



Comune di Nuoro

Regione Sardegna



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "INTERMONTES" NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NUORO PROGETTO DEFINITIVO

PROPONENTE

EDP Renewables Italia Holding s.r.l.

Via Roberto Lepetit 8/10

20124 - Milano

Tel +39 02 669 6966

C.F. e P.IVA IT01832190035



OGGETTO

1 - ELABORATI DESCRITTIVI GENERALI

DISCIPLINARE TECNICO PRESTAZIONALE

TIMBRI E FIRME



**STUDIO ROSSO
INGEGNERI ASSOCIATI**

VIA ROSOLINO PILO N. 11 - 10143 - TORINO

VIA IS MAGLIAS N. 178 - 09122 - CAGLIARI

TEL. +39 011 43 77 242

studiorosso@legalmail.it

info@sria.it

www.sria.it

dott. ing. Roberto SESENNA
Ordine degli Ingegneri Provincia di Torino
Posizione n.8530J
Cod. Fisc. SSN RRT 75B12 C665C

dott. ing. Luca DEMURTAS
Ordine degli Ingegneri Provincia di Cagliari
Posizione n.5500
Cod. Fisc. DMR GGF 75L27 E441L

dott. ing. Fabio AMBROGIO
Ordine degli Ingegneri di Torino
Posizione n.23B
Cod. Fisc. MBR FBA 78M03 B594K

CONSULENZA

Coordinatore e responsabile delle attività:



Studio Gioed

VIA IS MIRRIONIS N. 178 - 09121 - CAGLIARI

Dott. ing. Giorgio Efisio DEMURTAS

CONTROLLO QUALITA'

DESCRIZIONE	EMISSIONE
DATA	GEN/2022
COD. LAVORO	492/SR21
TIPOL. LAVORO	D
SETTORE	G
N. ATTIVITA'	01
TIPOL. ELAB.	DD
TIPOL. DOC.	E
ID ELABORATO	11
VERSIONE	0

REDATTO

ing. Roberto SESENNA

CONTROLLATO

Dott. ing. Giorgio DEMURTAS

APPROVATO

ing. Luca DEMURTAS

ELABORATO

1.11

INDICE

1. PREMESSA	3
2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE	4
2.1 COMPONENTI MECCANICHE DELL'IMPIANTO	4
2.1.1 <i>Rotore</i>	6
2.1.2 <i>Navicella</i>	7
2.1.3 <i>Torre</i>	8
2.2 COMPONENTI ELETTRICHE DELL'IMPIANTO.....	8
2.2.1 <i>Generatore</i>	8
2.2.2 <i>Trasformatore MT</i>	8
2.2.3 <i>SCADA System Description</i>	9
2.3 CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO E LINEE GUIDA DELLE PRESTAZIONI.....	10
2.3.1 <i>Connessione alla rete</i>	10
2.4 PRESCRIZIONI MONTAGGIO AEROGENERATORI	10
3. OPERE EDILI	12
3.1 PRESCRIZIONI TECNICHE DI PROGETTO	12
3.1.1 <i>Fondazioni</i>	12
3.1.2 <i>Piazzole</i>	13
3.1.3 <i>Viabilità di nuova costruzione e da adeguare</i>	14
4. OPERE ELETTRICHE	16
4.1 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	16
4.1.1 <i>Descrizione impianto eolico</i>	16
4.1.2 <i>Criteri progettuali</i>	16
4.2 MODALITÀ DI POSA E REALIZZAZIONE	17
4.3 INTERFERENZE	20
5. QUALITÀ E PROVENIENZA DEI MATERIALI	23
5.1 SABBIA, GHIAIA E PIETRISCO.....	23
5.2 CALCESTRUZZO E FERRO DI ARMATURA	24
5.2.1 <i>Approvvigionamento ed accettazione dei materiali</i>	24
5.2.2 <i>Cementi</i>	25
5.2.3 <i>Classe di resistenza dei calcestruzzi</i>	25
5.2.4 <i>Ghiaia e pietrisco costituenti gli aggregati</i>	25
5.2.5 <i>Sabbie per calcestruzzo</i>	26
5.2.6 <i>Dosatura dei getti</i>	26
5.2.7 <i>Confezione dei calcestruzzi</i>	27
5.2.8 <i>Getto del calcestruzzo</i>	27
5.2.9 <i>Prescrizioni esecutive</i>	28
5.2.10 <i>I provini</i>	28
5.2.11 <i>Vibrazione</i>	29
5.2.12 <i>Condizioni climatiche</i>	29
5.2.13 <i>Ferro di armatura</i>	29
5.2.14 <i>Ancoraggi</i>	30



Comune di Nuoro
Provincia di Nuoro - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO
"INTERMONTES" NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NUORO**

Progetto definitivo



ALLEGATI

ALLEGATO 1 – Scheda tecnica SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155

1. PREMESSA

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al nuovo parco eolico, denominato "INTERMONTES", proposto dal EDP Renewables e ne rappresenta il disciplinare tecnico prestazionale degli elementi tecnici.

Il Parco Eolico è sito nel comune di Nuoro a nord dell'area industriale di Prato Sardo. Il progetto prevede l'installazione di 13 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0-155. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 78 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,5 m, il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 180 m (in allegato si riporta la scheda tecnica).

Gli aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0-155 sono del tipo con rotore tripala sopravento. Le pale sono controllate da un sistema basato sul posizionamento ottimizzato delle stesse in funzione delle varie condizioni di velocità del vento. Attualmente il modello è fornito di un rotore tripala da 155 m di diametro che permette di generare una potenza massima di 6,0 MW. Questo tipo di aerogeneratore è studiato in modo tale da permettere alla navicella di ruotare attorno all'asse della torre. Tale sistema di imbardatura attivo ha sei marce azionate elettricamente dal sistema di controllo della turbina eolica secondo le informazioni ricevute dagli anemometri e banderuole montati sulla parte superiore della navicella.

Il sistema di controllo permette all'aerogeneratore di funzionare con velocità del rotore variabili massimizzando in ogni momento la potenza prodotta, mantenendola quindi prossima o pari a quella nominale sia ad alte che a basse velocità del vento, minimizzando il carico e il rumore generato.

2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE

2.1 COMPONENTI MECCANICHE DELL'IMPIANTO

Il parco eolico è composto da 13 aerogeneratori del tipo SG 6.0 - 155 da 6,0 MW della SIEMENS GAMESA, avente un rotore tripala con un sistema di orientamento della navicella attivo. Si tratta di una macchina della più avanzata tecnologia con una potenza nominale di 6,0 MW e fornita delle necessarie certificazioni rilasciate da organismi internazionali.

Il rotore ha un diametro di 155 m ed utilizza il sistema di controllo capace di adattare l'aerogeneratore per operare in un ampio intervallo di velocità del rotore. Il numero di aerogeneratori previsti è 13 per una potenza totale installata di 78 MW. Gli aerogeneratori sono collocati nel parco, come si può evincere dagli elaborati grafici, ad un'interdistanza non inferiore a 600 m, gli stessi sono disposti perpendicolarmente rispetto alla direzione del vento dominante. L'aerogeneratore è progettato per un intervallo di temperatura compreso fra -20°C e $+45^{\circ}\text{C}$. Al di fuori di questo intervallo devono osservarsi precauzioni particolari. L'umidità relativa può arrivare anche al 100%.

Le pale hanno una lunghezza di 76 m e sono costituite da due gusci alari in carbonio e fibra di vetro. Ogni pala consta di tali due elementi fissati ad una struttura di supporto mediante inserti di acciaio speciale, con anima in schiuma.

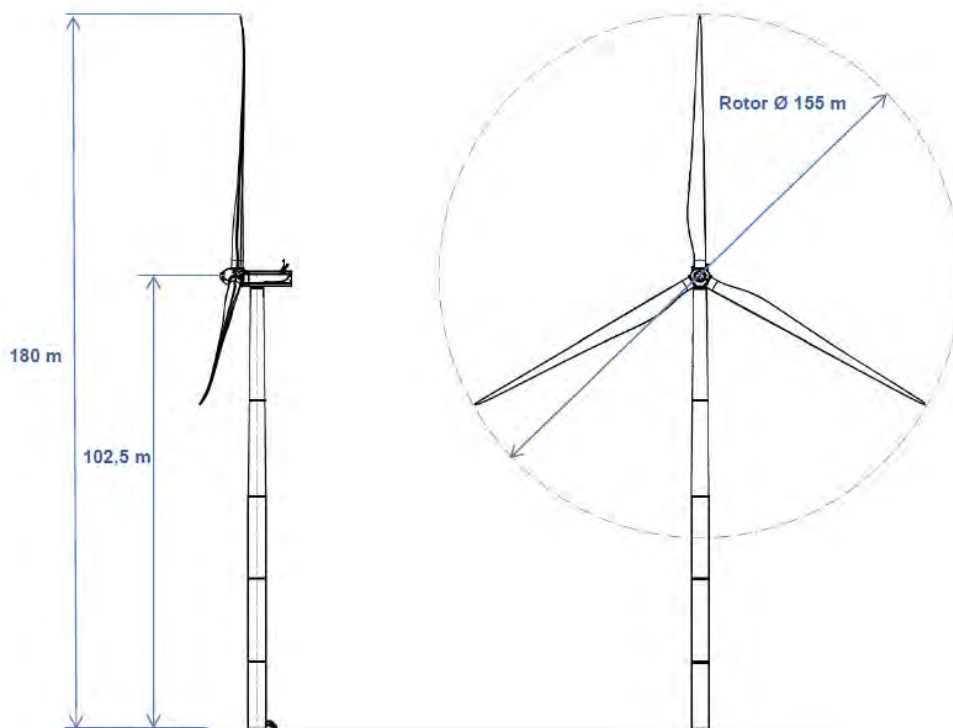


Figura 1 – Vista prospettica e laterale dell'aerogeneratore SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 da 6,0 MW.

Dal punto di vista funzionale, l'aerogeneratore è composto dalle seguenti principali componenti:

- rotore;
- navicella;
- albero e generatore;
- trasformatore BT/MT e quadri elettrici;
- sistema di frenatura;
- sistema di orientamento;
- torre e fondamenta;
- sistema di controllo e protezione dai fulmini.

La turbina è costituita quindi da un sostegno (torre) che porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno. All'interno di essa sono contenuti il generatore elettrico e tutti i principali componenti elettromeccanici di comando e controllo. Il generatore è composto da un anello esterno, detto statore, e da uno interno rotante, detto rotore, che è direttamente collegato al rotore tripala. L'elemento di connessione tra rotore elettrico ed eolico è il mozzo in ghisa sferoidale, su cui sono innestate le tre pale in vetroresina ed i loro sistemi di azionamento per l'orientamento del passo.

La navicella è in grado di ruotare allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento mediante azionamenti elettromeccanici di imbardata. Entro la stessa navicella sono poste le apparecchiature per il sezionamento elettrico e la trasformazione dell'energia da Bassa Tensione a Media Tensione. Opportuni cavi convogliano a base torre, agli armadi di potenza di conversione e di controllo, l'energia elettrica prodotta e trasmettono i segnali necessari per il funzionamento.

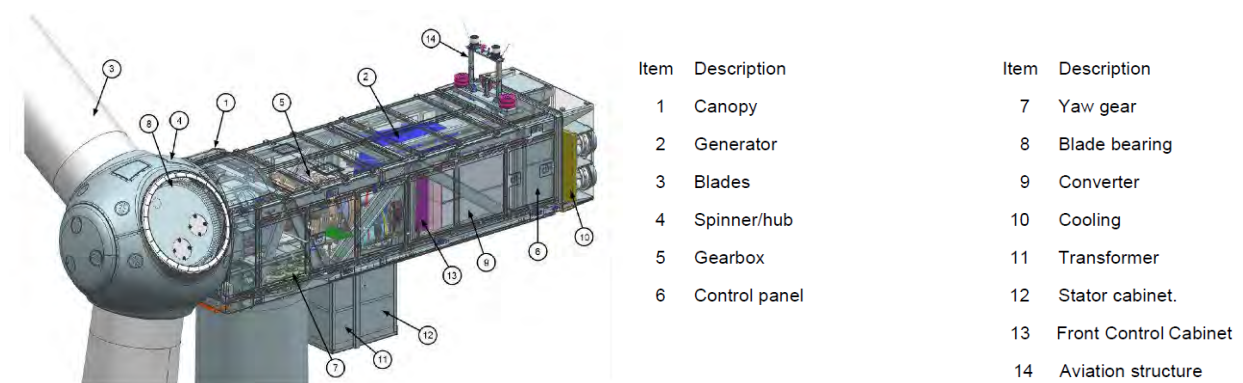


Figura 2 – Schema della navicella dell'aerogeneratore SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 da 6,0 MW.

L'energia meccanica del rotore mosso dal vento è trasformata in energia elettrica dal generatore, tale energia viene trasportata in cavo sino al trasformatore MT/BT che trasforma il livello di tensione del generatore ad un livello di media tensione tipicamente pari a 30kV.

Il sistema di controllo dell'aerogeneratore consente alla macchina di effettuare in automatico la partenza e l'arresto della macchina in diverse condizioni di vento. L'aerogeneratore eroga energia nella rete elettrica

quando è presente in sito una velocità minima di vento (2-4 m/s) mentre viene arrestato per motivi di sicurezza per venti estremi superiori a 25 m/s. Il sistema di controllo ottimizza costantemente la produzione sia attraverso i comandi di rotazione delle pale attorno al loro asse (controllo di passo), sia comandando la rotazione della navicella. In corrispondenza di un'alta velocità del vento il sistema di controllo mantiene la produzione di potenza al suo valore nominale indipendentemente dalla temperatura e dalla densità dell'aria. In corrispondenza invece di bassa velocità del vento il sistema di controllo ottimizza la produzione di potenza scegliendo la migliore combinazione tra velocità del rotore e angolo di orientamento in modo da avere il massimo del rendimento.

Il mozzo centrale supporta le tre pale e trasferisce i carichi di reazione e la coppia all'albero principale. L'albero principale trasmette la potenza al generatore tramite un sistema di riduzione. Tale sistema è composto da uno stadio planetario e 2 stadi elicoidali. Da questo la potenza è trasmessa tramite l'accoppiamento a giunto cardanico al generatore. Il generatore è tri-fase e del tipo asincrono collegato alla rete attraverso il convertitore. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione di aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore. Il calore generato dalle perdite viene rimosso da uno scambio di calore aria-acqua.

Il sistema frenante principale è aerodinamico e consiste nello sfruttare il sistema di cambio passo delle pale per ruotare completamente ciascuna delle tre pale in modo da esporre una superficie sempre minore al vento e costituire un rallentamento sino ad un blocco totale della rotazione, mentre quello secondario è un sistema di emergenza a disco attivato idraulicamente e montato sull'albero del sistema di riduzione.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono monitorate e controllate da diverse unità a microprocessori. Il sistema di controllo è posizionato nella navicella e fornisce anche pressione al sistema frenante. Il sistema di imbardata è un sistema attivo basato su un sistema di cuscinetti a strisciamento e controllati dall'apposito sistema di controllo sulla base di informazioni ricevute dalla veletta montata sulla sommità della navicella. I meccanismi di imbardata fanno ruotare i pignoni che si collegano con l'anello a denti larghi montato in cima alla torre.

La copertura della navicella, costituita da poliestere rinforzato con fibre di vetro, protegge tutti i componenti interni dagli agenti atmosferici. La torre dell'aerogeneratore è costituita da un tubolare tronco conico prodotto in 4 sezioni; è inoltre verniciata per proteggerla dalla corrosione.

2.1.1 Rotore

Il rotore è costituito da 3 pale disposte in maniera aerodinamica e costruite in carbonio e fibra di vetro e fissate ad un nucleo metallico. Le caratteristiche principali del rotore sono:

Tabella 1 – Caratteristiche principali del rotore.

Diametro	155 m
Area spazzata	18.869 m ²

L'asse ad alta velocità aziona il generatore e tiene fermo il freno meccanico. La connessione del generatore all'asse di rotazione è ottenuto tramite accoppiamento cardanico che assorbe gli spostamenti radiali, assiali ed angolari che assicurano la precisione dell'allineamento e la massima trasmissione dello sforzo di rotazione.

Il generatore ha le seguenti caratteristiche:

Tabella 2 – Caratteristiche principali del generatore.

Tipo:	Asincrono
Potenza nominale	6000 kW
Tensione	690 V (alla velocità nominale)
Range Frequenza	50 – 60 Hz
Range Velocità in esercizio del generatore	1120 - 1344 rpm

Il disegno generale del generatore e della navicella dà luogo ad una macchina compatta, sicura ed efficiente con accessi adeguati alle esigenze di manutenzione.

2.1.2 Navicella

La base della navicella è divisa in due parti ed in particolare quella frontale, in ghisa e quella posteriore è caratterizzata da una struttura reticolare. La parte frontale del basamento della navicella svolge la funzione di portare il mozzo principale di trasmissione (mozzo di alta velocità) e trasmette le forze dal rotore frontale alla torre tramite il sistema di imbardata. La superficie inferiore della navicella poggia sulla corona di orientamento e scivola su un alloggiamento di nylon per evitare che gli sforzi trasmessi generino eccessive tensioni sugli ingranaggi del sistema di orientamento. Le travi del paranco di servizio sono fissate alla parte posteriore della piastra del tetto. La copertura della navicella è attaccata alla superficie di base ed è realizzata in fibra di vetro. La sezione di piano è equipaggiata con sensori di vento e lucernari che possono essere aperti dall'interno della navicella per accedere al tetto e da fuori per accedere alla navicella.

È possibile accedere dalla torre attraverso il sistema di oscillazione.

