Inductive, under-excited) is linearly limited from *No_Limit* to 0, in the voltage range 90% to 85%.
 - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the minimum of the 3 phase voltages.
- In case of over-voltage, the positive Reactive Power (Capacitive, over-excited) is linearly limited from *No_Limit* to 0, in the voltage range 112% to 113%.
 - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the maximum of the 3 phase voltages.

All these levels are possible to be set by parameters, depending on necessities, local requirements and as results of stability studies.

Reactive Power capabilities and curves shown in this document are generated having configured the next saturation values (values by default). This can be observed in figure 2. QV diagram.

- Under-Voltage saturation: 91% to 90% of rated voltage.
- Over-Voltage saturation: 112% to 113% of rated voltage.

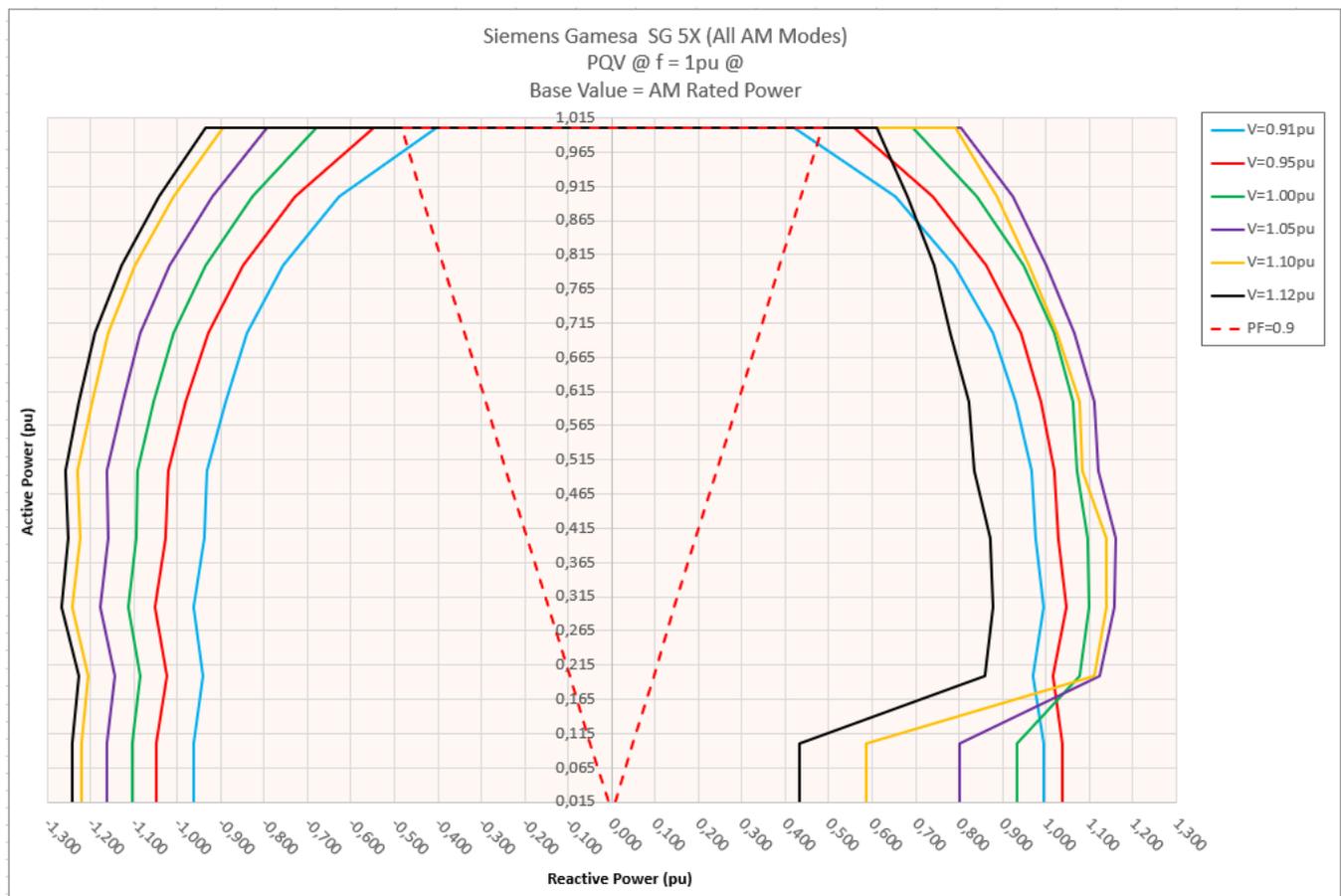


Figure 6: Siemens Gamesa SG 5X Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

Application mode (AM)	Rating	External Nacelle Temperature
	Kw	°C
AM 0	6600	20
AM-1	6500	23
AM-2	6400	25
AM-3	6300	28
AM-4	6200	30
AM-5	6100	33
AM-6	6000	35

Table 9: Application modes definition.

