



Comune di
Buddusò

Regione Sardegna



Comune di
Alà dei Sardi



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "BUDDUSO' SUD I" NEL TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSO' E ALA' DEI SARDI (SS)

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

PROPONENTE

AEI WIND PROJECT XII S.R.L.

Via Savoia n.78

00198 - Roma

PEC: aeiwindprojectxii@legalmail.it



OGGETTO

VALUTAZIONE PREVISIONALE D'IMPATTO ACUSTICO

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

CONSULENZA

Coordinatore e responsabile delle attività: Dott. ing. Giorgio Efisio DEMURTAS



Studio Gioed

Consulenza studi ambientali: dott. for. Piero RUBIU



SIATER s.r.l. VIA CASULA N. 7 - 07100 - SASSARI

VIA IS MIRRIONIS N. 178 - 09121 - CAGLIARI

CONTROLLO QUALITA'

DESCRIZIONE	EMISSIONE	REVISIONE
DATA	OTT/2023	FEBB/2024
COD. LAVORO	629/SR	629/SR
TIPOL. LAVORO	V	V
SETTORE	S	S
N. ATTIVITA'	01	01
TIPOL. ELAB.	RS	RS
TIPOL. DOC.	E	E
ID ELABORATO	07	07
VERSIONE	0	01

REDATTO

dott. Piero RUBIU

CONTROLLATO

ing. Roberto SESENNA

APPROVATO

ing. Luca DEMURTAS

ELABORATO

V. 1.7



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

INDICE

1. PREMESSA.....	3
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	4
3. METODOLOGIA DI VALUTAZIONE ED ANALISI.....	7
4 Descrizione generale del progetto	10
5 Aerogeneratori	11
5.1 Fasi di realizzazione dell'impianto.....	11
5.1.1 Fase di Cantiere	11
5.1.2 Fase di Esercizio	13
5.1.3 Fase di Dismissione e Ripristino del Sito.....	13
6. CLASSIFICAZIONE ACUSTICA DELL'AREA.....	14
7. VALUTAZIONE DEL CLIMA ACUSTICO NELL'AREA DI STUDIO	16
8. VALUTAZIONE PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO.....	26
9. CONCLUSIONI	45
ALLEGATI	47



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Valori limite di emissione ed immissione (DPCM 14.11.1997).....	6
Tabella 2 Tabella 1.2 D.P.C.M. 01/03/91 Tabella A - Valori limite assoluti di immissione.....	6
Tabella 3 Valori limite di emissione ed immissione (DPCM 14.11.1997) con evidenziata la classe di interesse....	15
Tabella 4 Ricettori corrispondenti per Comune e relativa categoria catastale.....	19
Tabella 5 Ricettori corrispondenti per Comune e relativa classe acustica.....	21
Tabella 6 Strumentazione di misura.....	23
Tabella 7 Risultati Monitoraggio durante il Periodo Diurno	24
Tabella 8 Analisi del valore previsionale e del valore residuo sul ricettore abitativo R47.....	24
Tabella 9 Tabella 1.3 DPCM 01/03/91 Tabella B – Limiti validi in assenza di zonizzazione	27
Tabella 10 Limiti di immissione per strade esistenti e assimilabili (DPR 142/2004) con evidenziata la tipologia interessata.....	28
Tabella 11 Identificazione della sensitività dei Ricettori.....	30
Tabella 12 Macchinari in Uso in Fase di Cantiere.....	33
Tabella 13 Spettro di Frequenza Sorgenti Sonore in Fase di Cantiere	33
Tabella 14 Livelli di pressione sonora previsionale generati in fase di cantiere	35
Tabella 15 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Cantiere	36
Tabella 16 Coordinate degli aerogeneratori in uso in fase di esercizio	37
Tabella 17 Livelli di Pressione Sonora Generati in Fase di Esercizio - diurno.....	39
Tabella 18 Livelli di Pressione Sonora Generati in Fase di Esercizio - Notturmo	41
Tabella 19 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Esercizio	42
Tabella 20 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Dismissione.....	43
Tabella 21 Sintesi Impatti sul Rumore e relative Misure di Mitigazione.....	46