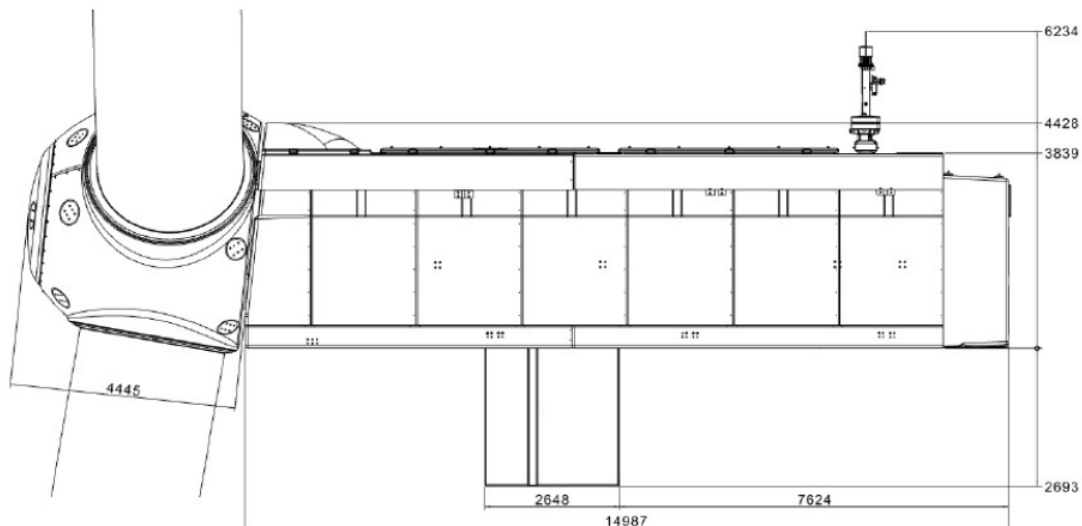


Figura 3 – Dettaglio della navicella dell'aerogeneratore SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 da 6,0 MW.

2.1.3 Torre

Torri tubolari con flange di connessione, certificate con le specifiche e correnti approvazioni, sono disponibili in differenti altezze standard. Le torri sono progettate con la maggioranza delle connessioni saldate sostituite da supporti magnetici per ottenere delle torri rinforza e lisce. I magneti forniscono il supporto in una direzione orizzontale ed interna, così come piattaforme, scale etc. sono supportate verticalmente (per esempio nella direzione della forza di gravità) da connessioni meccaniche. Il design liscio delle torri riduce l'esigenza di maggiore spessore metallico, rendendo la torre più leggera se comparata ad altre con saldature interne dei gusci. Le caratteristiche principali della torre metallica sono:

Tabella 3 – Caratteristiche della torre.

Tipo	Tubolare cilindrico/conico
Specifica materiali	Acciaio
Altezza mozzo	102,5 m
Numero di elementi	4 sezioni

2.2 COMPONENTI ELETTRICHE DELL'IMPIANTO

2.2.1 Generatore

Il generatore è del tipo asincrono. Il contenitore del generatore è costruito con un cilindro e dei canali. I canali circolano il fluido di raffreddamento attorno al corpo dello statore:

Tabella 4 – Caratteristiche tecniche generatore.

Tipo	DFIG Asincrono
Potenza nominale	6.0 MW
Tensione statore	690 V
Velocità nominale	1120 – 1344 giri/minuto
Sensori di temperatura, statore	6 sensori PT 100
Sensori di temperatura, cuscinetti	1 per cuscinetto

2.2.2 Trasformatore MT

Il trasformatore di elevazione è posizionato in una stanza chiusa a parte nella navicella con un interruttore di corrente montato sul lato dell'alta tensione del trasformatore. Il trasformatore è equipaggiato con 6 sensori PT 100 per la misurazione delle temperature del nucleo e degli avvolgimenti nel tri fase.

Tabella 5 - Caratteristiche tecniche trasformatore.

Tipo	Liquid filled
Corrente massima	7.11 kA + 10%
Tensione nominale	30 kV – 690 V

Gruppo vettoriale	Dyn11
Frequenza	50 Hz
Prese MT	$\pm 2 \times 2,5 \%$
Impedenza di tensione	9,8% -+ 8,3% a 6,5 MW

2.2.3 SCADA System Description

Il sistema SGRE SCADA è un sistema per la supervisione, l'acquisizione dati, il controllo e la reportistica per la prestazione del parco eolico.

Il sistema SCADA ha le seguenti caratteristiche principali:

- Supervisione e controllo on-line accessibili tramite canale protetto su Internet.
- Acquisizione e archiviazione 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.
- Agli utenti vengono assegnati nomi utente e password individuali e l'amministratore può assegnare un livello utente a ogni nome utente per una maggiore sicurezza.
- La funzione e-mail può essere configurata per una risposta rapida agli allarmi sia per le turbine che per le sottostazioni.
- Interfaccia con le funzioni di controllo della centrale elettrica per un migliore controllo del parco eolico e per la regolazione remot.
- Interfaccia per l'integrazione delle apparecchiature della sottostazione per il monitoraggio e il controllo.
- Interfaccia per il monitoraggio delle apparecchiature di compensazione reattiva;
- Supporto integrato per il controllo ambientale come rumore, ombra / sfarfallio, pipistrello / fauna selvatica e ghiaccio.
- Capacità per il monitoraggio di apparecchiature ibride per centrali elettriche come i sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) e sistemi fotovoltaici (PV). Il controllo di tali apparecchiature avviene tramite la centrale elettrica SGRE controllore.
- Grafici della curva di potenza e calcoli di efficienza con correzione di pressione e temperatura (pressione e correzione della temperatura disponibile solo se il sistema SGRE MET è fornito).
- Monitoraggio delle condizioni integrato con il controller della turbina utilizzando il server designato.
- Sistema basato su Ethernet con interfacce sicure compatibili (OPC UA / IEC 60870-5-104) per dati online accesso.

2.3 CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO E LINEE GUIDA DELLE PRESTAZIONI

Il clima e le condizioni del sito comprendono molte variabili e dovrebbero essere considerate nella valutazione delle prestazioni della turbina. Il progetto e i parametri operativi stabiliti in questa sezione non costituiscono garanzie, o rappresentazione delle performance in riferimento ai siti specifici.

2.3.1 Connessione alla rete

I valori sono riferiti all'altezza del mozzo e determinati con sensori del sistema di controllo della turbina.

Tabella 6 – Funzionamento operativo - connessione alla rete.

Tensione nominale di fase	690 V
Frequenza nominale	50/60 Hz
Salto di tensione Massimo in fase stazionaria	$\pm 3\%$ (connessione) $\pm 2\%$ (dalla rete)
Gradiente massimo di frequenza	± 4 Hz/sec.
Tensione massima di sequenza negativa	3% (connessione) 2% (funzionamento)

2.4 PRESCRIZIONI MONTAGGIO AEROGENERATORI

Il montaggio degli aerogeneratori avviene secondo schemi prestabiliti e collaudati dalle imprese specializzate. I mezzi principali sono le gru che solitamente sono collocate nell'area della piazzola riservata all'assemblaggio.

Le fasi principali di montaggio, possono essere sintetizzabili in:

- Sollevamento, posizionamento e fissaggio alla fondazione della parte inferiore della torre;
- Sollevamento, posizionamento e fissaggio dei tronconi intermedi;
- Sollevamento, posizionamento e fissaggio del troncone di sommità;
- Sollevamento della navicella e fissaggio alla parte sommitale della torre;
- Assemblaggio del rotore ai piedi della torre;
- Sollevamento e fissaggio del rotore della navicella;
- Sollevamento e fissaggio singolo delle 3 pale dell'aerogeneratore;
- Realizzazione dei collegamenti elettrici e configurazione dei dati per il funzionamento ed il controllo delle apparecchiature.

Durante la fase di montaggio saranno previste due gru. La prima, solitamente gommata, ha dimensioni contenute ed una capacità di sollevamento di 150 t, ed è necessaria nella prima fase di scarico dei componenti dai mezzi di trasporto alle piazzole di assemblaggio e nelle fasi di montaggio.

La seconda autogru è utilizzata per il sollevamento ed il montaggio dei vari componenti della torre, del rotore e delle pale. Essa di solito è cingolata e possiede un'elevata potenza e una capacità di sollevamento di almeno 600

t. Operando in coordinazione con la gru gommata esegue le operazioni di montaggio. Questa seconda gru ha come vincolo operativo la necessità di essere collocata alla minore distanza possibile rispetto al centro del posizionamento del pilone principale.



Figura 4 – Montaggio dell'aerogeneratore con gru principale.

3. OPERE EDILI

3.1 PRESCRIZIONI TECNICHE DI PROGETTO

3.1.1 Fondazioni

Le strutture di fondazione devono consentire il sostegno alle sollecitazioni degli elementi in elevazione. Queste saranno calcolate, in una fase esecutiva, basandosi su indagini geotecniche dei suoli e rispettando la normativa sulle costruzioni vigente.

Oltre al considerevole peso che gli aerogeneratori concentrano su una superficie molto piccola, sono rilevanti le tensioni orizzontali prodotte sul terreno dovute alla spinta orizzontale del vento su una superficie pari a quella spazzata dalle pale, provenendo il vento da ogni direzione. A queste condizioni di carico si sommano quelle dovute ai probabili eventi sismici; pertanto la fondazione è costituita da un plinto armato tale da evitare fenomeni di punzonamento, dimensionato per resistere agli sforzi di slittamento e di ribaltamento (cfr. elaborati grafici di progetto).

Nell'elaborato 2.3 – *Calcoli preliminari delle fondazioni degli aerogeneratori* sono riportati in dettaglio i calcoli preliminari per il dimensionamento di massima della fondazione.

In questo caso gli scavi che si realizzeranno saranno del tipo in terra e si rende necessaria la realizzazione di fondazioni profonde con pali di grosso diametro.

I materiali di risulta reteranno di proprietà dell'impresa la quale potrà reimpiegare in sito quelli ritenuti idonei dalla Direzione dei Lavori. Nel caso in cui dovesse essere accertata l'esistenza di materiali inquinanti, il terreno non potrà essere riutilizzato ma dovrà necessariamente essere conferito presso una discarica autorizzata allo smaltimento.

La tipologia della fondazione è di tipo indiretta con fondazione profonda su pali e rappresentata da un plinto armato e la gabbia di ancoraggio, tra torre e fondazione, inclusi i bulloni, viene fornita dalla Vestas come unità montata. La gabbia d'ancoraggio è impostata sul livello di pulizia e regolata per l'aggiustamento della posizione, verticale e orizzontale, per mezzo di bulloni di aggiustamento al livello della flangia più bassa. Durante la colata, che può essere fatta simultaneamente dentro e fuori la gabbia, molta attenzione dev'essere impiegata perché la gabbia non si sposti e che la flangia in basso sia a completo contatto con il calcestruzzo.

Il calcestruzzo secondo i calcoli effettuati avrà una resistenza cubica di valore compreso tra 30N/mm² e R_{ck} 40N/mm², mentre per l'armatura sarà utilizzato acciaio B450C, con una resistenza allo snervamento pari a 450 N/mm². Inoltre sarà realizzato un magrone di sottofondazione in calcestruzzo con una rete elettrosaldata 20x20 cm.

Il calcestruzzo utilizzato dovrà assicurare un'elevata durabilità delle opere nei confronti delle azioni aggressive esterne.

Le casserature per i getti saranno poste in opere piane, curve o comunque sagomate, realizzate in legname in qualunque posizione in accordo con la Direzione Lavori, comprese le armature di sostegno.

3.1.2 Piazzole

Per ogni aerogeneratore, si prevede un tipo di piazzola dalla forma poligonale (Figura 4), in quanto è composta da una porzione permanente e di una restante parte temporanea, necessaria allo stoccaggio e all'assemblaggio degli aerogeneratori. Tale superficie si rende necessaria per consentire l'installazione della gru e delle macchine operatrici, l'assemblaggio della torre, l'ubicazione della fondazione e la manovra degli automezzi.

La piazzola sarà dotata di uno strato di fondazione in materiale arido da cava dello spessore di 0,5 m,

Le fasi lavorative per la realizzazione della piazzola sono le seguenti:

1. Asportazione di un primo terreno vegetale;
2. Eventuale asportazione dello strato inferiore di terreno fino al raggiungimento della quota del piano di posa della massicciata stradale;
3. Compattazione del piano di posa della massicciata;
4. Realizzazione dello strato di fondazione o massicciata di tipo stradale, costituito da misto granulare di pezzatura compresa tra i 4 cm ed i 30 cm, che dovrà essere messo in opera in modo tale da ottenere, a costipamento avvenuto, uno spessore di circa 40 cm. La piazzola dovrà essere realizzata su una base di capacità portante di almeno 200 kN/mq. Valore che dovrà essere rispettato ad ogni angolo della piazzola ed anche nel centro della stessa. La compattazione del terreno che la costituisce dovrà essere all'incirca del 98 %. Dopo la fase di montaggio degli aerogeneratori, la superficie di ciascuna piazzola sarà ridotta attraverso la dismissione parziale delle stesse ed il ripristino dell'andamento naturale del terreno. La piazzola definitiva sarà mantenuta piana e carrabile, allo scopo di consentire di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzione. La parte eccedente utilizzata nella fase di cantiere che verrà ripristinata con riporto di terreno vegetale, sarà nuovamente destinata all'attività agricola o alla semina di specie erbacee, se ritenuta idonea.

Si deve prevedere un sicuro e corretto stoccaggio dei componenti di turbine, o sopra la piazzola o al suo fianco, ma comunque sempre all'interno del raggio di funzionamento operativo della gru principale.

Per il montaggio degli aerogeneratori sarà necessaria la realizzazione di una piazzola provvisoria, avente forma irregolare composta da:

- Un'area di assemblaggio della gru avente dimensioni 122,00 x 5,00 m con adiacente quattro blocchi ausiliari di dimensioni 12,00 x 8,00 m;
- Un'area di stoccaggio delle sezioni della torre e navicella avente dimensioni minime di 42,50 x 20,00 m;
- Un'area di lavoro per la gru ausiliaria con dimensioni 10,00 x 21,00 m;
- Un'area di lavoro per la gru principale avente dimensioni di 25,00 x 30,00m;
- Un'area di stoccaggio delle pale avente dimensioni 83,00 x 18,00.
- Un'area di manovra triangolare.

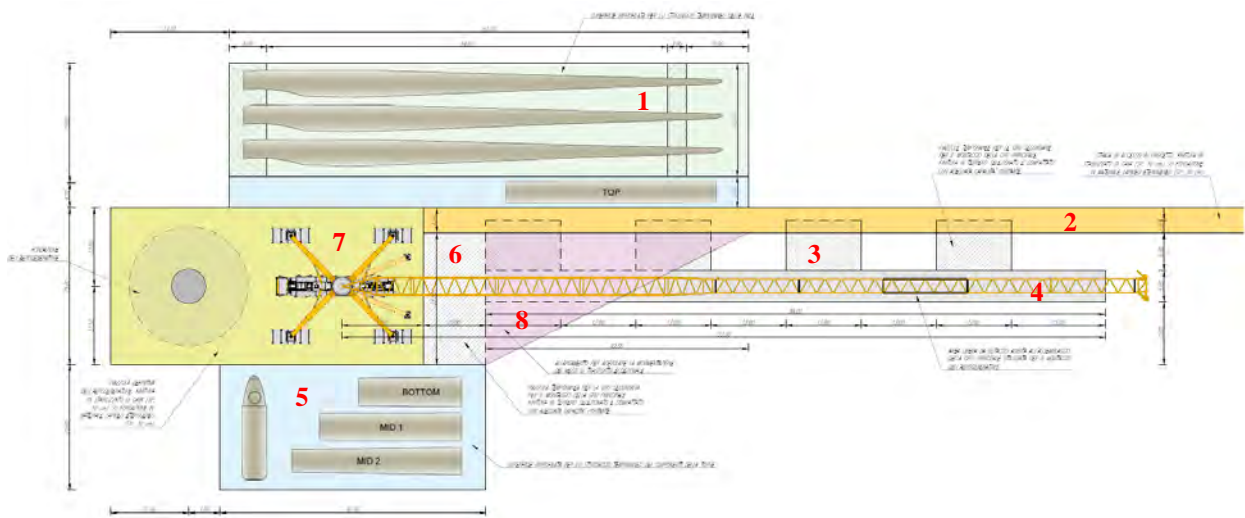


Figura 5 - Piazzola di montaggio; 1. Area di stoccaggio pale; 2. Strada di accesso; 3. Blocchi ausiliari; 4. Area di assemblaggio; 5. Area di stoccaggio sezioni torre e navicella; 6. Area di lavoro gru ausiliare; 7. Area di lavoro gru principale; 8. Area di manovra.

3.1.3 Viabilità di nuova costruzione e da adeguare

Le strade di nuova realizzazione avranno una larghezza media utile pari a 5 metri al fine di garantire il corretto transito dei mezzi per il trasporto delle componenti dell'aerogeneratore. Il trasporto delle pale e dei conchi delle torri avviene di norma, con mezzi di trasporto eccezionale, le cui dimensioni superano i 70 m di lunghezza. Per tale motivo le strade da percorrere devono rispettare determinati requisiti dimensionali e caratteristiche costruttive (pendenze, stratificazioni della sede stradale, ecc.), stabiliti dai fornitori degli aerogeneratori. Spesso, la viabilità esistente non ha le caratteristiche necessarie per permettere il passaggio di questi mezzi eccezionali e quindi, si dovranno eseguire degli interventi di adeguamento. Questi interventi generalmente consistono nell'ampliamento della sede stradale e modifica del raggio di curvatura.

La capacità di carico per le vie di accesso deve essere di almeno 2 kg/cm² (circa 0,2 Mpa), mentre per le strade interne deve essere almeno di 4 kg/cm², mantenendo questo valore fino ad una profondità di 1 m per le strade di accesso e di 3 m per le strade interne al campo eolico.

La società, si riserva però di effettuare delle prove sul materiale utilizzato al fine di verificare la compattazione dei diversi strati e per l'applicazione degli standard previsti dalla normativa vigente.

La densità asciutta, necessaria dopo la compattazione per i diversi tipi di materiali che costituiscono la massicciata, è del 98% di quella ottenuta nella prova Proctor (procedura utilizzata per valutare il costipamento di un terreno, valutando l'influenza del contenuto d'acqua sullo stesso, in particolare si va a determinare la massa volumica ottenibile per costipamento della frazione secca della terra e il corrispondente livello di umidità, (detto di "umidità ottima modificata o superiore").

La viabilità e le sue caratteristiche sia geometriche che dei materiali viene essenzialmente progettata in funzione dei veicoli che la dovranno percorrere. I veicoli sono utilizzati per il trasporto delle parti meccaniche delle turbine, suddivisi in 4 o 5 pezzature, dette "conchi", le cui dimensioni sono standard e dipendono essenzialmente

dalla casa costruttrice. I conci delle torri eoliche hanno forma tubolare, con un diametro massimo di 6 metri e presentano una lunghezza maggiore, per il concio collegato direttamente alla fondazione, e minore per tutti gli altri. La massima lunghezza del veicolo viene misurata dal fronte dello stesso fino alla fine del carico.