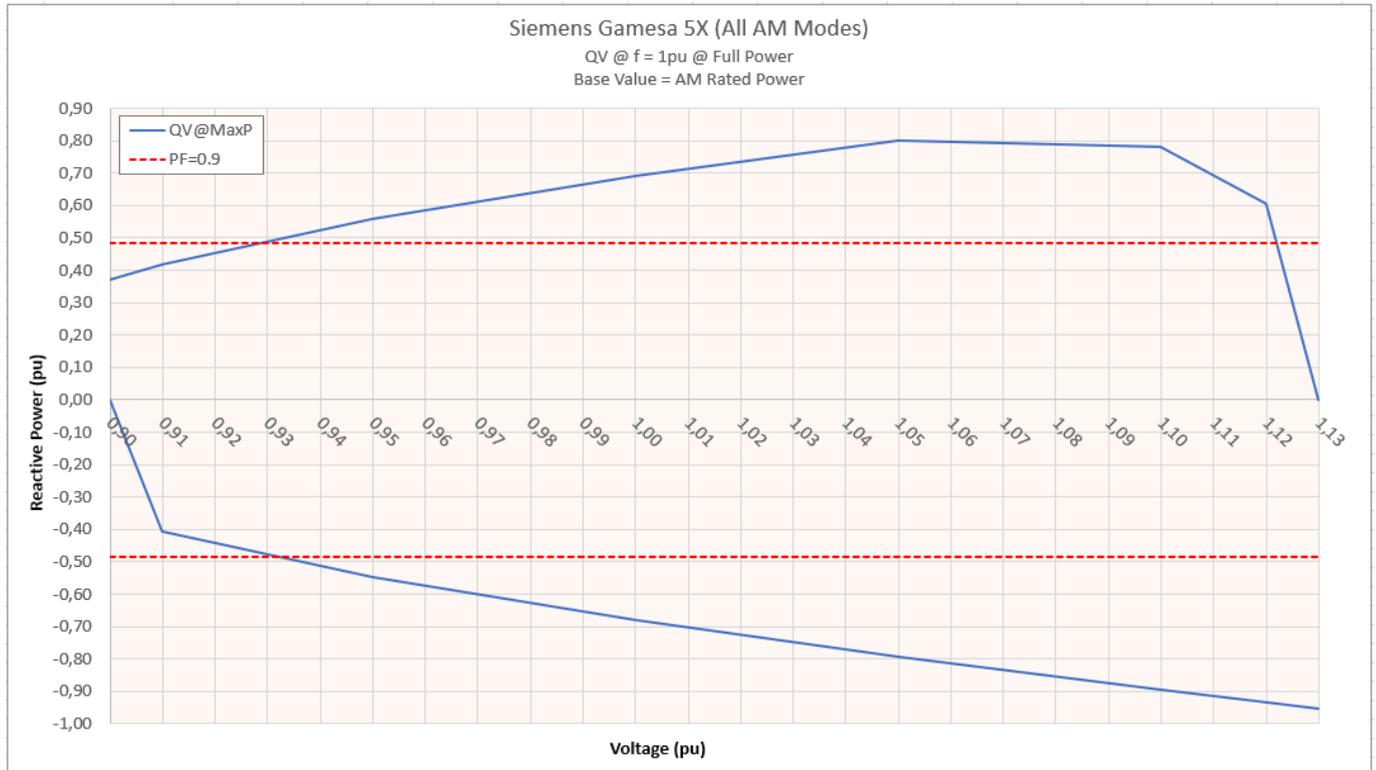


Figure 7: Siemens Gamesa SG 5X → Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

Base Value = AM Rated Power		Voltage (pu)							
		0,9	0,91	0,95	1	1,05	1,1	1,12	1,13
Active Power (pu)	0,015*	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	0,10	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	0,20	0,957	0,969	1,018	1,077	1,124	1,112	0,860	0
	0,30	0,982	0,995	1,047	1,098	1,157	1,140	0,877	0
	0,40	0,962	0,975	1,029	1,095	1,160	1,139	0,873	0
	0,50	0,955	0,968	1,018	1,073	1,121	1,085	0,834	0
	0,60	0,914	0,929	0,990	1,063	1,112	1,076	0,823	0
	0,70	0,861	0,877	0,942	1,019	1,065	1,026	0,781	0
	0,80	0,770	0,789	0,862	0,949	1,001	0,962	0,742	0
	0,90	0,629	0,652	0,741	0,842	0,923	0,888	0,682	0
1,00	0,373	0,419	0,559	0,693	0,803	0,791	0,611	0	

Table 10: Siemens Gamesa SG 5X Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

Capacitive / Over-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

* Case of Wind turbine operating with very low wind, but with generator connected to the grid.