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Layout Progetto Definitivo (febbraio 2024)	10
Figura 2 Inquadramento territoriale con l'individuazione dei ricettori ubicati nei Comuni di Alà dei Sardi e Buddusò - tav.V.2.7	14
Figura 3 Individuazione delle sorgenti sonore esistenti, la viabilità esistente e l'attività di cava	16
Figura 4 Punti di monitoraggio acustico.....	22



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

1. PREMESSA

La presente integrazione e revisione progettuale di febbraio 2024, rispetto al layout di impianto iniziale, presenta un'ottimizzazione del posizionamento di 3 aerogeneratori, WTG 3, WTG 7 e WT 8, al fine di ridurre ulteriormente gli impatti ambientali sul contesto paesaggistico e culturale. Infatti, tutti gli 8 aerogeneratori ricadono all'interno delle aree idonee FER ex art 20 comma 8) del D.lgs. 199/2021, essendo esterni alla fascia di rispetto di 3 km dai beni tutelati dalla Parte II o dall'art.136 del D. Lgs. n. 42/2004. Inoltre, il presente layout di progetto non presenta interferenze e incompatibilità con altri parchi eolici già in fase di istruttoria.

Il Parco Eolico è sito in parte nel territorio comunale di Buddusò ed in parte in quello di Alà dei Sardi; il cavidotto elettrico generale e la stazione utente di connessione alla linea elettrica nazionale ricadono interamente sul territorio di Buddusò. Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.6-170 con una potenza nominale di 6,6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 52,8 MW.

L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 155 m, il diametro del rotore è di 170 m, per un'altezza complessiva della struttura pari a 240 m.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 380/150/36 kV da collegare tramite un elettrodotto a 380 kV alla futura sezione 380 kV di Taloro e da raccordare alla linea 150 kV della RTN "Buddusò – Siniscola 2.

La presente valutazione del Previsionale Acustico è parte integrante del progetto nell'ambito del procedimento di V.I.A. ed è stata commissionata dalla società proponente al fine di verificare il clima acustico dell'area presso cui sorgerà l'impianto eolico.

In particolare sono stati valutati i livelli di rumore ambientale presenti nel territorio prima della realizzazione dell'impianto eolico.

L'analisi è basata anche su di una campagna di misure in situ al fine di caratterizzare lo stato acustico dell'area nei periodi di riferimento diurno e notturno, per lo studio del clima acustico dell'area.

La scelta dei punti di misura è stata effettuata a seguito di analisi del contesto ambientale e delle localizzazioni dei ricettori, scegliendo i punti – che fossero accessibili - con maggiori emissioni sonore, ai fini di un approccio cautelativo.

La verifica e la rappresentazione della rumorosità, dunque, è effettuata tramite campionamento temporale e spaziale ed è basata su stime dei tempi medi di attività, riportati in relazione. Il grado di approfondimento è proporzionale alle criticità rilevate.

I limiti di riferimento sono i limiti assoluti; in presenza di ricettori sensibili nelle vicinanze si effettuerà una stima anche dei limiti differenziali sulla base di misure in ambiente esterno.



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

I risultati sono da considerarsi indicativi per una stima dell'impatto acustico di una giornata tipo.

Verrà indicata nelle conclusioni la presenza di situazioni critiche o di situazioni potenzialmente critiche; quest'ultime dovranno essere affrontate in caso emergesse la necessità.

Le misure e le valutazioni sono state svolte dal Tecnico Competente in Acustica Ambientale, Dr. Piero Rubiu, n. ENTECA 4093, in accordo ai contenuti del DM 16/03/1998: "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico".