Nel dettaglio le strade di nuova realizzazione avranno le seguenti caratteristiche:

- Larghezza della carreggiata: 5 m
- Pendenza massima: 10 %

Le strade di nuova realizzazione, sono state progettate secondo le indicazioni fornite dalla casa costruttrice dell'aerogeneratore di progetto. In particolare, esse, avranno raggi di curvatura variabili da 70 a 85 m a seconda dell'angolo di raccordo, anch'esso variabile da 60° a 120°, così come riportate successivamente.

Il pacchetto stradale previsto per le strade di nuova realizzazione è il seguente:

- Uno strato di terreno opportunamente compattato per la preparazione della fondazione stradale;
- Uno strato di fondazione realizzato mediante spaccato di idonea granulometria proveniente da frantumazione rocce anche trovata in posto o ghiaia in natura. Tali materiali saranno opportunamente compattati e ingranati in modo da realizzare uno strato di fondazione con spessore dipendente localmente dalla consistenza del terreno presente in sito; mediamente di 50 cm.
- Uno strato di finitura della pista con spessore minimo di 10 cm realizzato mediante spaccato 0/50 granulometricamente stabilizzato proveniente da frantumazione di rocce ed opportunamente compattato. Tale strato di finitura servirà a garantire il regolare transito degli automezzi previsti e ad evitare l'affioramento del materiale più grossolano presente nello strato di fondazione.

Per le strade da adeguare invece saranno realizzati, laddove necessari, allargamenti della carreggiata per garantire il corretto passaggio dei mezzi di trasporto. Inoltre, l'intervento sarà completato mediante la realizzazione di stesura di misto stabilizzato, opportunamente compattato, per migliorare l'aderenza del tracciato.

4. OPERE ELETTRICHE

4.1 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

Le opere elettriche necessarie a convogliare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori di progetto, e immettere la stessa nella RTN, sono sintetizzate di seguito:

- Realizzazione della rete di cavidotti in media tensione;
- Realizzazione di un cavidotto interrato in MT;
- Realizzazione di una stazione di trasformazione MT/AT;
- Realizzazione del collegamento tra la sottostazione elettrica e la rete esistente, mediante un cavidotto interrato in AT;

4.1.1 Descrizione impianto eolico

L'impianto eolico è un impianto di produzione da fonte rinnovabile di tipo eolico, costituito da 13 aerogeneratori SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 – 6 MW per una potenza nominale di impianto pari a 78 MW, le cui caratteristiche sono riportate nella tabella seguente:

GENERATORE	Tipo generatore	Asincrono
	Potenza nominale	6.0 MW
	Tensione nominale	690 V
	Velocità nominale	1120 - 1344
	Frequenza	50 - 60 Hz
	Numero di poli	6
	Tensione nominale primario	30 kV
	Tensione nominale secondario	690 V
	Impedenza	9,5% -+ 8,3% a 6,5 MVA
	Gruppo vettoriale	Dyn11
ROTORE	Diametro	155 m
	Velocità cut in	3 m/s
	Velocità cut out	27 m/s
SOSTEGNO	Altezza navicella	102,5 m

4.1.2 Criteri progettuali

Nella definizione dei tracciati dei cavidotti e dell'opera di distribuzione di energia elettrica sono stati adottati i seguenti criteri:

- contenere per quanto possibile i tracciati dei cavidotti sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse ed isolate, rispettando le distanze prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare le interferenze con zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- transitare su aree di minor pregio interessando aree prevalentemente agricole e sfruttando la viabilità esistente.

I cavidotti MT seguono strade di accesso nuove e/o esistenti per circa 95% del loro percorso. Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato in base a:

- criterio termico per cui la corrente di impiego è inferiore alla corrente nominale del cavo ridotta mediante alcuni coefficienti correttivi che tengono conto delle condizioni di posa in base alla seguente formula:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3}V_n \cos\varphi} < k_H \cdot k_{\rho t} \cdot k_T \cdot k_D \cdot I_{nc}$$

in cui P è la potenza che transita nel tronco di linea, Vn è la tensione di parco pari a 30 kV, cosφ è il fattore di potenza assunto pari a 0,95, in cui kH dipende dalla profondità di posa; kpt dipende dalla resistività termica del terreno; kT dipende dalla temperatura del terreno; kD dipende dalla temperatura del terreno, Inc è la corrente nominale del cavo,

- criterio della massima caduta di tensione percentuale per cui la somma delle cadute di tensione calcolate nei tronchi di linea comprese fra una determinata turbina ed il punto di connessione deve essere inferiore ad un valore prestabilito (3 – 4%):

$$\Delta V = \sum_i^N \sqrt{3} I_{bi} L_i \cdot (R_i \cos\varphi + X_i \sin\varphi)$$

- criterio delle perdite calcolate in funzione della distribuzione di Weibull calcolata in funzione delle misure anemometriche sul sito.

Il calcolo della corrente di impiego e delle cadute di tensione con fattore di potenza pari a 0,95 mentre le perdite sono calcolate con fattore di potenza pari a 1.

4.2 MODALITÀ DI POSA E REALIZZAZIONE

Con riferimento alla norma CEI 11-17 le modalità di posa dei cavi potranno essere secondo la configurazione M.1 o M.2.

L'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare in grado di assorbire senza danni per il cavo stesso le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e degli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza all'urto).

Per quanto concerne le profondità minime di posa nel caso di attraversamento della sede stradale vale il Nuovo Codice della Strada che fissa un metro, dall'estradosso della protezione per le strade di uso pubblico, mentre valgono le profondità minime stabilite dalla norma CEI 11-17 per tutti gli altri suoli.

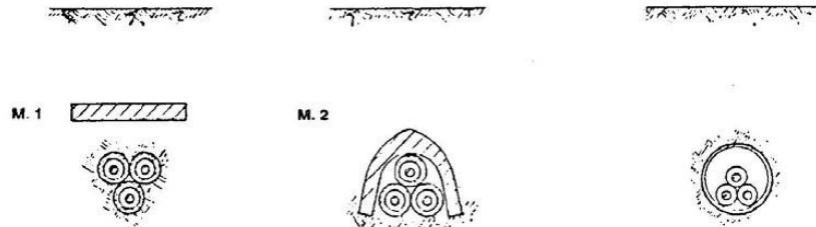


Figura 6 - Modalità di posa.

La profondità di posa dei cavi sarà generalmente di 1,2 m rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna.

Eventuali variazioni si potrebbero rendere necessarie in corrispondenza d'incroci con altri servizi tecnologici interrati. Nei tratti con più terne gli interassi misureranno circa 30 cm. Le trincee avranno una lunghezza compresa tra 60 cm per una terna e 100 cm per 3 terne. La fascia di terreno potenzialmente impegnata durante la fase di costruzione/manutenzione sarà di 6 m. I cavi di potenza, a fibre ottiche e il dispersore di terra saranno posati in uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di circa 50 cm su cui saranno appoggiati i tegoli o le lastre copricavo. Un nastro segnalatore sarà posto all'interno del rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido a circa 50 cm dalla superficie.

La posa dei cavi si articolerà nelle seguenti attività:

- Scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità precedentemente menzionate;
- Posa del cavo di potenza e del dispersore di terra;
- rinterro parziale con strato di sabbia vagliata;
- posa del tubo contenente il cavo in fibre ottiche;
- posa dei tegoli protettivi;
- rinterro parziale con terreno di scavo;
- posa nastro monitore;
- rinterro complessivo con ripristino della superficie originale;
- apposizione di paletti di segnalazione presenza cavo.

Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere in accordo con la regola d'arte come di seguito indicata.

Laddove il tracciato dei cavidotti è caratterizzato da ampi tratti rettilinei, la posa del cavo può essere effettuata con il metodo a bobina fissa; in questo caso la bobina deve essere posta sull'apposito alza bobine, con asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea ed in modo che si svolga dal basso. Sul fondo della

trincea devono essere collocati ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 m. In alternativa potrà essere utilizzata la tecnica della bobina mobile: in questo caso il cavo deve essere steso percorrendo con il carro porta bobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo.

L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra ed a sinistra, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.

Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro devono essere applicati ai conduttori e non devono superare i 60 N/mm² rispetto alla sezione totale. Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni d'installazione non dovrà essere inferiore a 3 m.

Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti di impianto. In corrispondenza dell'estremità di cavo connesso alla stazione di utenza, onde evitare il trasferimento di tensioni di contatto pericolose a causa di un guasto sull'alta tensione, la messa a terra dello schermo avverrà solo all'estremità connessa alla stazione di utenza.

Per la posa dei cavi in fibra ottica lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N. Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni d'installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

Durante le operazioni di posa è indispensabile che il cavo non subisca deformazioni temporanee. Il rispetto dei limiti di piegatura e di tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra durante le operazioni di posa.

Se inavvertitamente il cavo subisce delle deformazioni o schiacciamenti visibili la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR per verificare eventuali rotture o attenuazioni eccessive provocate dallo stress meccanico.

La realizzazione delle giunzioni dovrà essere effettuata secondo le seguenti indicazioni:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente materiali contenuti nella confezione.

A operazione conclusa devono essere applicate delle targhe identificatrici su ciascun giunto in modo da poter individuare l'esecutore, la data e le modalità d'esecuzione.

Su ciascun tronco fra l'ultima turbina e la stazione elettrica di utenza dovranno essere collocati dei giunti d'isolamento tra gli schermi dei due diversi impianti di terra (dispensore di terra della stazione elettrica e dispensore di terra dell'impianto eolico). Essi dovranno garantire la tenuta alla tensione che si può stabilire tra i due schermi dei cavi MT.

Nell'esecuzione delle terminazioni all'interno dei quadri MT di aerogeneratori e stazione, si deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto. Lo schermo

dovrà essere collegato a terra da entrambe le estremità. Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC atta a identificare esecutore, data e modo d'esecuzione e indicazione della fase (R, S o T).

La messa a terra dovrà essere eseguita da entrambe le parti del cavo. Le terminazioni dei cavi in fibra ottica dovranno essere portate a termine nella seguente maniera:

- posa del cavo, da terra al relativo cassetto ottico, previa eliminazione della parte eccedente, con fissaggio del cavo o a parete o ad elementi verticali con apposite fascette, ogni 0,50 m circa
- sbucciatura progressiva del cavo;
- fornitura ed applicazione, su ciascuna fibra ottica, di connettore;
- esecuzione della "lappatura" finale del terminale;
- fissaggio di ciascuna fibra ottica.

4.3 INTERFERENZE

La risoluzione delle interferenze sarà effettuata in conformità alla norma CEI 11-17. Eventuali deroghe saranno possibili previo parere dell'ente gestore dell'opera interferente.

1. Parallelismo e incroci tra cavi elettrici. I cavi aventi la stessa tensione possono essere posati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta. I cavi a diversa tensione devono essere invece segregati (posti all'interno di condutture o canalette);
2. Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione. Negli incroci il cavo elettrico, di regola, deve essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione. La distanza fra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m e inoltre il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore a 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi. Tali dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente. Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi
3. Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione. Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono, di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:
 - Cassetta metallica zincata a caldo;

- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I predetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m. Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, etc..), che proteggono il cavo stesso e rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

4. Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato. La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente a esse non deve essere inferiore a 0,30 m. Si può tuttavia derogare alla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:
 - la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
 - tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro. Le interferenze con eventuali gasdotti sono disciplinate dal D.M. 24/11/1984 e saranno risolte in accordo con l'ente proprietario. Nei casi di parallelismi, sovra e sottopasso i cavi dovranno essere posati all'interno di tubazioni e/o cunicoli. La distanza misurata fra le superfici affacciate del cavidotto e del gasdotto deve essere tale da consentire eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

L'incrocio fra cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse. Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nel caso di incrocio con un gasdotto interrato i cavi dovranno essere alloggiati all'interno di un manufatto di protezione, che dovrà essere prolungato da una parte e dall'altra dell'incrocio stesso per almeno 1 metro nei sovrappassi e 3 metri nei sottopassi, misurati a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne del gasdotto.

Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m.

Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento

deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico.

Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

1. Attraversamenti di linee in cavo con strade pubbliche, ferrovie, tranvie, filovie, funicolari terrestri. In corrispondenza degli attraversamenti delle linee in cavo interrato con ferrovie, tranvie, filovie, funicolari terrestri in servizio pubblico o in servizio privato per trasporto di persone, autostrade, strade statali e provinciali e loro collegamenti nell'interno degli abitati, il cavo deve essere disposto entro robusti manufatti (tubi, cunicoli, ecc.) prolungati di almeno 0,60 m fuori della sede ferroviaria o stradale, da ciascun lato di essa, e disposti a profondità non minore di 1,50 m sotto il piano del ferro di ferrovie di grande comunicazione, non minore di 1,00 m sotto il piano del ferro di ferrovie secondarie, tranvie, funicolari terrestri, e sotto il piano di autostrade, strade statali e provinciali. Le distanze vanno determinate dal punto più alto della superficie esterna del manufatto. Le gallerie praticabili devono avere gli accessi difesi da chiusure munite di serrature a chiave. Quando il cavo è posato in gallerie praticabili sottopassanti l'opera attraversata, non si applicano le prescrizioni di cui sopra purché il cavo sia o interrato a profondità non minore di 0,50 m sotto il letto della galleria, o sia protetto contro le azioni meccaniche mediante adatti dispositivi di protezione (di cemento, mattoni, legno o simili).
2. Attraversamenti di corsi d'acqua, canali. L'attraversamento di corsi d'acqua, canali e simili può essere effettuato mediante staffaggio su ponti e strutture preesistenti ovvero mediante perforazione teleguidata. Quest'ultima in particolare consente grande sicurezza ed evita, inoltre, interventi su argini e/o sponde. L'intervento sarà effettuato nelle fasi seguenti: a. Realizzazione di un foro pilota, infilando nel terreno, mediante spinta e rotazione, una successione di aste che guidate opportunamente dalla testa, che creano un percorso sotterraneo che va da un pozzetto di partenza ad uno di arrivo. b. Recupero delle aste con dietro un alesatore che, opportunamente avvitato al posto della testa, ruotando con le aste genera il foro del diametro voluto. Insieme all'alesatore, o in seguito, sono posate le condutture ben sigillate entro cui verrà posizionato il cavo. La trivellazione viene eseguita ad una profondità tra 5 e 10 m sotto l'alveo del corso d'acqua, tale da non essere interessata da fenomeni di erosione, mentre i pozzetti di ispezione che coincidono con quello di partenza e di arrivo della tubazione di attraversamento vengono realizzati alla quota del terreno.

5. QUALITA' E PROVENIENZA DEI MATERIALI

I principali materiali da utilizzarsi nelle lavorazioni saranno: acqua, calce, leganti idraulici, ghiaia, pietrisco, sabbia, detrito di cava o tout venant di cava, roccia frantumata in posto, pietrame, mattoni, materiali ferrosi, legname, bitumi ed olii minerali. In particolare, i conglomerati cementizi per strutture in cemento armato e gli acciai per l'armatura del calcestruzzo dovranno rispettare tutte le prescrizioni di cui al Decreto del 17 gennaio 2018 "Aggiornamento delle «Norme tecniche per le costruzioni»" (18A00716) (GU Serie Generale n.42 del 20-02-2018 - Suppl. Ordinario n. 8) e successive relative circolari esplicative.

A meno che il presente Disciplinare non ne indichi specificatamente la provenienza, l'Appaltatore potrà approvvigionare i materiali ovunque ritenga opportuno, purché le loro qualità rispettino i requisiti contrattuali, le Leggi ed i regolamenti vigenti in materia. Tutti i materiali e componenti impiegati dovranno giungere in cantiere accompagnati, oltre che dalle eventuali istruzioni di posa in opera, dalla documentazione atta a dimostrarne tale rispondenza ed a certificarne la conformità a quanto previsto dalla Legislazione vigente. Qualora tale documentazione non sia ritenuta idonea o completa, su richiesta insindacabile della D.L., l'Appaltatore è tenuto, a propria cura e spese, ad effettuare, per la verifica della conformità alle caratteristiche direttamente richieste nel presente documento, presso un Laboratorio Ufficiale concordato con la D.L., prove di qualifica su materiali o componenti da impiegare o già impiegati nonché su campioni di lavori già eseguiti, da prelevarsi in opera, sostenendo anche tutte le spese per il prelevamento degli stessi e per la loro spedizione.

Nel caso di non rispondenza dei materiali o dei componenti alle caratteristiche richieste, l'Appaltatore è tenuto a sostituirli, a sua cura e spese, con altri idonei, provvedendo anche a rimuoverli dal cantiere entro il termine fissato dalla D.L.. Nel caso di inadempienza è facoltà della D.L. di provvedervi direttamente ma a spese dell'Appaltatore, a carico del quale va posto anche qualsiasi danno che possa da ciò derivare. Anche nel corso delle diverse fasi delle lavorazioni in cantiere la D.L. potrà sempre chiedere la modifica e/o sostituzione, a cura e spese dell'Appaltatore, di quei componenti che non risultassero a norma di contratto. L'Appaltatore deve comunicare alla D.L., con congruo anticipo, la data di arrivo dei materiali e dei componenti approvvigionati nonché la data di inizio delle varie lavorazioni in cantiere affinché la stessa possa pianificare i dovuti controlli.

5.1 SABBIA, GHIAIA E PIETRISCO

Gli inerti, naturali o di frantumazione, devono essere costituiti da elementi non gelivi e non friabili, privi di sostanze organiche, limose ed argillose, di gesso, ecc., in proporzioni nocive all'indurimento del conglomerato od alla conservazione delle armature. Gli inerti, quando non espressamente stabilito, possono provenire da cava in acqua o da fiume, a seconda della località dove si eseguono i lavori ed in rapporto alle preferenze di approvvigionamento: in ogni caso dovranno essere privi di sostanze organiche, impurità ed elementi eterogenei. Gli aggregati devono essere disposti lungo una corretta curva granulometrica, per assicurare il massimo riempimento dei vuoti interstiziali. Tra le caratteristiche chimico-fisiche degli aggregati occorre considerare anche il contenuto percentuale di acqua, per una corretta definizione del rapporto a/c, ed i valori di peso specifico assoluto per il calcolo della miscela d'impasto. La granulometria inoltre dovrà essere studiata scegliendo il diametro massimo in funzione della sezione minima del getto, della distanza minima tra i ferri

d'armatura e dello spessore del copriferro. La ghiaia o il pietrisco devono avere dimensioni massime commisurate alle caratteristiche geometriche della carpenteria del getto ed all'ingombro delle armature. Gli inerti normali sono, solitamente, forniti sciolti; quelli speciali possono essere forniti sciolti, in sacchi o in autocisterne. Entrambi vengono misurati a metro cubo di materiale assestato su automezzi per forniture di un certo rilievo, oppure a secchie, di capacità convenzionale pari ad 1/100 di metro cubo nel caso di minimi quantitativi.