Base Value = AM Rated Power		Voltage (pu)							
		0,9	0,91	0,95	1	1,05	1,1	1,12	1,13
Active Power (pu)	0,015*	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,10	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,20	0	-0,941	-1,024	-1,085	-1,144	-1,204	-1,228	-1,241
	0,30	0	-0,962	-1,050	-1,114	-1,178	-1,241	-1,266	-1,279
	0,40	0	-0,937	-1,027	-1,093	-1,159	-1,224	-1,250	-1,263
	0,50	0	-0,930	-1,022	-1,092	-1,161	-1,230	-1,257	-1,271
	0,60	0	-0,890	-0,980	-1,054	-1,126	-1,197	-1,225	-1,239
	0,70	0	-0,839	-0,929	-1,008	-1,085	-1,160	-1,189	-1,204
	0,80	0	-0,756	-0,847	-0,934	-1,017	-1,097	-1,129	-1,144
	0,90	0	-0,629	-0,727	-0,828	-0,921	-1,009	-1,044	-1,061
1,00	0	-0,403	-0,546	-0,679	-0,793	-0,895	-0,934	-0,953	

Table 11: Siemens Gamesa SG 5X → Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

Inductive / Under-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

* Case of Wind turbine operating with very low wind, but with generator connected to the grid.

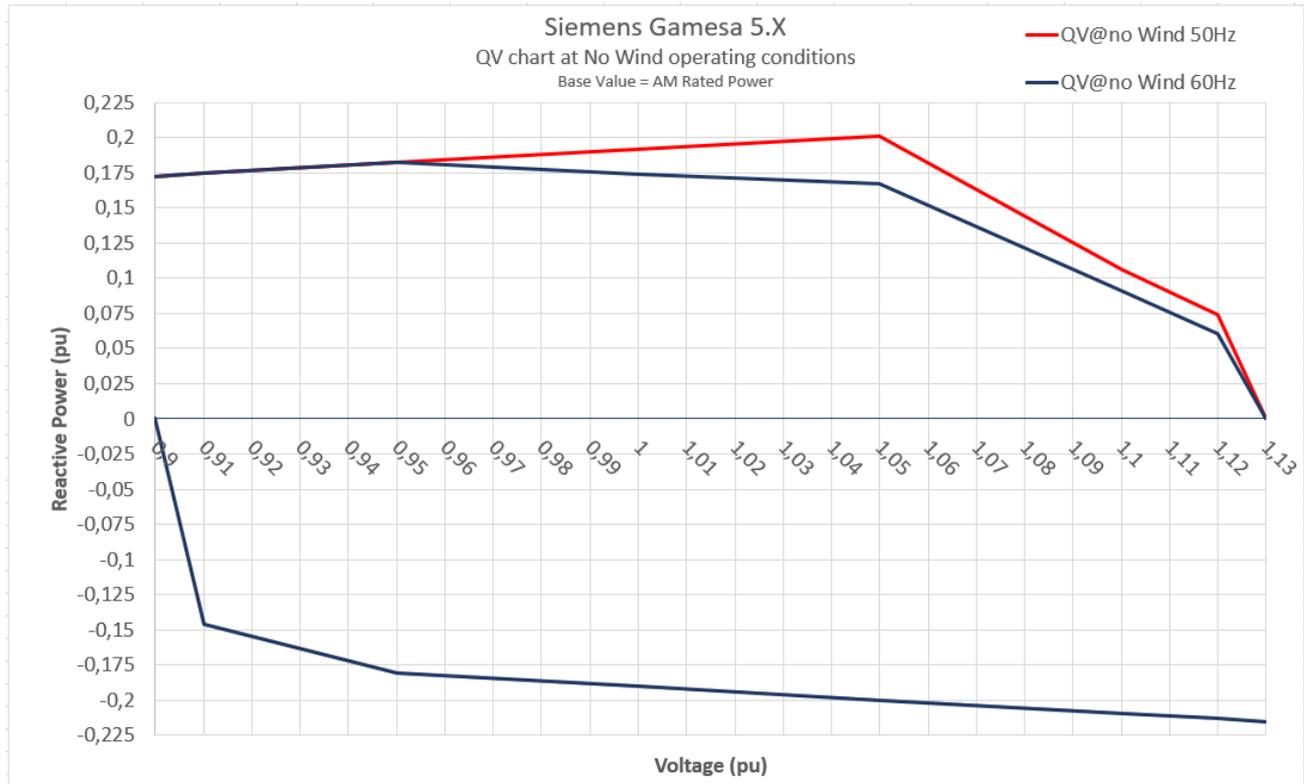


Figure 8: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz.

Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

Siemens Gamesa 5.X 50Hz Base Value = AM Rated Power			Siemens Gamesa 5.X 60Hz Base Value = AM Rated Power		
Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)	Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0,90	0,173	0,00	0,90	0,173	0,000
0,91	0,174	-0,146	0,91	0,174	-0,146
0,95	0,182	-0,181	0,95	0,182	-0,181
1,00	0,192	-0,190	1,00	0,174	-0,190
1,05	0,201	-0,200	1,05	0,167	-0,200
1,10	0,107	-0,209	1,10	0,091	-0,209
1,12	0,074	-0,213	1,12	0,061	-0,213
1,13	0,000	-0,215	1,13	0,000	-0,215

Table 12: Reactive Power Capability values (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz.

Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

22. SCADA System Description

The SGRE SCADA system is a system for supervision, data acquisition, control, and reporting for wind farm performance.

22.1. Main features

The SCADA system has the following main features:

- On-line supervision and control accessible via secured tunnel over the Internet.
- Data acquisition and storage of data in a historical database.
- Local storage of data at wind turbines if communication is interrupted and transferred to historical database when possible.
- System access from anywhere using a standard web browser. No special client software or licenses are required.
- Users are assigned individual usernames and passwords, and the administrator can assign a user level to each username for added security.
- Email function can be configured for fast alarm response for both turbine and substation alarms. Configuration can also support alarm notification via SMS service.
- Interface to power plant control functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation, e.g. MW / Voltage / Frequency / Ramp rate.
- Interface for integration of substation equipment for monitoring and control.
- Interface for monitoring of Reactive compensation equipment, control of this equipment is achieved via the SGRE power plant controller
- Integrated support for environmental control such as noise, shadow/flicker, bat/wildlife and ice.
- Capabilities for monitoring hybrid power plant equipment such as Battery Energy Storage Systems (BESS) and Photo Voltaic (PV) systems. Control of such equipment is achieved via the SGRE power plant controller.
- Power curve plots and efficiency calculations with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition monitoring integrated with the turbine controller using designated server.
- Ethernet-based system with secure compatible interfaces (OPC UA / IEC 60870-5-104) for online data access.
- Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request
- Access to historical - scientific and optional high resolution data via Restfull API.
- Virus Protection Solution.
- Back-up & restore.

22.2. Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (SICS). The SICS can operate the turbine independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

Data recorded at the turbine is stored at the SICS. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the SICS and transferred to the SCADA server when possible.

22.3. Communication network in wind farm

The communication network in the wind farm must be established with optical fibers. The optimum network design is typically a function of the wind farm layout. Once the layout is selected, SGRE will define the minimum requirements for the network design.

D2056872/031 – Restricted

©Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2022. All rights reserved.

The supply, installation, and termination of the communication network are typically carried out by the Employer. If specifically agreed the division of responsibility for the communication network can be changed.

22.4. SCADA server panel

The central SCADA server panel supplied by SGRE is normally placed at the wind farm substation or control building. The server panel comprises amongst others:

- The server is configured with standard disk redundancy (RAID) to ensure continuous operation in case of disk failure. Network equipment. This includes all necessary switches and media converters.
- UPS back up to ensure safe shut down of servers in case of power outage.

For large sites or as option a virtualized SCADA solution can be supplied.

On the SCADA server the data is presented online as a web-service and simultaneously stored in an SQL database. From this SQL database numerous reports can be generated.

Employer "client" connection to the SCADA system establishing via the internet through a point to point TCP/IP VPN-connection.

22.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

The SCADA system includes a grid measuring station located in one / more module panels or in the SCADA server panel. Normally the grid measuring station is placed at the wind farm substation or control building.

The heart of the grid measuring station is a PQ meter. The Wind Farm Control /grid measuring station can be scaled to almost any arrangement of the grid connection. The grid measuring station requires voltage and current signals from VT's and CT's fitted at the wind farm PCC to enable the control functions.

The grid measuring station and the Wind Farm Control interfaces to the SGRE SCADA servers and turbines are via a LAN network.

The Wind Farm Control can on request be supplied in a high availability (HA) setup with a redundant server cluster configuration.

Note: In small SGRE SCADA systems (typically <10 turbines) and if the small SGRE SCADA system is placed in a turbine the Wind Farm Control and grid measuring station may be arranged otherwise.

22.6. Signal exchange

Online signal exchange and communications with third party systems such as substation control systems, remote control systems, and/or maintenance systems is possible from both the module and/or the SGRE SCADA server panel. For communication with third party equipment OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported. Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request

22.7. SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data. The screen displays can be adjusted to meet individual customer requirements.

Historical data are stored in an MS SQL database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing in MS Access or via a RESTfull API.

The SGRE SCADA software can also serve as user interface to the Wind Farm Control functions.

22.8. Virus protection solution

A virus protection solution can be offered as a part of the Service Agreement (SA). An anti-virus client software will in that case be installed on all MS-Windows based components at the SCADA system and the WTGs.

The virus protection solution is based on a third-party anti-virus product. Updates to the anti-virus client software and pattern files are automatically distributed from central SGRE based servers.

22.9. Back-up & restore

For recovery of a defect SCADA system or component, the SGRE SCADA system provides back-up of configuration files and basic production data files. Both configuration and selected production data are backed up automatically on a regular time basis for major components. The back-up files are stored both locally on the site servers and remotely on SGRE back-up storage servers.