Il comune di Alà dei Sardi e quello di Buddusò non si sono ancora dotati di un Piano di Classificazione Acustica, tuttavia in via cautelativa si adotteranno i limiti del DPCM 14/11/1997.

2. RIFERIMENTI NORMATIVI

Il 30/10/1995 è stata pubblicata nella GU la legge quadro n. 447 del 26/10/95 ("Legge quadro sull'inquinamento acustico"), che definisce tutta la materia dell'inquinamento da rumore nell'ambiente esterno; tale legge è corredata di diversi decreti che svolgono il ruolo di regolamenti di attuazione in ordine alle modalità di effettuazione delle misure fonometriche e ai limiti da rispettare.

In aggiunta, sono di riferimento le leggi regionali in materia, il Regolamento Acustico e il Piano di classificazione acustica comunale – se presenti.

Si elencano i principali riferimenti normativi:

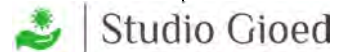
- L. n. 447 del 26/10/95: "*Legge quadro sull'inquinamento acustico*";
- DPCM 01/03/1991: "*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*" che fissa i limiti nel periodo temporaneo, in attesa del piano di classificazione acustica;
- DPCM 14/11/1997: "*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*", che fissa i nuovi limiti di accettabilità, i valori limite di emissione, i valori limite di immissione, i valori differenziali, i valori di attenzione e di qualità;
- DM 16/03/1998: "*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico*", che stabilisce i metodi e le tecniche per il controllo del rispetto dei limiti definendo tra l'altro i criteri su cui basare la scelta dei tempi di misura in funzione della tipologia di sorgente sonora;



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



- DPR 142/2004 n. 142: *“Disposizioni per il contenimento acustico e la prevenzione dell’inquinamento acustico derivante dal traffico veicolare, a norma dell’art.11 della legge 26 ottobre 1995, n.447”* che fissa dimensioni e limiti delle fasce di pertinenza acustica;
- DPR 18/1/1998 n.459: *“Regolamento recante norme di esecuzione dell’articolo 11 della legge 26/10/1995 n.447, in materia di inquinamento acustico derivante da traffico ferroviario”* che fissa i limiti di rumorosità ammessi per le sorgenti di rumore ferroviario, nonché l’estensione delle relative fasce di pertinenza acustica;
- DGR N. 62/9 del 14/11/2008 della Regione Autonoma della Sardegna *“Direttive regionali in materia di inquinamento acustico ambientale e disposizioni in materia di acustica ambientale, Parte IV Impatto acustico e clima acustico.”*;
- Linee Guida ISPRA per la valutazione ed il monitoraggio dell’impatto acustico degli impianti eolici, Delibera del Consiglio Federale Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. n.28/12.

Normativa Tecnica

- UNI 9884:97 " Acustica. Caratterizzazione del territorio mediante la descrizione del rumore ambientale;
- ISO 1996-1 1982 "Acoustics Description and measurement of environmental noise - Part 1: Basic quantities and procedures";
- ISO 1996-1 1987 " Acoustics Description and measurement of environmental noise – Part 2: Acquisition of data pertinent to land use";
- ISO 1996-1 1987 "Acoustics Description and measurement of environmental noise - Part 3: Application to noise limits" ;
- ISO 9613-1 "Attenuazione del suono durante la propagazione all'esterno. Part. 1 Calcolo dell' assorbimento del suono da parte dell' atmosfera";
- ISO 9613-2 " Attenuazione del suono durante la propagazione all' esterno. Part. 2 Metodo generale di calcolo.

La normativa prevede che i Comuni adottino il Piano di Classificazione Acustica, un piano che stabilisce limiti differenziati a seconda della classe di destinazione d’uso (DPCM 14/11/1997); in particolare si evidenziano i seguenti limiti da rispettare:

- valore limite di emissione: è il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa (L. 447/95); i rilevamenti e le verifiche sono effettuate in corrispondenza degli spazi utilizzate da persone e comunità (DPCM 14/11/1997);
- valore limite assoluto di immissione: è il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell’ambiente abitativo nell’ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori (sono escluse le infrastrutture stradali, ferroviarie, marittime aeroportuali all’interno delle rispettive fasce di pertinenza acustica).

Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite di immissione (dBA)		Limite di emissione (dBA)	
	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)
I-Aree particolarmente protette	50	40	45	35
II-Aree prevalentemente residenziali	55	45	50	40
III-Aree di tipo misto	60	50	55	45
IV-Aree di intensa attività umana	65	55	60	50
V-Aree prevalentemente industriali	70	60	65	55
VI-Aree esclusivamente industriali	70	70	65	65

Tabella 1 Valori limite di emissione ed immissione (DPCM 14.11.1997)

Il D.P.C.M. 01/03/91, si applica quando ancora non si è dotati di un Piano di classificazione e stabilisce i limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e negli ambienti esterni. L'importanza di tale decreto, nonostante sia oramai superato in quasi tutti i suoi contenuti in seguito all'emanazione della Legge Quadro 447/95 e dei suoi decreti attuativi, è da ricondurre al fatto che è stato il primo a sollevare la questione dell'inquinamento acustico in ambiente esterno ed abitativo ed ha fissato i limiti massimi di esposizione al rumore nei suddetti ambienti.

Altro punto centrale di tale norma è l'introduzione dell'obbligo dei Comuni di suddividere il territorio in zone (Tabella 1.2), secondo la tipologia degli insediamenti (residenziale, industriale, misto, ecc.). Tuttavia, in attesa che i comuni definiscano tali suddivisioni, il D.P.C.M. stabilisce un regime transitorio avente limiti differenti. Nel caso di regime transitorio valgono le definizioni ed i valori della Tabella 1.3.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Diurno	Notturno
I - Aree particolarmente protette	50	40
II - Aree prevalentemente residenziali	55	45
III - Aree di tipo misto	60	50
IV - Aree di intensa attività umana	65	55
V - Aree prevalentemente industriali	70	60
VI - Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 2 Tabella 1.2 D.P.C.M. 01/03/91 Tabella A - Valori limite assoluti di immissione



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

3. METODOLOGIA DI VALUTAZIONE ED ANALISI

La valutazione è stata redatta seguendo quelle che sono le linee guida regionali sull'inquinamento acustico di cui alla DGR 62/9 del 14/11/2008, parte IV Valutazione inquinamento acustico e Clima acustico.

- analisi del territorio circostante l'area di progetto con particolare riferimento allo stato attuale delle caratteristiche di utilizzo urbanistico e di zonizzazione acustica;
- localizzazione dei ricettori circostanti;
- caratterizzazione acustica attraverso rilievi fonometrici presso le sorgenti ad oggiesistenti e presso un Ricettore considerato rappresentativo.
- Analisi predittiva con il software previsionale IMMI;
- Valutazione dei risultati.

Di seguito sono elencati gli elementi minimi richiesti dalla legislazione regionale nell'ambito della valutazione di impatto acustico.