La sabbia naturale o artificiale dovrà risultare bene assortita in grossezza, sarà pulitissima, non avrà tracce di sali, di sostanze terrose, limacciose, fibre organiche, sostanze friabili in genere e sarà costituita di grani resistenti, non provenienti da roccia decomposta o gessosa. Essa deve essere scricchiolante alla mano, non lasciare traccia di sporco, non contenere materie organiche, melmose o comunque dannose; deve essere lavata ad una o più riprese con acqua dolce, qualora ciò sia necessario, per eliminare materie nocive e sostanze eterogenee.

Per la qualità di ghiaie e pietrischi da impiegarsi nella formazione dei calcestruzzi valgono le stesse norme prescritte per le sabbie. La ghiaia deve essere ad elementi puliti di materiale calcareo o siliceo, bene assortita, formata da elementi resistenti e non gelivi, scevra da sostanze estranee, da parti friabili, terrose, organiche o comunque dannose. La ghiaia deve essere lavata con acqua dolce, qualora ciò sia necessario per eliminare le materie nocive. Qualora invece della ghiaia si adoperi pietrisco questo deve provenire dalla frantumazione di roccia compatta, durissima, silicea o calcarea pura e di alta resistenza alle sollecitazioni meccaniche, esente da materie terrose, sabbiose e, comunque, eterogenee, non gessosa né geliva, non deve contenere impurità né materie pulverulenti, deve essere costituito da elementi, le cui dimensioni soddisfino alle condizioni indicate per la ghiaia. Il pietrisco deve essere lavato con acqua dolce qualora ciò sia necessario per eliminare materie nocive. Le dimensioni degli elementi costituenti ghiaie e pietrischi dovranno essere tali da passare attraverso un vaglio di fori circolari del diametro:

- di 5 cm se si tratta di lavori di fondazione o di elevazione, muri di sostegno, piedritti, rivestimenti di scarpe e simili;
- di 4 cm se si tratta di volti di getto;
- di 3 cm se si tratta di cappe di volti o di lavori in cemento armato od a pareti sottili.

Gli elementi più piccoli delle ghiaie e dei pietrischi non devono passare in un vaglio a maglie rotonde in un centimetro di diametro, salvo quando vanno impiegati in cappe di volti od in lavori in cemento armato ed a pareti sottili, nei quali casi sono ammessi anche elementi più piccoli. Se il cemento adoperato è alluminoso, è consentito anche l'uso di roccia gessosa, quando l'approvvigionamento d'altro tipo risulti particolarmente difficile e si tratti di roccia compatta, non geliva e di resistenza accertata.

5.2 CALCESTRUZZO E FERRO DI ARMATURA

5.2.1 Approvvigionamento ed accettazione dei materiali

I materiali che si utilizzeranno per la preparazione dei calcestruzzi dovranno rispettare tutte le prescrizioni di cui al Decreto del 17 gennaio 2018 "Aggiornamento delle «Norme tecniche per le costruzioni»" (18A00716) (GU

Serie Generale n.42 del 20-02-2018 - Suppl. Ordinario n. 8) e successive relative circolari esplicative. A richiesta del Direttore dei Lavori, l'Appaltatore dovrà documentare la provenienza dei materiali e sottoporli, a sue spese, alle consuete prove di laboratorio per l'accertamento delle loro caratteristiche tecniche. Tutti i materiali potranno essere messi in opera solo dopo accettazione del Direttore dei Lavori. Egli, esaminati i materiali approvigionati, può rifiutare, prima del loro impiego, quelli che non risultino rispondenti alle prescrizioni contrattuali. I materiali contestati dovranno essere prontamente allontanati dal cantiere. Qualora successivamente si accerti che materiali accettati e posti in opera siano non rispondenti ai requisiti richiesti e/o di cattiva qualità, il Direttore dei Lavori potrà ordinarne la demolizione ed il rifacimento a spese e rischio dell'Appaltatore. Qualora, senza opposizione del Committente, l'Appaltatore, di sua iniziativa, impiegasse materiali migliori o con lavorazione più accurata, non avrà diritto ad aumento dei prezzi rispetto a quelli stabiliti per la categoria di lavoro prescritta. Se invece sia ammessa dal Committente qualche carenza, purché accettabile senza pregiudizio, si applicherà una adeguata riduzione del prezzo.

5.2.2 Cementi

I leganti idraulici da impiegare devono essere conformi alle prescrizioni e definizioni contenute nella normativa. Il dosaggio minimo di cemento per mc di calcestruzzo deve essere determinato in funzione del diametro minimo degli inerti, secondo la Norma UNI 8981, Parte Seconda, sulla durabilità dei calcestruzzo, il tutto come riportato negli elaborati di progetto o secondo le disposizioni impartite dalla D.L.

5.2.3 Classe di resistenza dei calcestruzzi

Tutte le strutture per fondazioni, platee, pozzetti, muri ecc. saranno realizzate con calcestruzzo della classe specificata sugli elaborati progettuali per ogni singola opera e/o indicata dalla D.L.. Da progettazione preliminare, per le strutture di fondazione dovrà essere usato cemento con classe di resistenza C25/30 e C32/40 salvo diverse risultanti conseguenti la progettazione esecutiva. Lo slump sarà costantemente controllato nel corso dei lavori dall'Appaltatore mediante il cono di Abrams e non potrà mai superare i valori prescritti dalla D.L. per ogni classe, mentre detti valori potranno essere ridotti quando sia possibile ed opportuno per migliorare la qualità dei calcestruzzi.

5.2.4 Ghiaia e pietrisco costituenti gli aggregati

Dovranno essere costituiti da elementi lapidei puliti non alterabili dal freddo e dall'acqua. Dovranno essere esenti da polveri, gessi, cloruri, terra, limi, ecc. e dovranno avere forme tondeggianti o a spigoli vivi, comunque non affusolate o piatte. L'appaltatore dovrà provvedere, a richiesta della Direzione Lavori ed a suo onere, al controllo granulometrico mediante i crivelli UNI 2333:1983 e 2334:1943 ed alla stesura delle curve granulometriche eventualmente prescritte. Per il pietrisco vale quanto detto per la ghiaia. La massima dimensione degli aggregati sarà funzione dell'impiego previsto per il calcestruzzo, del diametro delle armature e della loro spaziatura.

5.2.5 Sabbie per calcestruzzo

Dovranno essere costituite da elementi silicei procurati da cave o fiumi, dovranno essere di forma angolosa, dimensioni assortite ed esenti da materiali estranei o aggressivi come per le ghiaie; in particolare dovranno essere esenti da limi, polveri, elementi vegetali od organici. Le sabbie prodotte in mulino potranno essere usate previa accettazione della granulometria da parte del Direttore Lavori. In ogni caso l'Appaltatore dovrà provvedere a suo onere alla formulazione delle granulometrie delle sabbie usate ogni qualvolta la Direzione Lavori ne faccia richiesta; le granulometrie dovranno essere determinate con tele e stacci UNI 2331:1980 ed UNI 2332:1979.

5.2.6 Dosatura dei getti

Il cemento e gli aggregati sono di massima misurati a peso, mentre l'acqua è normalmente misurata a volume. L'Appaltatore dovrà adottare, in accordo con la vigente normativa, un dosaggio di componenti (ghiaia, sabbia, acqua, cemento) tale da garantire le resistenze indicate sui disegni di progetto. Dovrà inoltre garantire che il calcestruzzo possa facilmente essere lavorato e posto in opera, in modo da passare attraverso le armature, circondarle completamente e raggiungere tutti gli angoli delle casseforme. Qualora non espressamente altrove indicato, le dosature si intendono indicativamente così espresse:

- calcestruzzo magro:
 - cemento kg 150
 - sabbia mc 0,4
 - ghiaia mc 0,8
- calcestruzzo normale:
 - cemento kg 250/300
 - sabbia mc 0,4
 - ghiaia mc 0,8
- calcestruzzo grasso:
 - cemento kg 350
 - sabbia mc 0,4
 - ghiaia mc 0,8

dovranno comunque sempre essere raggiunte le caratteristiche e la classe di resistenza previste nei documenti e disegni di progetto. Il rapporto acqua/cemento dovrà essere minore od eguale a 0,5. Qualora venga utilizzato un additivo superfluidificante il rapporto acqua/cemento dovrà essere minore od uguale a 0,45; il dosaggio dovrà essere definito in accordo con le prescrizioni del produttore, con le specifiche condizioni di lavoro e con il grado di lavorabilità richiesto. Come già indicato l'uso di additivi dovrà essere autorizzato dalla Direzione dei Lavori.

5.2.7 Confezione dei calcestruzzi

Dovrà essere eseguita in ottemperanza al d.m. 09/01/1996, ed alle norme tecniche per il cemento armato ordinario. Il calcestruzzo dovrà essere confezionato dall'appaltatore in apposita centrale di betonaggio nel rispetto del d.m. 09/01/1996, delle clausole delle presenti specifiche e nel rispetto delle indicazioni di disegno. È ammesso l'uso di calcestruzzo preconfezionato, con esplicita approvazione della Direzione Lavori e sarà autorizzato l'impiego di cls. preconfezionato presso impianti di betonaggio della zona, purché in detti impianti si seguano le indicazioni di Norma. Sarà cura ed onere dall'Appaltatore fornire alla D.L. idonea certificazione relativa alla composizione dei cls proveniente dalla centrale di betonaggio. Tutte le cautele e le prescrizioni esposte precedentemente dovranno essere applicate anche dal produttore del calcestruzzo preconfezionato. La Direzione Lavori si riserva comunque il diritto, dopo accordi e con il supporto dell'Appaltatore, di accedere agli impianti di preconfezionamento, eseguendo tutti i controlli e gli accertamenti che saranno ritenuti opportuni. La Direzione dei Lavori richiederà comunque documenti comprovanti il dosaggio e la natura dei componenti del calcestruzzo fornito. L'Appaltatore è, comunque, responsabile unico delle dosature dei calcestruzzi e della loro rispondenza per l'ottenimento delle resistenze richieste nei disegni e documenti contrattuali. Gli impianti a mano sono ammessi per piccoli getti non importanti staticamente e previa autorizzazione del Direttore dei Lavori.

5.2.8 Getto del calcestruzzo

Oltre a quanto previsto dalla Normativa vigente, si precisa che il cls sarà posto in opera, appena confezionato, in strati successivi fresco su fresco, possibilmente per tutta la superficie interessante il getto, convenientemente pistonato e vibrato con vibrator meccanici ad immersione e/o percussione, evitando accuratamente la segregazione degli inerti. Non potranno inoltre essere eseguite interruzioni nei getti di cls se non previste nei disegni di progetto ovvero preventivamente concordate con la D.L.. I getti saranno effettuati con l'ausilio di pompa da calcestruzzo a cura e spese dell'Appaltatore, evitando nel contempo la caduta libera dell'impasto da altezze superiori a 1,5 m. Il getto dovrà essere eseguito con cura, steso a tratti di 15/20 cm, opportunamente costipato ed eventualmente vibrato secondo le prescrizioni del Direttore dei Lavori.

Le interruzioni di getto dovranno essere evitate e comunque autorizzate dal Direttore dei Lavori. Le riprese dovranno essere eseguite in modo da trovarsi in zone di momento flettente nullo nelle strutture inflesse ed in modo da essere perpendicolari allo sforzo di compressione nelle strutture verticali. Quando la ripresa avviene contro un getto ancora plastico, si dovrà procedere a previa boiaccatura del getto esistente. Se il getto esistente è in fase di presa, occorre scalpellarlo e mettere a vivo la ghiaia quindi bagnare, applicare uno strato di malta di cemento di 1 - 2 cm e procedere al nuovo getto. Qualora richiesto dalla Direzione Lavori, l'Appaltatore dovrà provvedere all'uso di additivi per la ripresa senza onere per la Committente. Tutte le superfici orizzontali dei getti di cls che rimarranno in vista dovranno essere rifinite e lisciate a frattazzo fine in fase di presa del getto.

È vietato porre in opera conglomerati cementizio a temperatura inferiore a zero gradi centigradi. I getti di cls dovranno essere eseguiti con una tolleranza massima di errore geometrico di $\pm 0,5$ cm; errori superiori dovranno essere eliminati, a cura e spese dell'Appaltatore, solo con le modalità che la D.L. riterrà opportune. Tutti i getti dovranno essere mantenuti convenientemente bagnati durante la prima fase della presa (almeno tre giorni) e

protetti con idonei tessuti inumiditi. Al momento del getto, fermo restando l'obbligo di corrispondere alle caratteristiche della Classe prescritta, il calcestruzzo dovrà avere consistenza tale da permettere una buona lavorabilità e nello stesso tempo da limitare al massimo i fenomeni di ritiro, nel rispetto del rapporto acqua/cemento definito. Le strutture in fase di maturazione dovranno essere protette dal gelo, dal caldo eccessivo e dalle piogge violente; così pure sulle strutture suddette dovrà essere vietato il transito di persone, mezzi o comunque qualsiasi forma di sollecitazione. La maturazione con riscaldamento locale diffuso è ammessa solo previo accordo scritto con la Direzione Lavori.

5.2.9 Prescrizioni esecutive

Nei getti dovranno essere inserite tutte le cassetture, cassette, tubi, ecc. atti a creare i fori, le cavità, i passaggi indicati nei disegni delle strutture e degli impianti tecnologici, come pure dovranno essere messi in opera ferramenta varia (inserti metallici, tirafondi, ecc.) per i collegamenti di pareti e di altri elementi strutturali e/o di finitura. Sono vietati, salvo approvazione della Direzione Lavori, i getti contro terra. Indipendentemente dalle dosature, i getti di calcestruzzo eseguiti dovranno risultare compatti, privi di alveolature, senza affioramento di ferri; i ferri, nonché tutti gli accessori di ripresa (giunti di neoprene, lamierini, ecc.) e tutti gli inserti dovranno risultare correttamente posizionati; tutte le dimensioni dei disegni dovranno essere rispettate ed a tal fine il costruttore dovrà provvedere a tenere anticipatamente in considerazione eventuali assestamenti o movimenti di casseri ed armature. Tutti gli oneri relativi saranno compresi nel costo del calcestruzzo, a meno che esplicito diverso richiamo venga fatto nell'elenco voci del progetto. I getti delle strutture destinate a ricevere una finitura di sola verniciatura dovranno essere realizzati con casseri metallici atti a garantire una superficie del getto la più liscia possibile. Eventuali irregolarità dovranno essere rettificate senza oneri aggiuntivi. Tutte le conseguenze per la mancata esecuzione delle predisposizioni così prescritte negli elaborati progettuali o dalla D.L., saranno a totale carico dell'Appaltatore, sia per quanto riguarda le rotture, i rifacimenti, le demolizioni e le ricostruzioni di opere di spettanza dell'Appaltatore stesso, sia per quanto riguarda le eventuali opere di adattamento di impianti, i ritardi, le forniture aggiuntive di materiali e la maggiore mano d'opera occorrente da parte di fornitori.

5.2.10 I provini

Durante la confezione dei calcestruzzi l'appaltatore dovrà prevedere il prelievo e la conservazione dei provini di calcestruzzo in numero sufficiente secondo le norme e secondo le prescrizioni del Direttore dei Lavori. Per ciò che concerne la normativa di prova di esecuzione, collaudo, conservazione, nonché le pratiche per la denuncia dei cementi armati, valgono tutte le leggi vigenti e quelle che venissero promulgate in corso d'opera. Dovranno inoltre essere eseguiti provini sulle barre di armatura, secondo le prescrizioni contenute nella normativa vigente e le indicazioni della D.L. Gli oneri relativi al prelievo, maturazione e certificazione dei provini sono a carico dell'impresa esecutrice dei lavori.

5.2.11 Vibrazione

Le norme ed i tipi di vibrazione dovranno essere approvati dal Direttore dei Lavori sempre restando l'appaltatore stesso responsabile della vibrazione e di tutte le operazioni relative al getto, L'onere delle eventuali vibrazioni è sempre considerato incluso nel prezzo del getto.

5.2.12 Condizioni climatiche

Sono vietati i getti con temperatura sotto zero e con prevedibile discesa sotto lo zero. Fino a temperatura -5°C il Direttore dei lavori, d'accordo con l'impresa, sarà arbitro di autorizzare i getti previa sua approvazione degli additivi e delle precauzioni da adottare, sempre restando l'appaltatore responsabile dell'opera eseguita; conseguentemente il Direttore dei Lavori è autorizzato ad ordinare all'appaltatore di eseguire a proprio onere (dell'appaltatore) la demolizione dei getti soggetti a breve termine a temperatura eccessivamente bassa e non prevista. I getti con temperatura superiore a 32 °C dovranno essere autorizzati dalla Direzione Lavori. L'Appaltatore è obbligato all'innaffiamento costante dei getti in fase di maturazione per un minimo di 8 giorni e/o nei casi di getti massicci secondo indicazioni della Direzione Lavori.