23. Codes and Standards

This document lists codes and standards according to which turbines are designed, manufactured and tested. The scope of this document is limited to the Siemens Gamesa 5.X platform.

SGRE Onshore geared turbines are designed, manufactured, and tested to SGRE's technical drawings, procedures, and processes that are generally in compliance with the applicable sections of the codes and standards listed herein. This list of codes and standards for design, manufacturing, and testing forms a part of the design basis documentation. The edition of the codes and standards is the version used for the certification process which is conducted by an external certifying body.

23.1. General

- IEC-RE Operational Document: OD-501, Type and Component Certification Scheme*
- IEC 61400-5:2020 Wind energy generation systems - Part 5: Wind turbine blades
- IEC 61400-6:2020 Wind energy generation systems - Part 6: Tower and foundation design requirements
- *IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines – Part 1: Design requirements*
- IEC 61400-11:2012/AMD1:2018 Amendment 1 - Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- *IEC 61400-12-1:2017, Ed. 1, Wind Turbine Generator Systems Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*
- *IEC 61400-13: 2015 Wind Turbine Generator Systems - Part 13: Measurement of Mechanical Loads*
- *IEC 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*

- *EN 10025-1:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 1: General technical delivery conditions*
- *EN 10025-2:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels*
- *EN 10025-3:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 3: Technical delivery conditions for normalized/normalized rolled weldable fine grain structural steels*
- *EN 10029:2010, Hot rolled steel plates 3 mm thick or above - Tolerances on dimensions, shape and mass*
- *ISO 683-1:2018 Heat-treatable steels, alloy steels and free-cutting steels. Non-alloy steels for quenching and tempering*
- *EN 1563:2018, Founding - Spheroidal graphite cast irons*
- *EN 1993-1-8:2005/AC:2009: Eurocode 3: Design of steel structures Part 1-8: Joints*
- *EN 1999-1-1-2008 Design of aluminum structures – part 1-1: General structural rules*

- *ISO 16281:2008 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings*
- *ISO 16281:2008 / Cor. 1:2009 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings*
- *ISO 281:2007 Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating*
- *ISO 76:2006/Amd 1:2017 Rolling bearings – Static load ratings AMENDMENT 1*
- *ISO 898-1:2013, Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel -- Part 1: Bolts, screws and studs with specified property classes -- Coarse thread and fine pitch thread*
- *VDI 2230 Blatt 1, 2016, Systematic calculation of highly stressed bolted joints - Joints with one cylindrical bolt*
- *ISO 4413:2010 Hydraulic fluid power -- General rules and safety requirements for systems and their components*

- *DIN 51524-3:2017 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements*
- *ISO 16889:2008 + A1:2018 Hydraulic fluid power -- Filters -- Multi-pass method for evaluating filtration performance of a filter element*
- *UNE-EN 14359:2008+A1:2011: Gas-loaded accumulators for fluid power applications.*
- *PED 2014/68/EU Pressure Equipment Directive*

- *DNV-DS-J102:2010 Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines*
- *DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015*
- *DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.*

23.2. Gearbox

- *IEC 61400-4:2012 Wind turbines -- Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes*

23.3. Electrical

- *IEC 61400-21-1:2019 Wind energy generation systems - Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines*
- *IEC 61400-24:2019 Wind energy generation systems - Part 24: Lightning protection*
- *IEC 60076-16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications*
- *IEC 60204-1:2016 Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements*
- *IEC 61000-6-2:2016 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity standard for industrial environments*
- *IEC 61000-6-4:2018 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*
- *IEC 61439-1:2020 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: General rules*
- *IEC 61439-2:2020 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies*
- *Low Voltage Directive 2014/35/EU*
- *EMC Directive 2014/30/EU*

23.4. Quality

- *ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements*

23.5. Personal Safety

- *2006/42/EC Machinery Directive*
- *EN 50308:2004, Wind turbines – Protective measures – Requirements for design, operation and maintenance.*
- *OSHA 2005 Requirements for clearances at doorways, hatches, and caged.*
 - *OSHA's Subpart D Walking-Working Surfaces Section 1910.27v*
- *ISO12100:2011 Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction*
- *ISO 13849-1:2015 – Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 1: General principles for design*
- *ISO 13849-2:2013 - Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 2: Validation*

23.6. Corrosion

- *ISO 12944-1:2017, Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 1: General introduction (class C3 to C4)*

24. Ice Detection System and Operations with Ice

Siemens Gamesa Renewable Energy's (SGRE) Ice detection and Operation with Ice system offers functionality that extends the range of operation during ice conditions. The main configurable options determine if maximum production or maximum safety is required.

The following options for ice detection sources can be used:

- Low power detection curve (LPDC)
- No cut-in detection
- **Optional extra:** External sensor detection, nacelle- or blade-based.