- a) descrizione della tipologia dell'opera o attività in progetto, del ciclo produttivo e tecnologico, degli impianti, delle attrezzature e dei macchinari che verranno utilizzati, dell'ubicazione dell'insediamento e del contesto in cui viene inserita;
- b) descrizione delle caratteristiche costruttive dei locali (coperture, murature, serramenti, vetrate ecc.) con particolare riferimento alle caratteristiche acustiche dei materiali utilizzati;
- c) descrizione delle sorgenti rumorose connesse all'opera o attività, con indicazione dei dati di targa relativi alla potenza acustica e loro ubicazione. In situazioni di incertezza progettuale sulla tipologia o sul posizionamento delle sorgenti sonore che saranno effettivamente installate e ammessa l'indicazione di livelli di emissione stimati per analogia con quelli derivanti da sorgenti simili (nel caso non siano disponibili i dati di potenza acustica, dovranno essere riportati i livelli di emissione in pressione sonora);
- d) indicazione degli orari di attività e di quelli di funzionamento degli impianti principali e sussidiari. Dovranno essere specificate le caratteristiche temporali dell'attività e degli impianti, indicando l'eventuale carattere stagionale, la durata nel periodo diurno e notturno e se tale durata è continua o discontinua, la frequenza di esercizio, la possibilità (o la necessità) che durante l'esercizio vengano mantenute aperte superfici vetrate (porte o finestre), la contemporaneità di esercizio delle sorgenti sonore, eccetera;
- e) indicazione della classe acustica cui appartiene l'area di studio. Nel caso in cui l'amministrazione comunale non abbia ancora approvato e adottato il Piano di classificazione acustica e cura del proponente ipotizzare, sentita la stessa Amministrazione comunale, la classe acustica da assegnare all'area interessata.
- f) identificazione e descrizione dei ricettori presenti nell'area di studio, con indicazione delle loro caratteristiche utili sotto il profilo acustico, quali ad esempio la destinazione d'uso, l'altezza, la distanza



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



- intercorrente dall'opera o attività in progetto, con l'indicazione della classe acustica da assegnare a ciascun ricettore presente nell'area di studio avendo particolare riguardo per quelli che ricadono nelle classi I e II;
- g) individuazione delle principali sorgenti sonore già presenti nell'area di studio e indicazione dei livelli di rumore preesistenti in prossimità dei ricettori di cui al punto precedente. L'individuazione dei livelli di rumore si effettua attraverso misure articolate sul territorio con riferimento a quanto stabilito dal D.M. Ambiente 16 marzo 1998 (Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico);
- h) calcolo previsionale dei livelli sonori generati dall'opera o attività nei confronti dei ricettori e dell'ambiente esterno circostante indicando i parametri e i modelli di calcolo utilizzati. Particolare attenzione deve essere posta alla valutazione dei livelli sonori di emissione e di immissione assoluti, nonché ai livelli differenziali, qualora applicabili, all'interno o in facciata dei ricettori individuati. La valutazione del livello differenziale deve essere effettuata nelle condizioni di potenziale massima criticità del livello differenziale;
- i) calcolo previsionale dell'incremento dei livelli sonori in caso di aumento del traffico veicolare indotto da quanto in progetto nei confronti dei ricettori e dell'ambiente circostante;
- l) descrizione degli eventuali interventi da adottarsi per ridurre i livelli di emissioni sonore al fine di ricondurli al rispetto dei limiti associati alla classe acustica assegnata o ipotizzata per ciascun ricettore. La descrizione di detti interventi è supportata da ogni informazione utile a specificare le loro caratteristiche e a individuare le loro proprietà di riduzione dei livelli sonori, nonché l'entità prevedibile delle riduzioni stesse;
- m) analisi dell'impatto acustico generato nella fase di realizzazione, o nei siti di cantiere, secondo il percorso logico indicato ai punti precedenti, e puntuale indicazione di tutti gli appropriati accorgimenti tecnici e operativi che saranno adottati per minimizzare il disturbo e rispettare i limiti (assoluto e differenziale) vigenti all'avvio di tale fase, fatte salve le eventuali deroghe per le attività rumorose temporanee di cui all'art. 6, comma 1, lettera h, e dell'art. 9 della legge 447/1995;
- n) indicazione del provvedimento regionale con cui il tecnico competente in acustica ambientale, che ha predisposto la documentazione di impatto acustico, è stato riconosciuto "competente in acustica ambientale" ai sensi della legge n. 447/1995, art. 2, commi 6 e 7.

La valutazione e lo svolgimento delle misure fonometriche fanno inoltre riferimento alla normativa acustica in ambito eolico, in particolare alle Linee Guida ISPRA per la valutazione ed il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici, Delibera del Consiglio Federale Seduta del 20 ottobre 2012 - DOC. n.28/12.