5.2.13 Ferro di armatura

Per le strutture in c.a. dovrà utilizzarsi acciaio B450C. L'Appaltatore dovrà documentare la provenienza dei materiali e sottoporli, a sue spese, alle consuete prove di laboratorio per l'accertamento delle loro caratteristiche tecniche. Il prelievo di spezzoni di barre da sottoporre agli accertamenti sulle caratteristiche fisico-chimiche avverrà secondo le indicazioni della D.L.; detti spezzoni verranno inviati ad un Laboratorio Ufficiale di analisi a cura e spese dell'Appaltatore al quale spetteranno anche gli oneri relativi alle prove stesse. Tutti i materiali potranno essere messi in opera solo dopo accettazione del Direttore dei Lavori. Il Direttore dei Lavori, esaminati i materiali approvvigionati, può rifiutare, prima del loro impiego, quelli che non risultino rispondenti alle prescrizioni contrattuali. I materiali contestati dovranno essere prontamente allontanati dal cantiere. Qualora successivamente si accerti che materiali accettati e posti in opera siano non rispondenti ai requisiti richiesti e/o di cattiva qualità, il Direttore dei Lavori potrà ordinarne la demolizione ed il rifacimento a spese e rischio dell'Appaltatore. Qualora, senza opposizione del Committente, l'Appaltatore, di sua iniziativa, impiegasse materiali migliori o con lavorazione più accurata, non avrà diritto ad aumento dei prezzi rispetto a quelli stabiliti per la categoria di lavoro prescritta. Se invece sia ammessa dal Committente qualche carenza, purché accettabile senza pregiudizio, si applicherà una adeguata riduzione del prezzo. Gli acciai impiegati, tondi, nervati, in cavo o fili, in rete elettrosaldata dovranno essere conformi alle N.T.C. 2008 e 2018 e successive circolari esplicative. Dovranno inoltre essere conformi, come materiale ed assieme, a quanto indicato nei disegni. Tutte le armature dovranno essere classificate in base al tipo, alla qualità ed al lotto di provenienza dell'acciaio e dovranno essere corredate dai certificati prescritti dalle leggi e norme vigenti. La sagomatura delle barre deve essere effettuata meccanicamente a mezzo di mandrini o con ogni altro procedimento che permetta di ottenere i raggi di curvatura stabiliti dal progetto esecutivo, evitando accentuazioni locali della curvatura stessa. È vietata la piegatura a caldo. È obbligatorio il posizionamento di distanziatori in plastica per evitare l'affioramento della armatura sulle superfici dei getti. È obbligatoria la pulizia delle armature da grassi, oli, terra, polvere, scaglie di ruggine, incrostazioni di calcestruzzo provenienti da getti precedenti. È vietato

effettuare giunzioni nelle armature delle travi salvo quando indicato dai disegni o autorizzato dalla Direzione Lavori, sentito il parere del progettista. Le saldature di barre d'armatura dovranno essere autorizzate dalla Direzione Lavori e dovranno essere oggetto di una nota scritta di prescrizione delle modalità di esecuzione. Le giunzioni potranno essere effettuate mediante manicotti. Questi potranno essere sia del tipo "a pressare" che del tipo filettato, purché certificati da opportuna documentazione e verificati mediante l'esecuzione di tre provini di giunzione per ogni diametro da giuntare. Per le giunzioni pressate i provini dovranno essere eseguiti in cantiere, con la attrezzatura prevista per le normali operazioni e possibilmente dallo stesso addetto che opererà le giunzioni effettive. La distanza delle armature dalle pareti dovrà rispettare le norme relative al calcestruzzo armato ordinario. Le legature, i supporti ed i distanziatori devono sopportare tutte le azioni che si generano durante le operazioni di getto e costipamento, garantendo che le armature restino nelle posizioni volute.

5.2.14 Ancoraggi

Per la predisposizione di ciascun plinto in cemento armato di fondazione degli aerogeneratori si inserirà, nel relativo getto di calcestruzzo, una struttura di interfaccia in carpenteria metallica munita di flange di ancoraggio, di piastre in acciaio al fine di garantirne il corretto posizionamento. Per la predisposizione delle strutture edili in genere al successivo montaggio di componenti impiantistici vari, verranno inseriti nelle stesse piastre in acciaio di ogni tipo e dimensione, tirafondi con o senza flange, inserti scatolari ed altri manufatti metallici.



Comune di Nuoro
Provincia di Nuoro - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO
"INTERMONTES" NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NUORO**

Progetto definitivo



ALLEGATI



Comune di Nuoro
Provincia di Nuoro - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO
"INTERMONTES" NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NUORO**

Progetto definitivo



ALLEGATO 1

– Scheda tecnica SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155

Developer Package

SG 6.0-155



Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2294354/019	Approved	2021-01-31	en-US

Original or translation of

Original

File name

D2294354_019-SG 6.0-155 Developer Package.docx/.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 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.

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 6.0-155 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

Application of the Developer Package.....	2
1. Introduction	4
2. Technical Description	5
3. Technical specifications	7
4. Nacelle Arrangement	8
5. Nacelle dimensions and weights	9
6. Elevation Drawing	10
7. Blade Drawing	12
8. Tower Dimensions	13
9. Design Climatic Conditions.....	14
10. Flexible Rating Specifications.....	16
13. Standard Acoustic Emission, Rev. 0. Mode AM 0.....	28
14. Electrical Specifications	29
15. Transformer Specifications ECO 30 kV*	30
16. Switchgear Specifications.....	30
17. Grid Performance Specifications – 50 Hz.....	35
18. Grid Performance Specifications – 60 Hz.....	38
19. Reactive Power Capability – 50 & 60 Hz.....	42
20. SCADA System Description	47
21. Codes and Standards	50
22. Other Performance Features	53
23. Ice Detection System	54

1. Introduction

The SG 6.0-155 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 76m blade and an extensive tower portfolio including hub heights such as 90 m and 165 m, the SG 6.0-155 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

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.

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.

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.

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.

Main Shaft

The low speed main shaft is forged 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.

Main Bearings

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

Gearbox

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

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.

Mechanical Brake

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

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.

Nacelle Cover

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

Tower

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

Controller

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

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.

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.

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.

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	155 m
Swept area	18,869 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade

Type	Self-supporting
Blade length	76 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic) Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface gloss	Light grey, RAL 7035 or
Surface color	White, RAL 9018

Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover

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

Generator

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

Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power	6.0MW/6.6 MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz

Yaw System

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

Controller

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

Tower

Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	90m 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	11.6 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	27 m/s
Restart wind speed	24 m/s

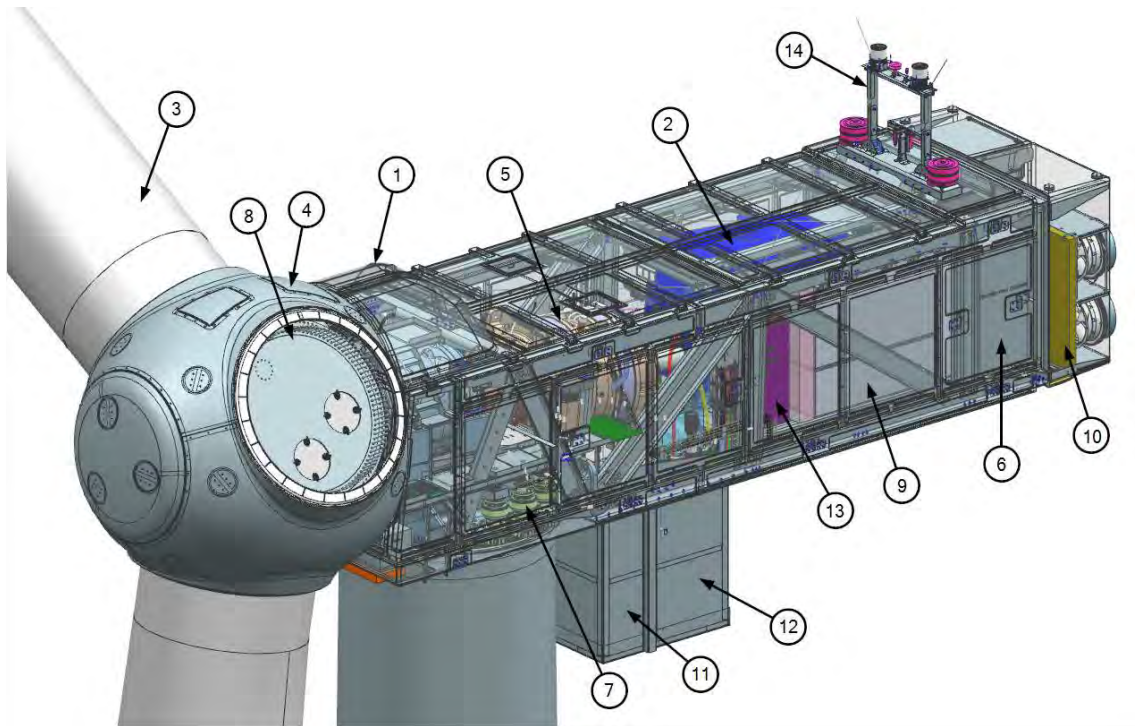
Weight

Modular approach	Different modules depending on restriction
------------------------	---

4. Nacelle Arrangement

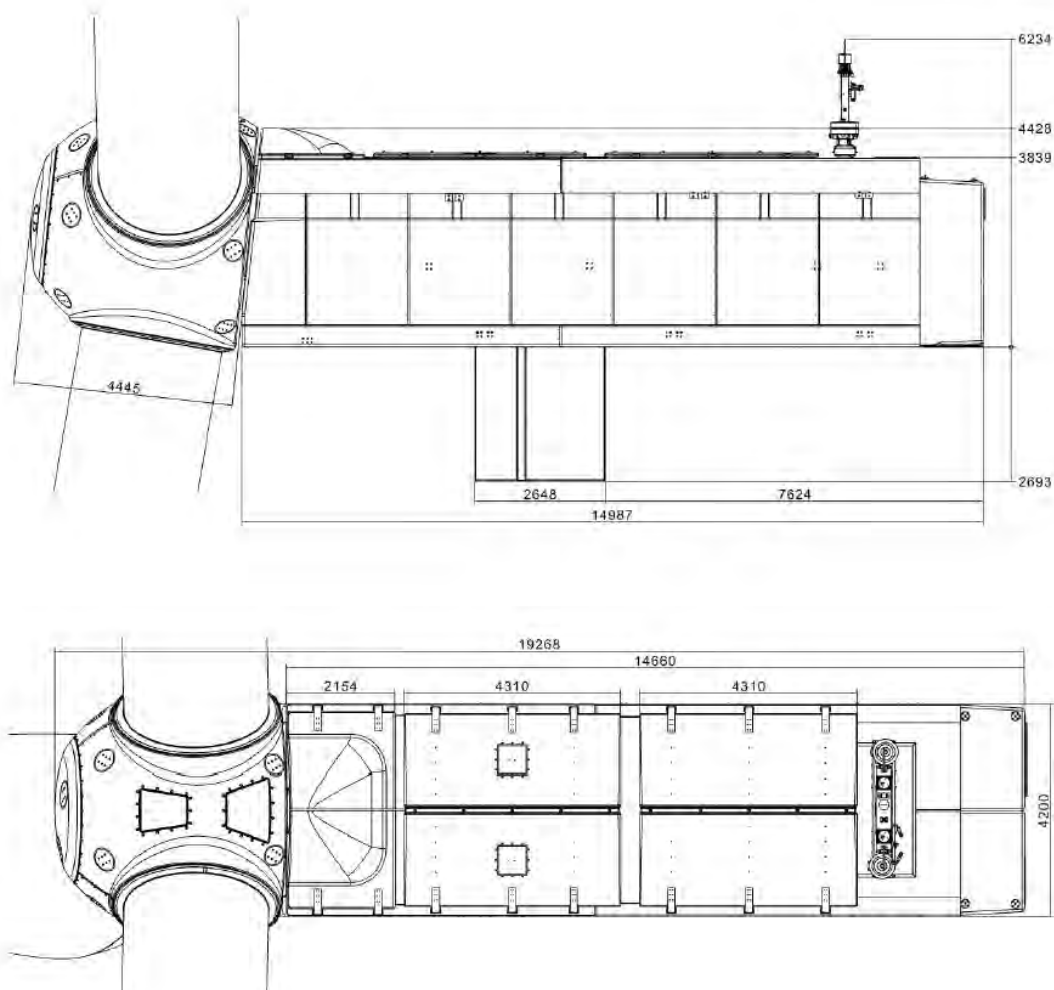
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

Item	Description	Item	Description
1	Canopy	7	Yaw gear
2	Generator	8	Blade bearing
3	Blades	9	Converter
4	Spinner/hub	10	Cooling
5	Gearbox	11	Transformer
6	Control panel	12	Stator cabinet.
		13	Front Control Cabinet
		14	Aviation structure



5. Nacelle dimensions and weights

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

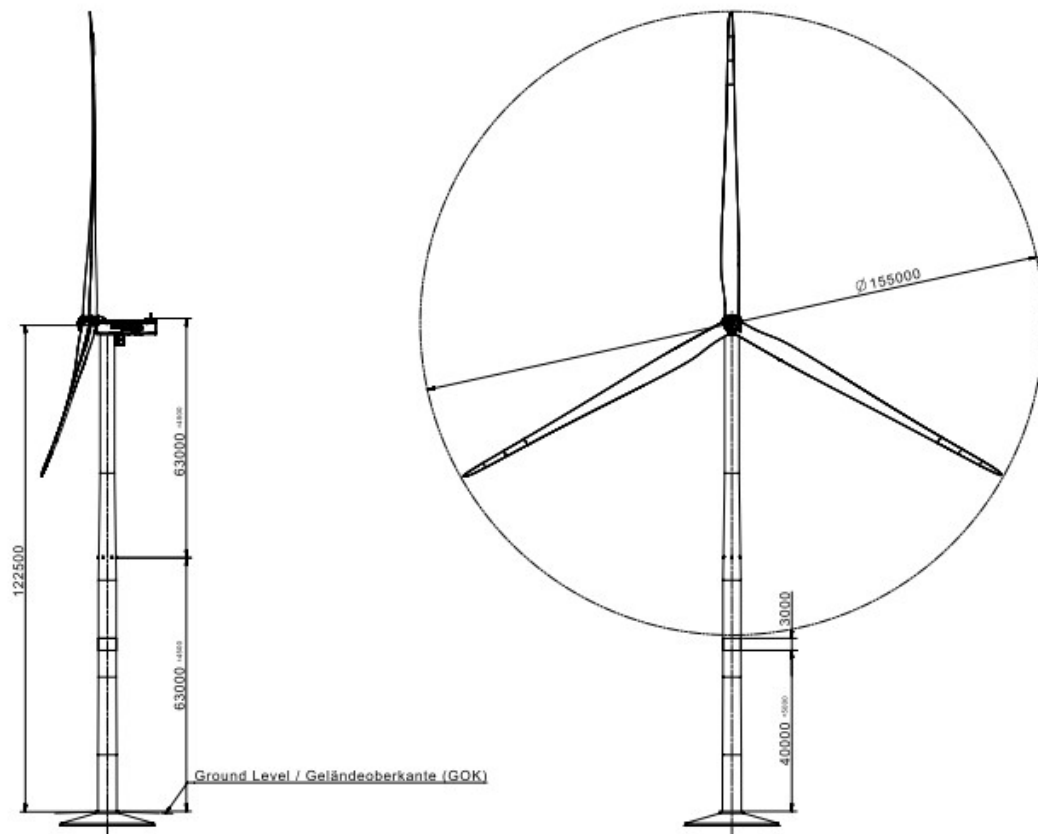


Several modularized solutions are designed to optimize nacelle and hub transportation, subject to project specific conditions.

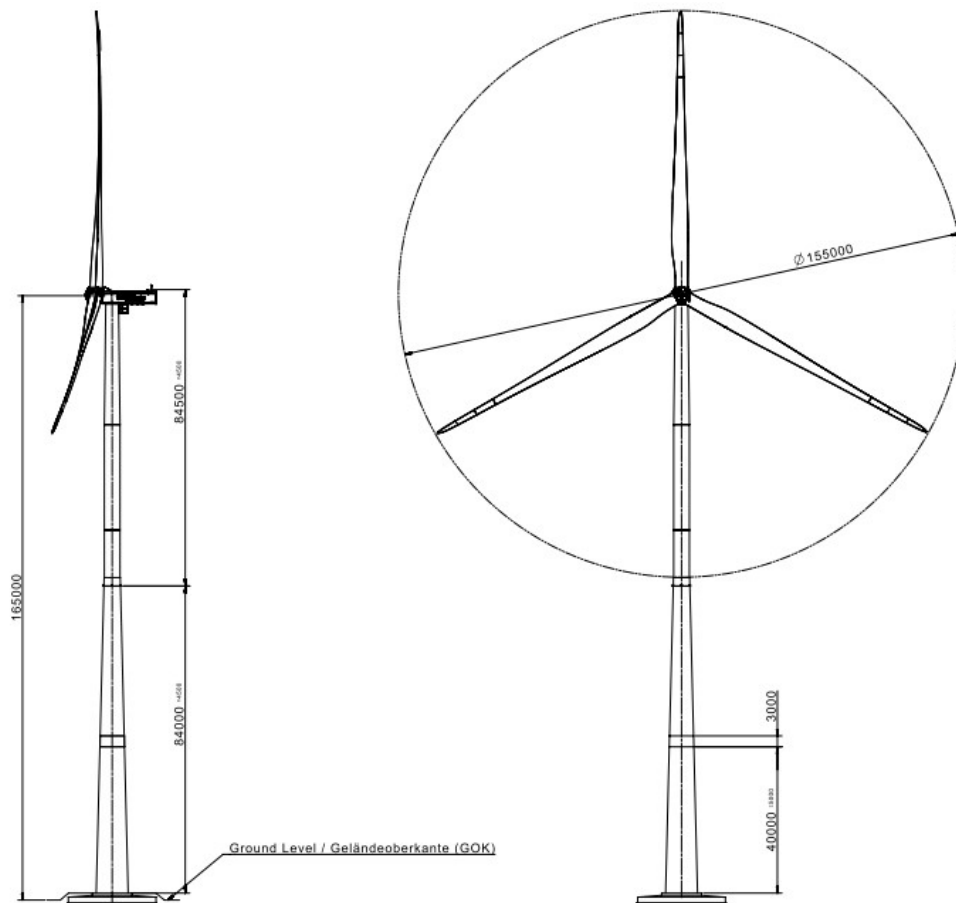
- 3 modules (heaviest module <95t): Hub, nacelle, drive train
- 4 modules (heaviest module <79t): Hub, nacelle, drive train, transformer
- 6 modules (heaviest module <62t): Hub, nacelle, gearbox, main shaft, transformer and generator

6. Elevation Drawing

6.1. SG 6.0-155 122.5 m



6.2. SG 6.0-155 165 m



7. Blade Drawing



Dimensions in millimeter

8. Tower Dimensions

The SG 6.0-155 is offered with an extensive tower portfolio as listed below in addition to the possibility of developing towers on site specific basis.

Turbine	Height (m)	Wind Class	Tower Technology
SG 6.0 155	90	IIA	Tubular
SG 6.0 155	102.5	IIA	Tubular
SG 6.0 155	102.5	IIIA	Tubular
SG 6.0 155	107.5	IIA	Tubular
SG 6.0 155	113.5	IIA	Tubular
SG 6.0 155	120.5	IIIA	Tubular
SG 6.0 155	122.5	IIA	Tubular
SG 6.0 155	122.5	IIIA	Tubular
SG 6.0 155	165	IIIA	Hybrid

Different tower designs comply with different logistics restrictions. Please check with local Siemens Gamesa representative for more details on the tower of your interest.