Once ice has been detected through any of the selected sources the following ice detection response is handled by the Operation with Ice strategy where the following options are available:

- Stop the turbine, either awaiting automatic reset or manual reset
- Stop the turbine, combined with yawing to a specific angle
- Adaptive Operation, continued operation optimizing the power

Figure 1 shows a visualization of the available options and how they are connected.

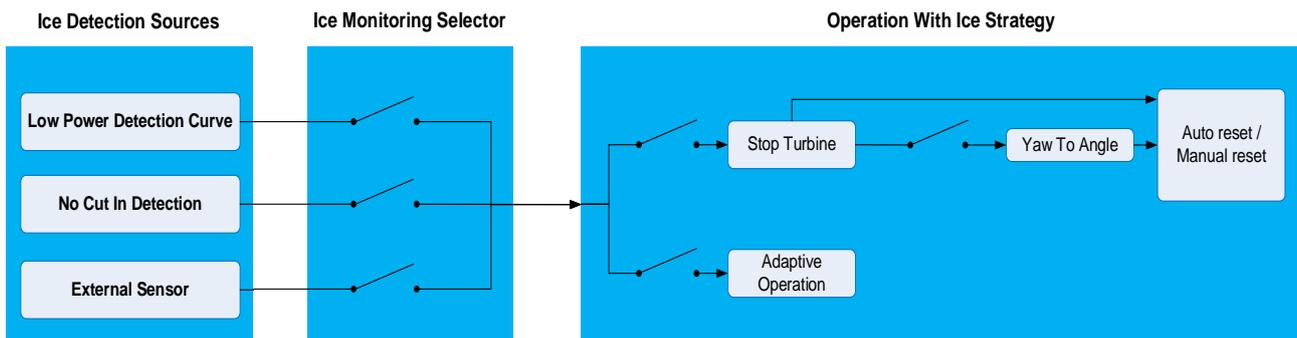


Figure 1: Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines



Adaptive Operation used as the Operation With Ice strategy requires the Low Power Detection Curve and No Cut In Detection to be used, it is therefore not compatible with the external sensor.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. The ice detection and Operation with Ice system will not protect against ice being thrown from the turbine(s). What the system does is either optimize performance and yield maximum production despite ice on the turbine or stop the turbine to prevent operating with ice. There may be ice on blades upon start and/or stop of the turbine. It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine. The Owner must always ensure that the operation of the turbine complies with all restrictions applicable to the turbine, irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. SGRE accepts no responsibility for any violation of requirements.

24.1. Ice Detection Sources

24.1.1. Low Power Detection Curve (LPDC)

The LPDC functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors.

LPDC is a requirement to be active when the *Operation with Ice Strategy: Adaptive* is selected.

LPDC detects ice when power production degrades due to ice build-up on the blades during operation when the turbine produces power in cold weather by comparing the actual power production to the sales power curve shown in Figure 2 when the ambient temperature is below 5° C (configurable). LPDC is based on a percentage of the sales power curve with a minimum separation to the sales power curve.

If production falls below the “LPDC Ice Detection” (Blue) curve shown in Figure 2, the selected Operation with Ice strategy is activated.

If *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is selected and the production increases above the “LPDC Ice Detection” curve, Adaptive Operation is deactivated.