Le sopracitate Linee Guida forniscono una metodologia standard di misura finalizzata all'analisi e alla valutazione dell'impatto acustico prodotto durante l'esercizio di impianti eolici per ottenere una stima dei parametri necessari per il confronto con i limiti normativi di cui alla L.n. 447/95 ed al D.P.C.M. 14/11/1997. Ad impianto ultimato, pertanto, sarà necessario effettuare le misure e analizzarle come indicato. La verifica del criterio differenziale e dei limiti di immissione ed emissione saranno valutate in base alle misure effettuate solo ad impianto ultimato, in



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

quanto la procedura proposta permette di estrapolare dai dati di rumore misurati il livello di rumore residuo, quello di emissione degli aerogeneratori ed il livello differenziale, senza necessità di interrompere il funzionamento dell'impianto.

La caratterizzazione di clima acustico ivi svolta sarà di ausilio alla successiva valutazione post operam per la caratterizzazione del sito di indagine, ma non sostituirà la valutazione del rumore residuo, che sarà ricavato dalle misure post operam in base alla metodologia proposta.

Per rendere le misure ante operam significative per la fase di verifica, le stesse sono state impostate in maniera analoga a quanto richiesto nelle Linee guida per la fase post operam: monitoraggio in continuo per 10 minuti e misurazione dei parametri metereologici.

4 Descrizione generale del progetto

Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.6- 170 con una potenza nominale di 6,6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 52,8 MW.

L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 155 m, il diametro del rotore è di 170 m, per un'altezza complessiva della struttura pari a 240 m.

L'impianto eolico è previsto nel territorio dei Comuni di Buddusò (aerogeneratori n. 1, 2 e 5) ed Alà dei Sardi (aerogeneratori n. 3, 4, 6, 7 e 8), mentre la sottostazione è prevista nel comune di Buddusò.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 380/150/36 kV da collegare tramite un elettrodotto a 380 kV alla futura sezione 380 kV di Taloro e da raccordare alla linea 150 kV della RTN "Buddusò – Siniscola 2.

Infine, sono previste tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne ed all'immissione dell'energia prodotta nella rete di stabilimento e verso il sistema RTN e la realizzazione delle opere accessorie atte alla fruizione dell'impianto stesso (recinzione, accessi, viabilità interna, impianti di illuminazione, ecc).

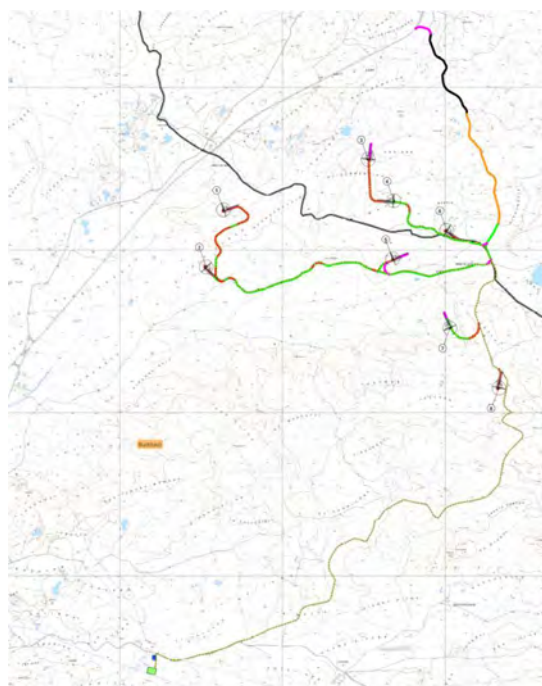


Figura 1 Layout Progetto Definitivo (febbraio 2024)



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

5 Aerogeneratori

Per gli aerogeneratori previsti in progetto si possono individuare tre elementi principali:

- una torre di sostegno;
- un rotore a tre pale;
- una navicella con gli organi di conversione elettromeccanica.