Further tower dimensions details will be available in the following document: D2097610
 Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

8.1. Foundation estimated designs and foundation loads

Detailed information about foundation loads will be available upon request.

9. Design Climatic Conditions

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

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	-	IIA	IIB
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	8.5	8.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	9.59	9.59
	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	7.5	7.5
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5	5
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions		IEC 61400-1	
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225	
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	42.5	
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5	
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11	
	2.6	Storm turbulence	-	N/A	
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1	
	3.2	Minimum temperature, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30	

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

Subject	ID	Issue	Unit	Value
	3.3	Minimum temperature, operation, $T_{\min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature, operation, $T_{\max, o}$	Deg.C	40 ²
	3.5	Maximum temperature, 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)	-	C3-H
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3-H
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC 61400-24:2010
	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. Precipitation³	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

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 The specified maximum precipitation considers standard Leading Edge Protection.

10. Flexible Rating Specifications

The SG 6.0-155 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 Modes⁴.

10.1. 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. The SG 6.0-155 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating. These new modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 but with decreased power rating and improved 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 6.0-155 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC IIA for 20 year lifetime as well as IEC IIB for 25 year lifetime. All other Application Modes may be analysed for more demanding site conditions.

10.1.1. List of Application Modes

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 ⁵
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.0-155	AM 0	6.6	105.0	D2075721	D2311677	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	20°C
SG 6.0-155	AM-1	6.5	105.0	D2354395	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	23°C
SG 6.0-155	AM-2	6.4	105.0	D2354431	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	25°C
SG 6.0-155	AM-3	6.3	105.0	D2354439	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	28°C
SG 6.0-155	AM-4	6.2	105.0	D2354491	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	30°C
SG 6.0-155	AM-5	6.1	105.0	D2354488	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	33°C
SG 6.0-155	AM-6	6.0	105.0	D2075725	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	35°C
SG 6.0-155	AM-7	5.8	105.0	D2354517	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	38°C
SG 6.0-155	AM-8	5.6	105.0	D2356422	D2359800	0.9	[0.95,1.12] U _n	±3% F _n	40°C

⁴ 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 Ride Through and Reactive Power Capability Document for more information

⁵ Please Refer to "High Temperature Ride Through" for more details'

10.2. 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 controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, 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.

The activation of NRS modes depend on the tower type selection. This information can be provided upon request.

10.2.1. List of NRS Modes

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁶
SG 6.0-155	N1	6.30	104.0	D2314777	D2359800	20°C
SG 6.0-155	N2	6.10	103.5	D2314778	D2359800	20°C
SG 6.0-155	N3	5.24	102.0	D2314779	D2359800	20°C
SG 6.0-155	N4	5.12	101.0	D2314780	D2359800	20°C
SG 6.0-155	N5	4.87	100	D2314781	D2359800	20 °C
SG 6.0-155	N6	4.52	99.0	D2314783	D2359800	20 °C
SG 6.0-155	N7	3.50	98.0	D2373456	D2379747	20 °C
SG 6.0-155	N8	2.97	97.0	D2373458	D2379748	20 C

⁶ Please Refer to High Temperature Ride Through Specification⁶ for more details'

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

11.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

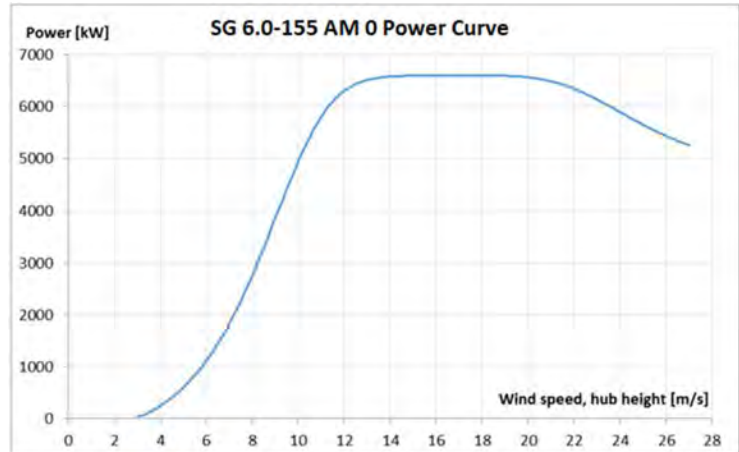
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

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

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 Flexible Rating Specification (D2315786).

SG 6.0-155 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	47
3.5	126
4.0	252
4.5	415
5.0	613
5.5	848
6.0	1128
6.5	1457
7.0	1840
7.5	2281
8.0	2775
8.5	3312
9.0	3868
9.5	4421
10.0	4948
10.5	5421
11.0	5812
11.5	6106
12.0	6309
12.5	6438
13.0	6513
13.5	6555
14.0	6578
14.5	6589
15.0	6595
15.5	6597
16.0	6599
16.5	6599
17.0	6600
17.5	6600
18.0	6599



18.5	6597
19.0	6592
19.5	6581
20.0	6562
20.5	6531
21.0	6486
21.5	6423
22.0	6342
22.5	6246
23.0	6137
23.5	6018
24.0	5894
24.5	5770
25.0	5652
25.5	5537
26.0	5434
26.5	5342
27.0	5262

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.

<i>AEP [MWh]</i>		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
<i>Weibull K</i>	1.5	11262	13601	15888	18077	20135	22040	23778	25342	26731	27947	28996
	2.0	9838	12499	15234	17956	20603	23129	25503	27707	29729	31559	33194
	2.5	8624	11355	14296	17337	20376	23333	26150	28789	31232	33468	35497

Annual Production [MWh] SG 6.0-155 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

11.2. 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]

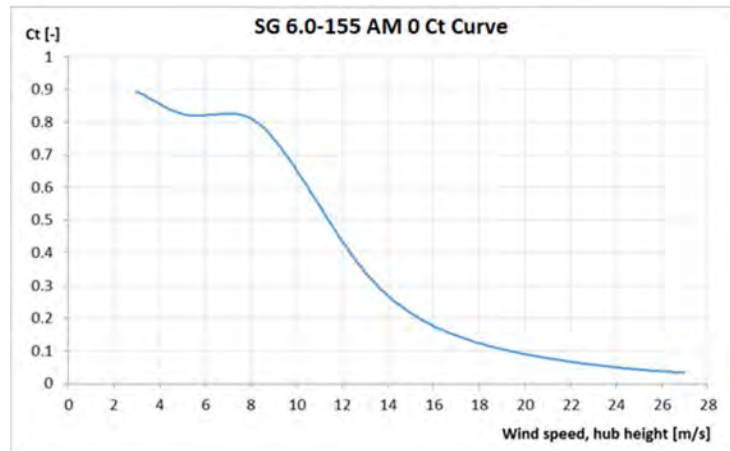
ρ = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode - AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2315786).

SG 6.0-155 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.894
3.5	0.876
4.0	0.856
4.5	0.838
5.0	0.825
5.5	0.820
6.0	0.821
6.5	0.824
7.0	0.825
7.5	0.823
8.0	0.812
8.5	0.787
9.0	0.750
9.5	0.704
10.0	0.653
10.5	0.600
11.0	0.545
11.5	0.489
12.0	0.436
12.5	0.386
13.0	0.342
13.5	0.303
14.0	0.269
14.5	0.240
15.0	0.216
15.5	0.195
16.0	0.176
16.5	0.161
17.0	0.147
17.5	0.134
18.0	0.123
18.5	0.114
19.0	0.105
19.5	0.097
20.0	0.090
20.5	0.084
21.0	0.078
21.5	0.072
22.0	0.067
22.5	0.062
23.0	0.058
23.5	0.053
24.0	0.049
24.5	0.046
25.0	0.043
25.5	0.040
26.0	0.037
26.5	0.035
27.0	0.033



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

12.1. 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 curves do not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2315786)

SG 6.0-155 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	47	34	37	39	41	43	45	48	50
3.5	126	99	104	109	114	118	123	129	134
4.0	252	206	214	222	231	239	248	256	265
4.5	415	346	358	371	383	396	408	421	434
5.0	613	517	534	552	569	586	604	621	639
5.5	848	721	744	767	790	814	837	860	883
6.0	1128	963	993	1023	1053	1083	1113	1142	1172
6.5	1457	1248	1286	1324	1362	1400	1438	1476	1514
7.0	1840	1580	1627	1675	1722	1769	1817	1864	1911
7.5	2281	1962	2020	2078	2136	2194	2252	2310	2368
8.0	2775	2391	2461	2531	2601	2671	2741	2810	2880
8.5	3312	2856	2939	3022	3105	3188	3270	3353	3435
9.0	3868	3341	3437	3533	3629	3725	3820	3915	4010
9.5	4421	3826	3936	4045	4153	4261	4368	4474	4579
10.0	4948	4302	4423	4543	4662	4779	4893	5003	5111
10.5	5421	4759	4889	5015	5137	5255	5367	5473	5573
11.0	5812	5187	5317	5441	5558	5666	5765	5856	5939
11.5	6106	5569	5690	5800	5901	5991	6071	6140	6202
12.0	6309	5887	5990	6080	6159	6227	6284	6333	6375
12.5	6438	6134	6213	6281	6337	6384	6422	6453	6479
13.0	6513	6311	6367	6413	6451	6480	6504	6522	6537
13.5	6555	6428	6466	6495	6518	6536	6550	6560	6569
14.0	6578	6502	6526	6543	6557	6567	6575	6580	6585
14.5	6589	6546	6560	6570	6578	6583	6587	6590	6593
15.0	6595	6571	6579	6585	6589	6592	6594	6595	6597
15.5	6597	6585	6589	6592	6594	6596	6597	6598	6598
16.0	6599	6592	6594	6596	6597	6598	6599	6599	6599
16.5	6599	6596	6597	6598	6599	6599	6599	6600	6600
17.0	6600	6598	6599	6599	6599	6600	6600	6600	6600
17.5	6600	6599	6599	6599	6599	6600	6600	6600	6600
18.0	6599	6598	6599	6599	6599	6599	6599	6599	6599
18.5	6597	6597	6597	6597	6597	6597	6597	6597	6597
19.0	6592	6592	6592	6592	6592	6592	6592	6592	6592
19.5	6581	6581	6581	6581	6581	6581	6581	6581	6581
20.0	6562	6562	6562	6562	6562	6562	6562	6562	6562
20.5	6531	6531	6531	6531	6531	6531	6531	6531	6531
21.0	6486	6486	6486	6486	6486	6486	6486	6486	6486
21.5	6423	6423	6423	6423	6423	6423	6423	6423	6423
22.0	6342	6342	6342	6342	6342	6342	6342	6342	6342
22.5	6246	6246	6246	6246	6246	6246	6246	6246	6246
23.0	6137	6137	6137	6137	6137	6137	6137	6137	6137
23.5	6018	6018	6018	6018	6018	6018	6018	6018	6018
24.0	5894	5894	5894	5894	5894	5894	5894	5894	5894
24.5	5770	5770	5770	5770	5770	5770	5770	5770	5770
25.0	5652	5652	5652	5652	5652	5652	5652	5652	5652
25.5	5537	5537	5537	5537	5537	5537	5537	5537	5537
26.0	5434	5434	5434	5434	5434	5434	5434	5434	5434
26.5	5342	5342	5342	5342	5342	5342	5342	5342	5342
27.0	5262	5262	5262	5262	5262	5262	5262	5262	5262

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										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Density [kg/m³]	1.225	9838	12499	15234	17956	20603	23129	25503	27707	29729	31559	33194
	1.06	8546	10956	13476	16030	18555	21001	23334	25527	27562	29424	31106
	1.09	8787	11247	13811	16401	18952	21418	23762	25960	27994	29853	31527
	1.12	9025	11533	14139	16762	19339	21821	24174	26376	28409	30262	31928
	1.15	9261	11815	14460	17115	19714	22211	24572	26776	28807	30654	32312
	1.18	9494	12092	14775	17458	20078	22588	24955	27160	29187	31028	32677
	1.21	9724	12365	15082	17792	20431	22951	25324	27529	29552	31386	33026
	1.24	9951	12633	15383	18118	20773	23303	25680	27883	29902	31729	33359
	1.27	10176	12896	15678	18436	21107	23645	26024	28226	30240	32059	33680

Annual Production [MWh] SG 6.0-155 Rev 0, 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=2.0.

12.2. 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 [°]	$-2^{\circ} \leq \beta \leq +2^{\circ}$
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:

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

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 Flexible Rating Specification (D2315786).

SG 6.0-155 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	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894
3.5	0.876	0.876	0.876	0.876	0.876	0.876	0.876	0.876	0.876
4.0	0.856	0.856	0.856	0.856	0.856	0.856	0.856	0.856	0.856
4.5	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838
5.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
5.5	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
6.0	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821

6.5	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
7.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
7.5	0.823	0.823	0.823	0.823	0.823	0.823	0.823	0.823	0.823
8.0	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
8.5	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787
9.0	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750	0.750
9.5	0.704	0.705	0.705	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.703
10.0	0.653	0.656	0.656	0.656	0.656	0.655	0.654	0.652	0.651
10.5	0.600	0.609	0.608	0.607	0.606	0.604	0.601	0.598	0.595
11.0	0.545	0.562	0.561	0.558	0.555	0.552	0.547	0.542	0.537
11.5	0.489	0.517	0.514	0.510	0.505	0.499	0.493	0.486	0.479
12.0	0.436	0.472	0.467	0.461	0.455	0.447	0.440	0.432	0.424
12.5	0.386	0.428	0.422	0.414	0.407	0.398	0.390	0.382	0.374
13.0	0.342	0.386	0.378	0.370	0.362	0.354	0.346	0.337	0.330
13.5	0.303	0.347	0.339	0.330	0.322	0.314	0.306	0.299	0.292
14.0	0.269	0.311	0.303	0.295	0.287	0.280	0.273	0.266	0.259
14.5	0.240	0.279	0.271	0.264	0.257	0.250	0.244	0.237	0.232
15.0	0.216	0.250	0.243	0.237	0.230	0.224	0.219	0.213	0.208
15.5	0.195	0.226	0.220	0.213	0.208	0.202	0.197	0.192	0.188
16.0	0.176	0.204	0.199	0.193	0.188	0.183	0.179	0.174	0.170
16.5	0.161	0.186	0.181	0.176	0.171	0.167	0.162	0.159	0.155
17.0	0.147	0.169	0.165	0.160	0.156	0.152	0.148	0.145	0.141
17.5	0.134	0.155	0.151	0.147	0.143	0.139	0.136	0.133	0.130
18.0	0.123	0.142	0.138	0.135	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119
18.5	0.114	0.131	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113	0.110
19.0	0.105	0.121	0.118	0.115	0.112	0.109	0.106	0.104	0.102
19.5	0.097	0.112	0.109	0.106	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094
20.0	0.090	0.104	0.101	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089	0.087
20.5	0.084	0.096	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081
21.0	0.078	0.089	0.087	0.085	0.082	0.081	0.079	0.077	0.075
21.5	0.072	0.083	0.080	0.078	0.077	0.075	0.073	0.071	0.070
22.0	0.067	0.076	0.074	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065
22.5	0.062	0.071	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060
23.0	0.058	0.065	0.064	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056
23.5	0.053	0.061	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052
24.0	0.049	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
24.5	0.046	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
25.0	0.043	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041
25.5	0.040	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039
26.0	0.037	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036
26.5	0.035	0.040	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034
27.0	0.033	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032

13. 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	94.8	98.8	102.1	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0

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

Wind speed [m/s]	6	8
AM 0	88.6	92.8

Table 2: Acoustic emission, $L_{WA}[dB(A)$ re 1 pW](10 Hz to 160 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 SCADA system 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 (D2315786).

14. Electrical Specifications

Nominal output and grid conditions

Nominal power	6600 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	6750 kW @20°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
----------------------	--------------------

Simplified Single Line Diagram

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

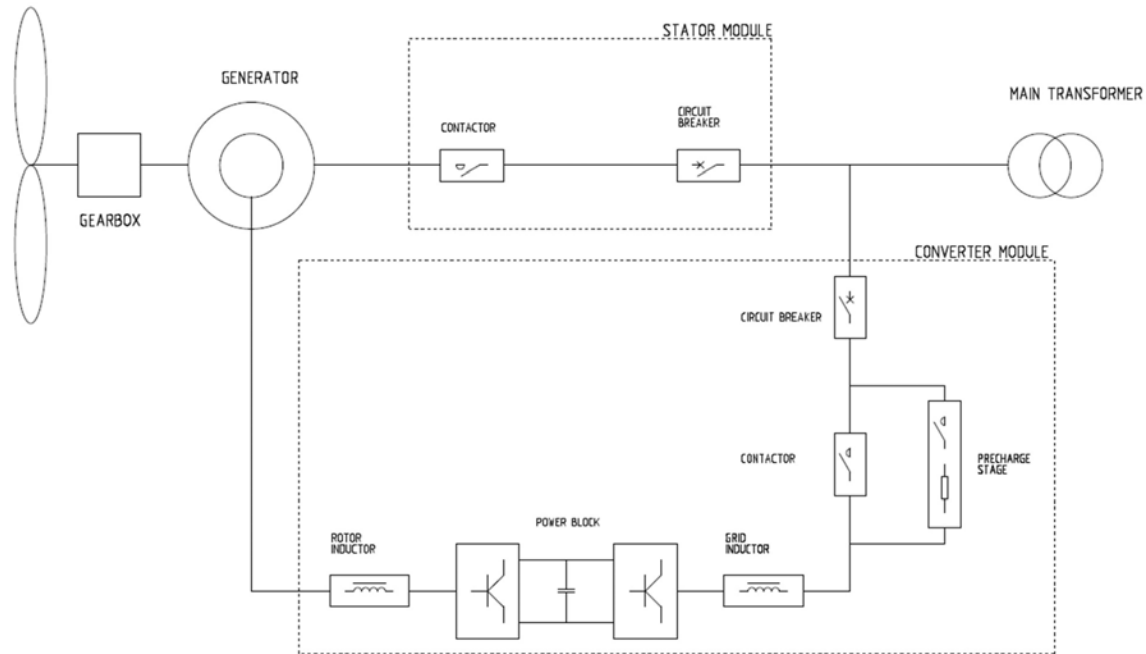
UPS Controller system	Online UPS, Li battery
Back-up time	1 min
Back-up time Scada	Depend on configuration

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



15. Transformer Specifications ECO 30 kV*

Transformer

Type	Liquid filled
Max Current	7.11 kA + harmonics at nominal voltage $\pm 10\%$
Nominal voltage	30/0.69 kV
Frequency	50 Hz
Impedance voltage	9.5% $\pm 8.3\%$ at ref. 6.5 MVA
Tap changer.....	$\pm 2 \times 2.5\%$ (optional)
Loss ($P_0 / P_{k75^\circ C}$)	4.77/84.24 kW
Vector group	Dyn11
Standard.....	IEC 60076
	ECO Design Directive

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
------------------	---

16. 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 below the tower structure. 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.