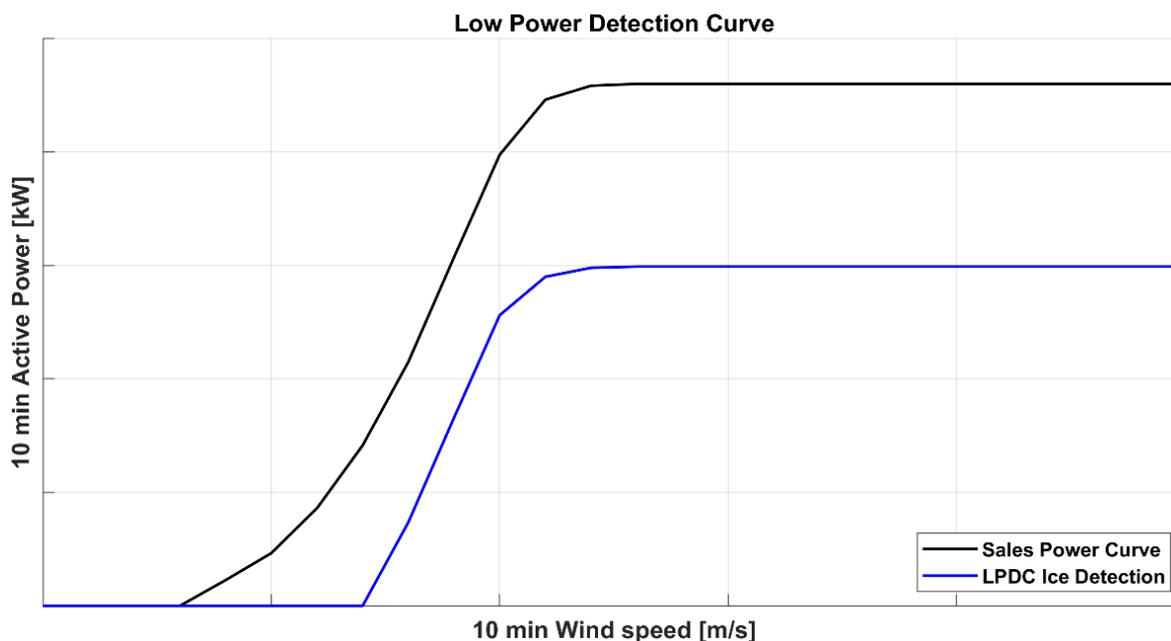


Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

24.2. No Cut-in

The No Cut-in functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors. No Cut-in is a requirement to be active when *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is configured.

No Cut-in is an ice detection method that indicates when there is enough wind for the wind turbine to produce power, but the turbine is unable to cut-in, connect to the grid, and produce power for a period of time due to severe ice build-up in cold weather.

If *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is selected as the ice detection response strategy, the turbine will cut-in and connect to the grid at an adapted power production level given the conditions. See further below in chapter “Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation”.

24.3. External Sensor Options

The external ice detector sensor functionality is an optional extra system that can be used to create a response directly from the sensor on the turbine. Most often the sensor reports data to SCADA which controls the turbines at the site with respect to stopping them. It is intended for installation on wind turbines located in areas where there is a risk that ice can build up on either the turbine nacelle or blades and there are personal safety or legislation concerns that required the turbine to be stopped instantly when ice is detected. Compared to the LPDC and No Cut-in ice detection source options are designed to detect when performance is impacted where ice may already exist on the turbine.

The external sensor is only compatible with Operation with Ice Strategy:

- Stop the turbine
- Stop the turbine, yawing to a specific angle

The external sensor communicates with the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. Typically, only a few external sensors are installed on a given site, and SCADA can be configured to stop the entire site or clusters or individual turbines if deemed necessary.

There are two separate types of use for the external sensor:

- External sensor is selected as the turbines ice detection source (Figure 1) for individual turbines, which allows the individual turbine itself to react to the sensor. Additionally, SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.
- External sensor is not selected as the turbines ice detection source (Figure 1), so the individual turbine itself will not react to the external sensor, but SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.

24.4. External Sensor Types

24.4.1. Nacelle Based Ice Detection Sensor (Optional)

The nacelle ice detection sensor is an optional system intended for installation on wind turbines located in areas where ice can build up on the turbine. The purpose of the ice detector system is to provide the turbine controller information about potential risk for ice on the turbine. The ice detection system can detect in-cloud icing as well as freezing rain. Depending on requirements when ice is detected an ice alarm can initiate a turbine stop.

The system can come with a valid certification from accredited institutes.

24.4.2. Blade-Based Ice Detection Sensor (Optional)

An additional option is to install a blade-based ice detection system. Such system includes a set of sensors (accelerometers) on each blade, plus a central monitoring unit. The ice detection is performed by analysis of blade eigenfrequencies with respect to ice accumulation. Therefore, the system needs a calibration prior to enter service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. No minimum rotation per minute (rpm) is required, however a minimum wind speed of 2 m/s is required to ensure sufficient excitation of blade.

The system can also come with a valid certification from accredited institutes.

24.5. Options and logging in SCADA

Possible options in SCADA to configure the usage of the external sensor on site level (independent of the individual turbine interface):

- Set predefined ice conditions using ice parameters

- Enable or disable automatic stop of individual turbines
- Enable or disable automatic restart of individual turbines
- Group turbines for auto stop and auto restart. SGRE recommends using SCADA to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Ice parameters are set in the SCADA interface. Depending on requirements, ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface. Below is a list of the parameters:

- **Ice Restart Delay:** Turbines that are stopped due to ice are restarted only if ice is not reported from the sensor during the “Ice Stop Delay” in seconds configured by the user.
- **Ice Stop Delay:** Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbine(s) for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- **Ambient Temperature Duration:** Duration in seconds for how long the ambient temperature for ice detection should be exceeded to restart the turbines which are stopped due to ice.
 - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ambient Temperature Threshold:** This parameter defines the temperature which must be exceeded to restart turbines stopped due to ice detection.
 - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ice Control Start Time and Ice Control End Time:** Configured turbines will be stopped due to ice detection when the actual time is between Ice Control Start Time and Ice Control End Time. When the current time falls outside the range specified in Ice Control Start Time and Ice Control End Time, the turbines are restarted.

The alarms are presented in the ‘Alarm log’ of the Web WPS SCADA interface.