Optionally, the switchgear can be delivered with surge arresters installed in between the switchgear and wind turbine transformer on the outgoing bushings of the circuit breaker feeder.

16.1. Technical Data for Switchgear

Switchgear		Circuit breaker feeder	
Make	TBD	Rated current, Cubicle	630 A
Type	TBD	Rated current circuit breaker	630 A
Rated voltage	20-40,5(Um) kV	Short time withstand current	20 kA/1s
Operating voltage	20-40,5(Um) kV	Short circuit making current	50 kA/1s
Rated current	630 A	Short circuit breaking current	20 kA/1s
Short time withstand current	20 kA/1s	Three position switch	Closed, open, earthed
Peak withstand current	50 kA	Switch mechanism	Spring operated
Power frequency withstand voltage	70 kV	Tripping mechanism	Stored energy
Lightning withstand voltage	170 kV	Control	Local
Insulating medium	SF ₆	Coil for external trip	230V AC
Switching medium	Vacuum	Voltage detection system	Capacitive
Consist of	2/3/4 panels		
Grid cable feeder	Cable riser or line cubicle		
Circuit breaker feeder	Circuit breaker	Protection	
Degree of protection, vessel	IP65	Over-current relay	Self-powered
		Functions	50/51 50N/51N
		Power supply	Integrated CT supply
Internal arc classification IAC:	A FL 20 kA 1s	Interface- MV Cables	
Pressure relief	Downwards	Grid cable feeder	630 A bushings type C M16 Max 2 feeder cables
Standard	IEC 62271	Cable entry	From bottom
Temperature range	-25°C to +45°C	Cable clamp size (cable outer diameter) **	26 - 38mm 36 - 52mm 50 - 75mm
Grid cable feeder (line cubicle)		Circuit breaker feeder	630 A bushings type C M16 From bottom
Rated current, Cubicle	630 A	Interface to turbine control	
Rated current, load breaker	630 A	Breaker status	
Short time withstand current	20 kA/1s	SF6 supervision	1 NO contact
Short circuit making current	50 kA/1s	External trip	1 NO contact
Three position switch	Closed, open, earthed		
Switch mechanism	Spring operated		
Control	Local		
Voltage detection system	Capacitive		

*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

16.2. Switchgear Configurations

Find onwards the possible optional configuration of each of the parameters determining HV SWITCHGEAR.

The default options of a basic switchgear are highlighted **[bold and underlined]**, different features must be requested for evaluation and approbation by SGRE:

FREQUENCY

- Switchgears working Frequency (50Hz/60Hz)

SWITCH GEAR VOLTAGE

- Switchgear insulation voltage.

The normalized value shall be immediately greater than 1.1 times the nominal operating voltage of the MT network.

CURRENT RATING (In) - [630A]

- Switchgears Current Rating.

CURRENT SHORT CIRCUIT (Icc) - [20 kA]

- Switchgear short circuit current.

- 25kA as option.

It will be the normalized value immediately superior to the maximum short circuit intensity that is given in the short circuit study.

SWITCHGEAR TYPE - [Options including 0L cubicles shall be selected in the lack of specific information] [0L-1A and 0L-1A-1L cubicles]

- This will indicate the type of switchgear in this wind turbine (0L+1A, 0L+1L+1A, ...).

- Other configurations are available according to the HV network SLD (1L+1A, 2L+1A...).

CUSTOM CHARACTERISTIC

Additional characteristic different from those indicated in this chapter are considered. The characteristics should be specified for previous evaluation and approbation by SGRE.

NACELLE ALTITUDE - [0-1000m]

Bearing in mind this value, select the right range among the available values.

This information must be sent to the HV switchgear manufacturer.

SWITCHGEAR INTERLOCKS - [KEYS RINGED UP]

This will indicate the type of keys in the switchgear interlocks.

- KEY RINGED UP → The interlocking between switchgears is done by ringed keys.

- EXACTLY THE SAME KEYS → There is only one key that opens the interlocked locks, therefore no keys are ringed. (For France or by specific requirement)

ISOLATED OR COMPENSATED NEUTRAL SYSTEM - [NO]

Default selection [NO] will indicate the neutral system is directly grounded.

[YES] will indicate isolated or compensated neutral systems that requires SLD of the substation for verification, or directly asking the customer to be able to calculate the settings of functions 59N and 67N. (It is common in Northern Europe countries)

TEMPERATURE SWITCH GEAR - [-25°C >> +40°C]

- Standard temperature [-25°C >> +40°C]

- Low Temperature [-30°C >> +40°C]

CORROSION SWITCHGEAR - [C3]

- C3 → standard protection.

- C5M-H/C4H → High corrosion protection.

SWITCHGEAR FAULT DETECTOR - [NO]

This will indicate if switchgear has fault detector. The fault detector system detects a fault current in the 0L (or 1LU) cubicles, this system will active an indicator.

SWITCHGEAR KEY EXCHANGE BOX - [NO]

This will indicate if switchgear has key exchange box to interlock the substation switchgears with the header switchgear of each circuit.

There must be as many key exchange boxes as substation line switchgears:

- 2+2 → When a substation switchgear is connected to a single circuit of the MT network
- 3+3 → When a substation switchgears is connected to two circuits of the MT network

SWITCHGEAR REMOTE PENDANT – [NO]

- This will indicate if switchgear has remote control to operate the circuit breaker.

SWITCHGEAR MONITORIZATION - [NO]

Optionally monitorization of switchgear is available for sharing some signals of switchgears (circuit breaker position, disconnecter position...).

SWITCHGEAR MOTORIZATION 1A - [NO]

Indicates if circuit breaker panels have motor and which ones carry it.

- 1AW → Only those circuit breakers that act as a transformer protection position are motor driven.
- 1AS → Only those circuit breakers that act as the protection position of a circuit or a complete branch have a motor
- ALL → All circuit breakers in the switchgear have a motor.

SWITCHGEAR MOTORIZATION 1L - [NO]

Indicates if switch-disconnectors panels have motor and which ones carry it.

- 1LU → Only those disconnectors that act as the arrival position from the substation or an upstream wind turbine are motorized.
- 1LD → Only those disconnectors that act as an exit position to a wind turbine located downstream are motorized.
- ALL → All switchgear disconnectors have motor.

SWITCHGEAR SEQUENTIAL CONNECTION - [NO]

It indicates if it has a sequential connection and if it is carried out by what type of panel it will be carried out:

- 1L
- 1A → default option

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

17. Grid Performance Specifications – 50 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine. 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. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network’s compatibility.

17.1. 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.

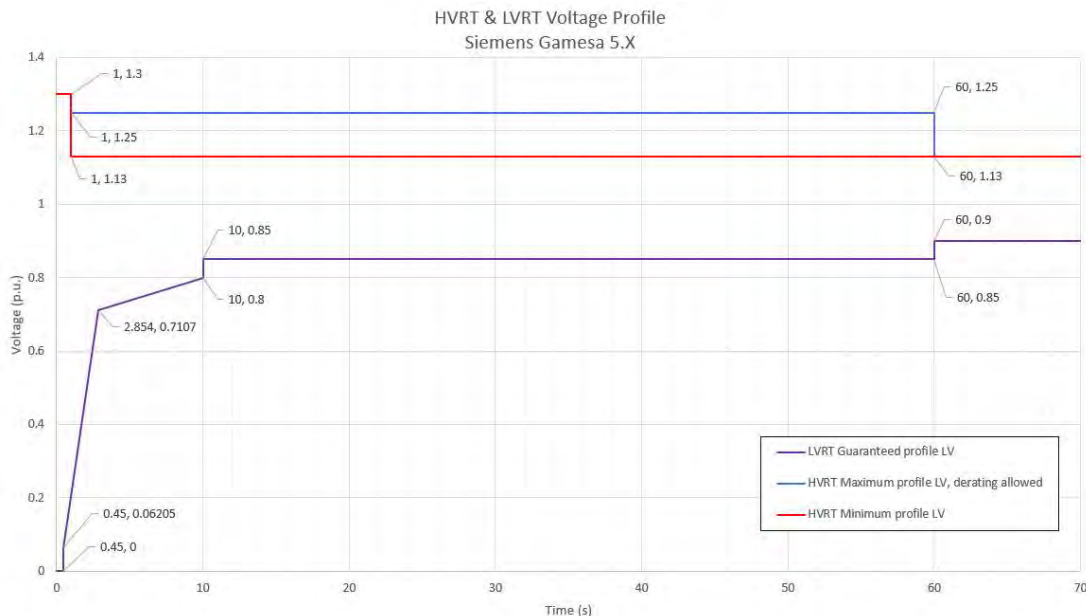


Figure 1. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

17.2. Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

17.3. 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.

17.4. Frequency Capability

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.

17.5. 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 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

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.

17.6. 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.

17.7. 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.

17.8. 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.

17.9. 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
Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, V = 0.95, f = ±3% Applicable to any AM and turbine variant
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 – 6]	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	± 6% Prated / s	Standard

Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter

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).

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

18. Grid Performance Specifications – 60 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine. 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. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

18.1. 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, 60 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.

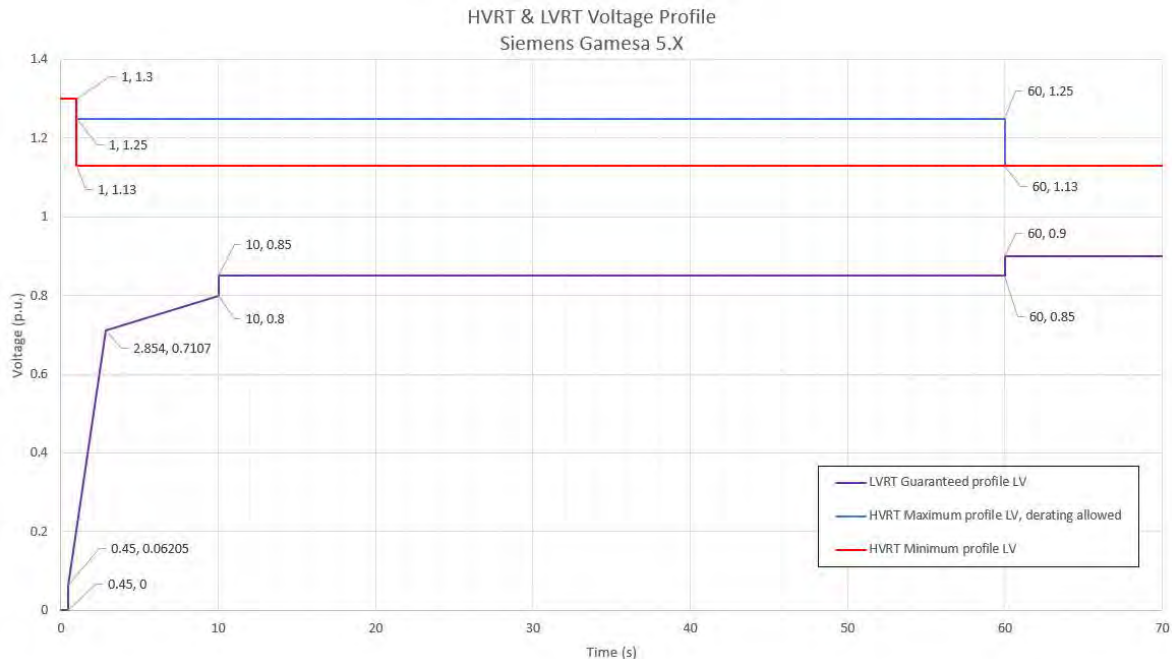


Figure 2. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

18.2. Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

18.3. 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.

18.4. Frequency Capability

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.

18.5. 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 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

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.

18.6. 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.

18.7. 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.

18.8. 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.

18.9. 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	$\pm 8\%$	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply

Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, $V = 0.95$, $f = \pm 3\%$ Applicable to any AM and turbine variant
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: $\geq 2.0^*$ Q-Direct: $\geq 3.0^{**}$	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	$\leq 5\%$	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000 ms	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	$\pm 5\%$ pre-fault level in < 2 s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I_q Injection Curve during FRT	$k = [2 - 6]$	Configurable by parameters
I_q Response Time (FRT)	≤ 30 ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I_q Settling Time (FRT)	≤ 60 ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	$\pm 6\%$ Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	± 5000 kVAR/s	Configurable by parameter

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).

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

19. Reactive Power Capability – 50 & 60 Hz

This document describes the reactive power capability of SG 6.0-155, 50/60 Hz wind turbines during active power production. SG 6.0-155 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.

19.1. 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 1 shows the reactive power capability depending on the generated Active Power at various voltages at the LV terminals, starting by 90% of rated voltage (PQV curves).

Figure 2 shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

All Application Modes (AM) for the same turbine version (SG 6.0-155) secure, at least, the electrical capabilities shown in this document at the specific Active Power Level base values for each variant.

Base Value used for Per Unit calculations is the indicated rated power of each Application Mode (AM).

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.

19.2. 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 OVRT 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.

19.3. 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.

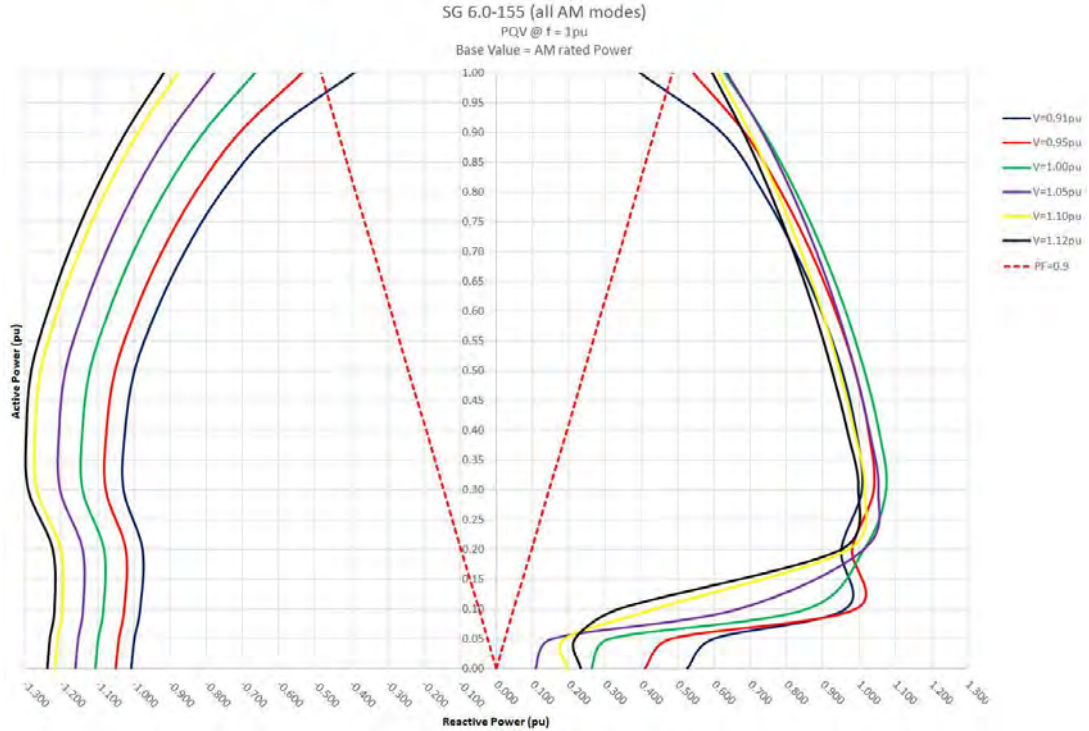


Figure 1: Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
 Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

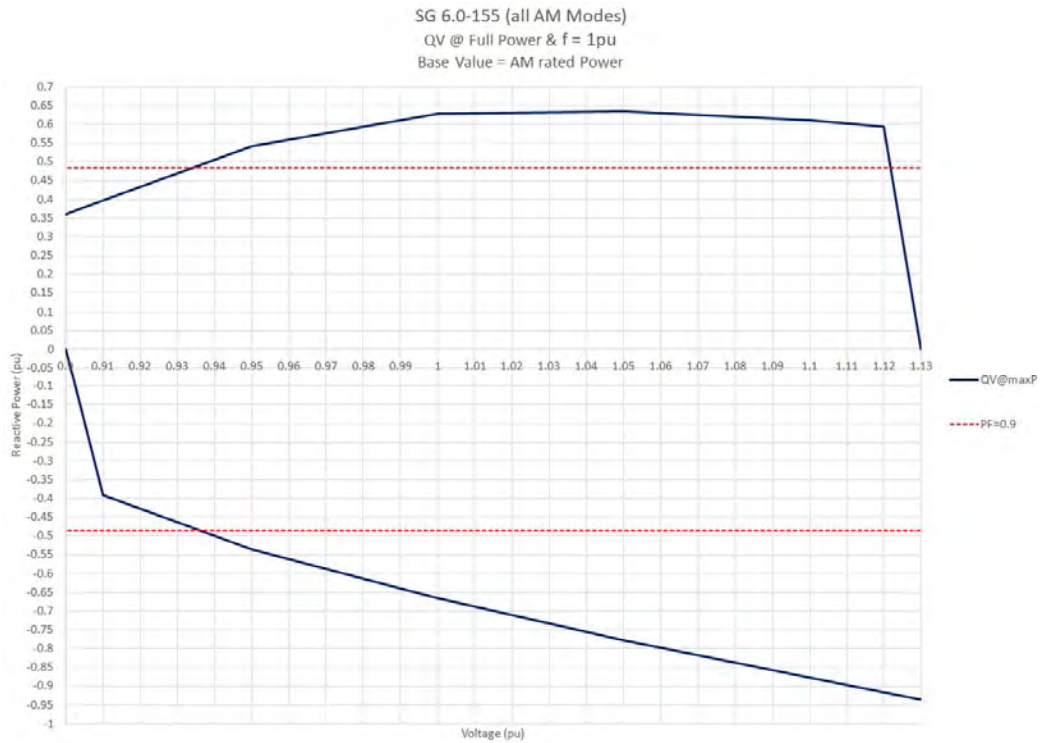


Figure 2: Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.
 Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

Voltage (pu)

		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0.555	0.526	0.409	0.263	0.109	0.196	0.232	0
	0.05	0.627	0.598	0.481	0.311	0.154	0.188	0.216	0
	0.1	0.954	0.961	0.990	0.856	0.668	0.435	0.336	0
	0.2	0.942	0.950	0.981	1.013	1.013	0.969	0.950	0
	0.3	0.999	1.007	1.041	1.075	1.053	1.014	0.997	0
	0.4	0.982	0.991	1.026	1.055	1.028	0.985	0.967	0
	0.5	0.943	0.953	0.990	1.015	0.989	0.946	0.925	0
	0.6	0.885	0.895	0.935	0.963	0.940	0.897	0.876	0
	0.7	0.811	0.823	0.867	0.901	0.882	0.839	0.819	0
	0.8	0.721	0.734	0.785	0.826	0.814	0.774	0.754	0
	0.9	0.605	0.621	0.684	0.737	0.733	0.698	0.680	0
	1.0	0.360	0.397	0.542	0.629	0.636	0.611	0.594	0

Table 1: 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)

		Voltage (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0	-1.006	-1.051	-1.106	-1.161	-1.217	-1.239	-1.250
	0.05	0	-0.997	-1.042	-1.098	-1.154	-1.209	-1.232	-1.243
	0.1	0	-0.982	-1.027	-1.083	-1.140	-1.196	-1.219	-1.230
	0.2	0	-0.975	-1.023	-1.082	-1.141	-1.200	-1.223	-1.235
	0.3	0	-1.027	-1.078	-1.141	-1.204	-1.266	-1.291	-1.304
	0.4	0	-1.023	-1.076	-1.141	-1.206	-1.271	-1.296	-1.309
	0.5	0	-0.997	-1.052	-1.121	-1.189	-1.256	-1.283	-1.296
	0.6	0	-0.937	-0.996	-1.068	-1.139	-1.209	-1.237	-1.251
	0.7	0	-0.858	-0.923	-1.000	-1.076	-1.150	-1.179	-1.193
	0.8	0	-0.757	-0.830	-0.916	-0.998	-1.077	-1.108	-1.124
	0.9	0	-0.619	-0.708	-0.808	-0.901	-0.988	-1.022	-1.039
	1.0	0	-0.392	-0.535	-0.666	-0.778	-0.878	-0.917	-0.936

Table 2: 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.

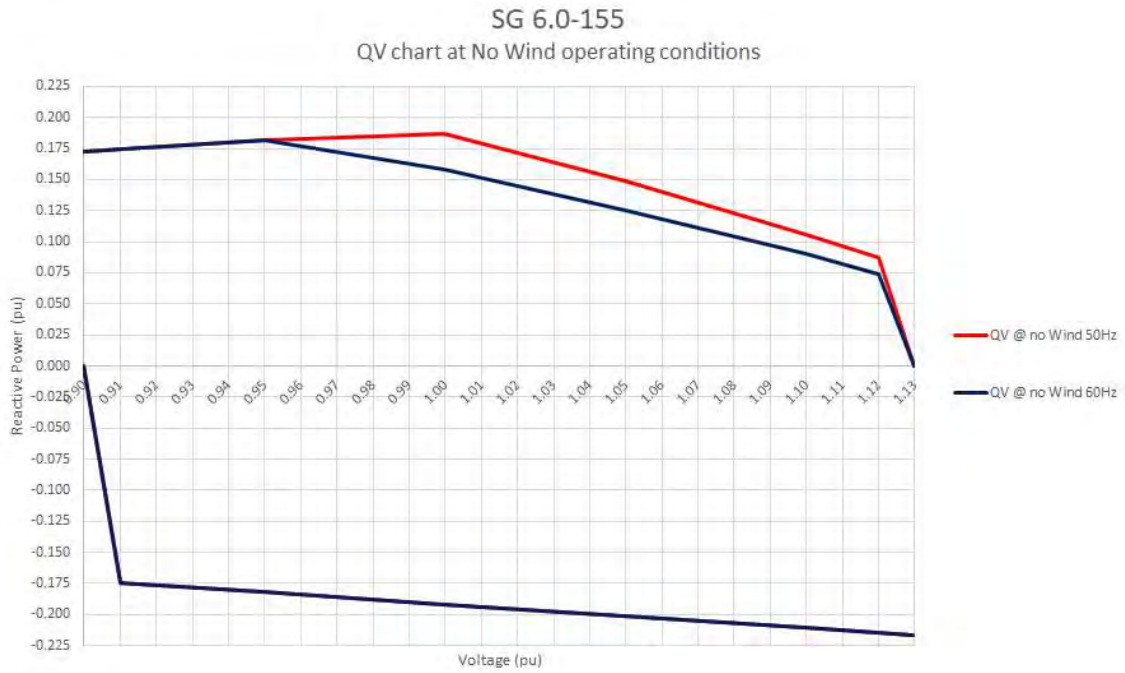


Figure 3: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

SG 6.0-155 50Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0.90	0.172	0
0.91	0.174	-0.174
0.95	0.182	-0.182
1.00	0.187	-0.192
1.05	0.149	-0.201
1.10	0.106	-0.211
1.12	0.087	-0.215
1.13	0	-0.216

SG 6.0-155 60Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0.90	0.172	0
0.91	0.174	-0.174
0.95	0.182	-0.182
1.00	0.158	-0.192
1.05	0.125	-0.201
1.10	0.090	-0.211
1.12	0.074	-0.215
1.13	0	-0.216

Table 3: 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.

20. SCADA System Description

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

20.1. 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.

20.2. 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.

20.3. 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.

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.

20.4. 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.

20.5. 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.

20.6. 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

20.7. 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.

20.8. 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.

20.9. 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.

21. 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.

21.1. GENERAL

- IEC-RE Operational Document: OD-501, Type and Component Certification Scheme*
 - *IEC-RE is the substitute of IEC 61400-22:2010 Ed.1, Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification.

- IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines –. Part 1: Design requirements
- IEC 61400-11:2012 + AMD1:2018, Wind turbine generator systems Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- IEC 61400-12-1:2017, Ed.1, Wind Turbine Generator Systems Part 12: 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
- EN ISO 683-1:2018: Heat-treatable steels, alloy steels and free cutting steels – Part 1 Non-alloy steels for quenching and tempering
- EN ISO 683-2:2018: Heat-treatable steels, alloy steels and free cutting steels – Part 2 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 life - Life modification factor aDIN and calculation of the modified rating life
- ISO 76:2006 Rolling bearings - Static load ratings
- 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 4413:2011 Hydraulic fluid power -- General rules and safety requirements for systems and their components
- DIN 51524-3_1990 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements
- ISO 16889:2008 Hydraulic fluid power -- Filters -- Multi-pass method for evaluating filtration performance of a filter element

- EN 14359:2017: 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
- DNVGL-ST-0126:2018 Support structures for wind turbines

- DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015
- DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.

21.2. GEARBOX

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

21.3. ELECTRICAL

- IEC 61400-21:2008 Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
- EN IEC 61400-24:2019 Wind turbines - Part 24: Lightning protection
- IEC 60076-16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications

- EN 60204-1:2006 (+correct 2010) Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements
- EN IEC 61000-6-2:2019 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments.
- EN IEC 61000-6-4:2019 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
- EN 61439-1:2014 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. General rules
- EN 61439-2:2011 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. Power switchgear and control gear assemblies

- Low Voltage Directive 2014/35/EU
- EMC Directive 2014/30/EU

21.4. QUALITY

- ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements

21.5. 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

21.6. 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)

22. Other Performance Features

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offers the following optional performance features for the SG 6.0-155 that can optimize your wind farm by boosting performance, enhancing environmental agility, supporting compliance with legal regulation, and supporting grid stability.

22.1. High Wind Derated operational mode

In the case of SG 6.0-155 high wind derated mode default functionality, the power production is limited once wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power. This functionality extends the range of operation in high wind conditions limiting turbine loads dependent of maximum operational wind speed, providing more predictable energy output, minimizing production losses, and improving grid stability by reducing the risk of simultaneous power cut outs.

22.2. High Temperature Ride Through (also known as Temperature De-rating)

Ventilation and cooling systems are designed to allow the WTG operation at rated power up to a certain external nominal temperature and a certain altitude. For sites located beyond 1000m above the sea level, the air density reduction affects the turbine components ventilation capacity, reducing the maximum operational temperature at rated power. However, this maximum ambient temperature can be extended by reducing the delivered power.

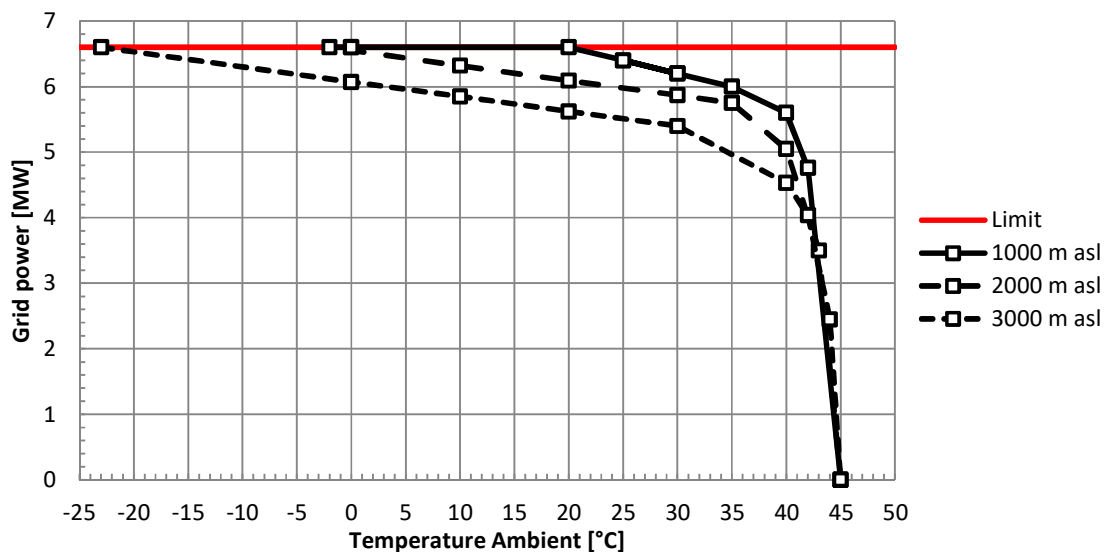
Considering the individual components requirements in temperatures at different altitude levels, and their dissipated heat at different power limits, several curves power-temperature will be generated. These curves will define the envelopes inside which the SG 6.0-155 could operate assuring the integrity of all components.

The High temperature configuration could be included in case operating range needs to be extended.

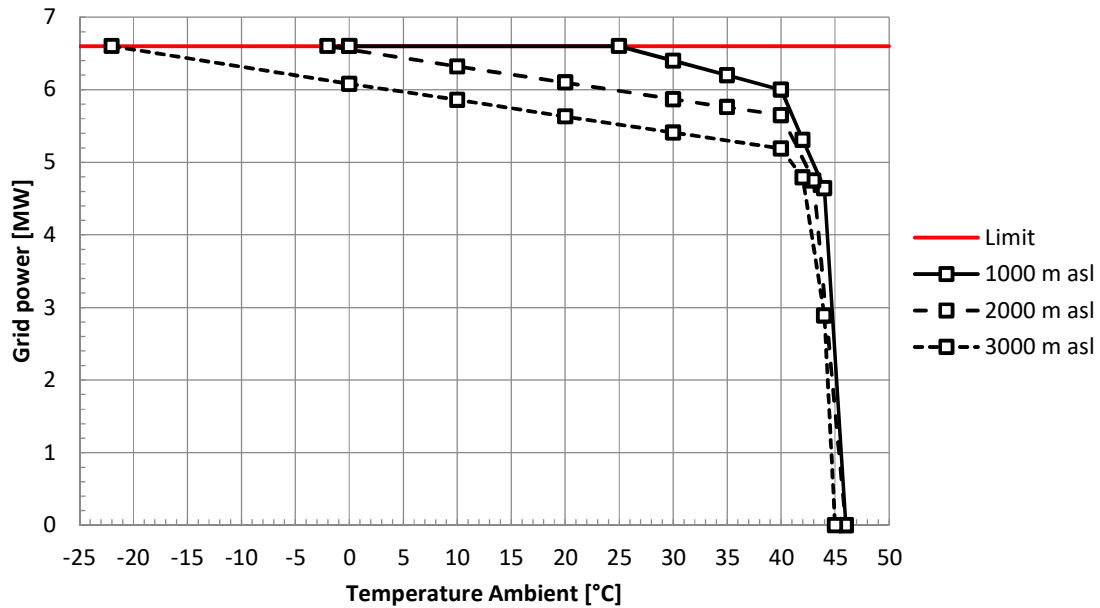
The control system, considering the defined turbine type and altitude above sea level, will dynamically adjust the maximum allowed power as a function of the ambient temperature.

Power derating curves are shown in below figures and further details can be found in D2294354:

22.2.1. Derating curves SG 6.0-155 (AM 0 @6600 kW) Standard & Low Temperature Configurations



22.2.2. Derating curves SG 6.0-155 (AM 0 @6600 kW) High Temperature Configurations



23. Ice Detection System

23.1. Ice Detection System (Default)

The default ice detection method is an integrated part of the Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) wind turbine controller. It is a software solution that can be used to detect ice on the turbine blades by comparing actual performance data to the turbine nominal power curve. The actual performance data to the turbine nominal power curve is based on 10 minutes average data. If the actual performance is below the low power ice detection power curve, then under certain conditions it is reasonable to assume that the low power production is caused by ice build-up on the blades. This method of ice detection is only available when the turbine is operating.

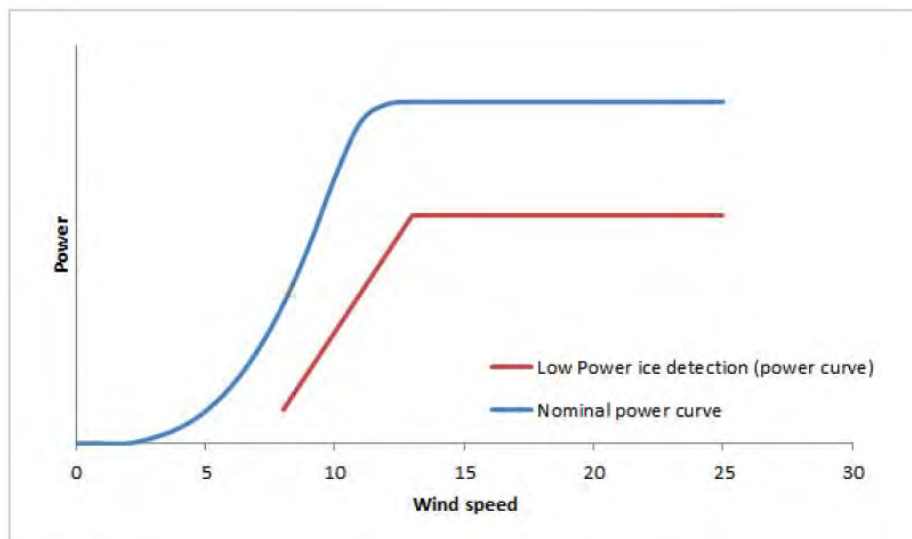


Figure 1: Illustrative comparison of the low power ice detection power curve and the nominal power curve.

23.2. Ice Detection Sensors

23.2.1. 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. This may be followed by a de-icing sequence (if de-icing is installed), or yaw to a predefined position until it is deemed safe to restart.

23.2.2. Certification

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

23.3. Improved Ice Detection (Optional)

An improved ice detection function is an optional safety system, which is primarily used on sites exposed to icy conditions, where ice built on the rotor blades is possible. The system will provide information to the wind turbine controller about the potential risk of ice on the rotor blades.

The algorithm is based on an ice probability calculation evaluating performance, temperature, humidity (additional sensor), wind speed and ice sensor (additional sensor). Depending on the site requirements the alarm may cause a turbine stop, a visual and/or acoustic warning on site (optional) and/or – if installed – the rotor blade de-icing is activated. The alarm is active until the site conditions are back to a regular state.

23.3.1. Certification

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

23.4. Blade Based Ice Detection (Optional)

An additional option is to install blade-based ice detection system set, in order to trigger the Ice Operation. 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 shall need a calibration prior to enter into service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. A minimum wind speed of 2 m/s is required. There is no minimum rotation per minute (rpm) required. However, no evaluation is possible during idling since there is usually not enough excitation due to low wind speed.

23.4.1. Certification

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

23.5. System Architecture

The system consists of the following parts:

- Sensors including control and evaluation units (Optional)
- Interface to the SGRE wind turbine controller
- Alarm communication to the SGRE SCADA system
- Installation and maintenance according to the valid contract clauses

23.6. Integration in SCADA System

SCADA interface for Ice Detection system enables the following:

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of turbines
- Enable or disable automatic restart of turbines
- Group turbines for auto stop and auto restart. The SCADA system recommends to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Default ice parameters are set in SCADA interface. Depending on requirements, default ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface.

- Ice Restart Delay: Turbines which are stopped due to ice is restarted only if ice is not reported during the ice restart delay in seconds configured by the user.
- Ice Stop Delay: Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbines for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- Ambient Temperature Duration: Duration in seconds when Ice Ambient Temperature configured by the user remains or exceeds, to restart the turbines which are stopped due to ice.
- Ambient Temperature Threshold: The minimum temperature in Celsius configured by the user which sets a condition to restart turbines stopped due to ice formation on blades. The ambient temperature must exceed the Ice Ambient temperature configured by the user for duration in seconds as specified in Ambient Temperature duration. Setting of ice ambient temperature and Ambient temperature duration prevents turbines from rapidly switching between ice start and ice stop operations.
- Activation Time: The Ice Control Start time and Ice Control End time configured by the user in the interface defines the activation time. Turbines are stopped due to ice when current time falls within the time range configured in 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. SCADA system recommends setting time ranges such that turbines can be stopped during the day and started at night.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. It is the sole responsibility of the owner of the turbine(s) to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine(s). The Owner must always ensure that the operation of the turbine(s) comply with any restriction applicable to the turbine(s), irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa Renewable Energy accepts no responsibility for any violation of requirements.