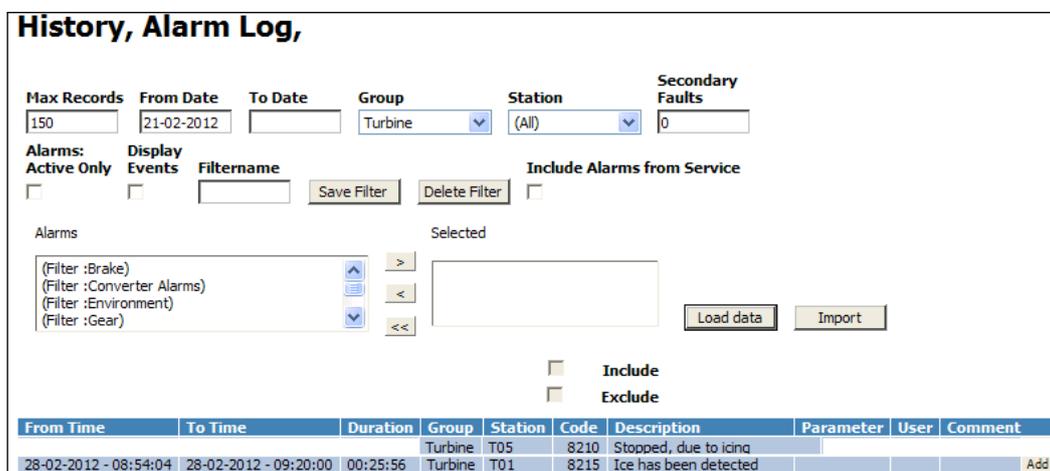


Figure 3 - Presentation of alarms related to the ice detection system in Web WPS SCADA

24.6. Operation with Ice Strategy

24.6.1. Operation with Ice Strategy: Stop Turbine

Stopping the turbine is often used in scenarios where it is not safe to keep running the turbine during icing conditions, e.g. where potential wildlife, people or equipment can be damaged/hurt. Only if using the external sensor can this approach be seen as safe, as the external sensors are often mounted on the nacelle and will detect when ice is forming and not based on production as the “Low Power Curve Detection” and “No Cut In” features do.

Operation with Ice Strategy: Stop Turbine makes sure the turbine is stopped when ice is detected. Additional option is possible in combination with the stop: Yaw to Angle.

D2056872/031 – Restricted

Regardless of how *Operation with Ice Strategy: Stop Turbine* is configured, it is possible to determine if the turbine should auto reset or manually reset. The following options exist for auto reset:

- A stopped turbine with an ice detection alarm is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm requires manual reset
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints requires manual reset

24.6.2. Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation

Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation provides customers with a way to optimize the wind turbine so that it continues operation when ice builds up on the blades and ice detection is triggered, thereby limiting shutdown events. By allowing continued operation, ice accumulates more slowly on the blades compared to if it were at a standstill. Therefore, the yield of production with ice buildup will increase due to adaptation/optimization to icing conditions through pitch angle and speed-power modification.

Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation offers a limited power production under managed loads and thereby reduces the turbines' shutdown events. *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is a wind turbine controller software functionality for optimizing performance, allowing the turbine to maintain operation in ice conditions.

When ice is detected via the LPDC or No Cut-in ice detection sources, *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* finds the optimal operational setup in order to maximize production by first modifying the speed power curve (as shown in Figure 4). *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* increases the rotor speed to avoid the blades stalling and the turbine from cutting out. The speed will not exceed nominal speed.

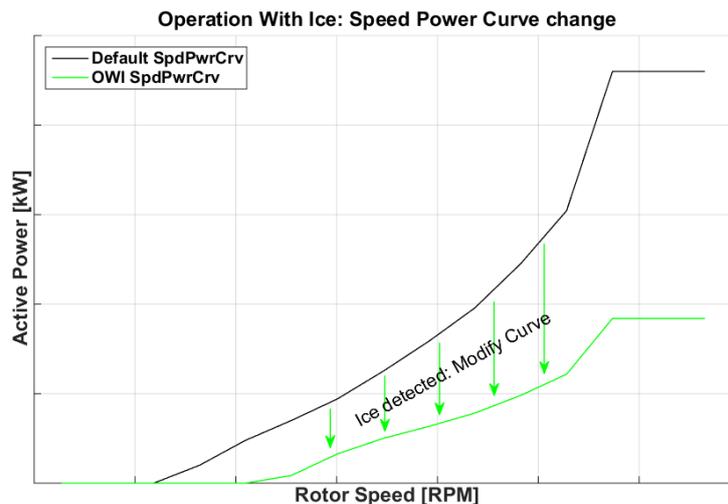


Figure 4: Illustration of OWI Speed-Power curve modification

Use of the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality may under certain conditions increase the noise emissions from the turbine, and the noise emissions may exceed the levels indicated in the turbine supply agreement. Any noise levels indicated or warranted in the turbine supply agreement shall not be applicable in the event of operation of the turbine with the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated.

It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the turbine operating with *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated complies with any noise restriction applicable, irrespective of whether such limits follow from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa accepts no responsibility for any violation of such limits.