La torre di sostegno, generalmente di forma tronco-conica, è la struttura che sostiene il rotore e la navicella. Il rotore è collegato al mozzo posto all'estremità della torre ed accoppiato al generatore elettrico, posto nella navicella. Dal sistema di conversione elettromeccanica, interamente ospitato dalla navicella, l'energia prodotta viene innalzata in media tensione tramite trasformatore elevatore per poi essere immessa in un elettrodotto dedicato.

Verranno installati 8 aerogeneratori da 6.6 MW di potenza. Il rotore presenta un diametro di 170 m., collegato meccanicamente al mozzo posto all'altezza di 155 m., per un'altezza totale 240 m.. Le velocità del vento di riferimento per il rotore sono la velocità di taglio inferiore (cut-in) pari a 3 m/s e la velocità di taglio superiore (cut-out) pari a 25 m/s.

L'interconnessione degli aerogeneratori che formano l'impianto eolico avverrà interamente tramite elettrodotti in Media Tensione a 36 kV.

La connessione in Media Tensione tra le torri eoliche e il nuovo quadro, predisposto nella cabina elettrica, sarà effettuata mediante due cavidotti separati. Si adopera un conduttore unipolare per fase, in maniera tale da realizzare una terna trifase di conduttori, posati in piano all'interno di tubi protettivi e totalmente interrati.

5.1 FASI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

5.1.1 Fase di Cantiere

La costruzione dell'impianto eolico verrà avviata a valle del rilascio del parere positivo degli Enti competenti e una volta ultimata la progettazione esecutiva di dettaglio dell'intero progetto.

A realizzazione avvenuta dell'impianto e delle opere connesse si provvederà al ripristino delle aree non strettamente necessarie alla funzionalità dell'impianto. Per la realizzazione dell'impianto è previsto un tempo complessivo di circa 18 mesi.



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

Le fasi lavorative per la realizzazione del campo eolico in progetto sono sintetizzate come segue e studiate per ottimizzare le sequenze lavorative e i bilanci di materiale proveniente dagli scavi, riutilizzabili completamente per la realizzazione delle nuove piste di accesso e piazzole di cantiere:

1. Ingegneria e permessi
 - a. Redazione progetto esecutivo
 - b. Rilascio permessi e autorizzazioni
2. Procurement
 - a. Offerte fornitori
 - b. Emissioni ordini
 - c. Pianificazione di dettaglio
3. Apertura del cantiere
4. Cabina di connessione MT
 - a. Opere civili
 - b. Installazione componenti EM
 - c. Montaggio EM
 - d. Completamento
5. Adeguamento viabilità esistente e realizzazione nuovi tratti
 - a. 05.1 - Adeguamento viabilità verso WGT 7-8
 - b. 05.2 - Adeguamento viabilità verso WGT 3-4-6
 - c. 05.3 - Adeguamento viabilità verso WGT 1-2-5
6. Piazzole
 - a. 06.1 – Piazzole WGT 7-8
 - b. 06.2 – Piazzole WGT 3-4-6
 - c. 06.3 – Piazzole WGT 1-2-5
7. Fondazione aerogeneratori
 - a. 07.1 - Fondazioni WGT 7-8
 - b. 07.2 - Fondazioni WGT 3-4-6
 - c. 07.3 - Fondazioni WGT 1-2-5
8. Cavidotti
 - a. Realizzazione cavidotto generale
 - b. Realizzazione cavidotto WGT 7-8



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

- c. Realizzazione cavidotto WGT 3-4-6
- d. Realizzazione cavidotto WGT 1-2-5
- 9. Montaggi degli aerogeneratori
 - a. Montaggio aerogeneratori
 - b. Montaggio collegamenti elettrici
- 10. Opere di ripristino e compensazione
- 11. Esercizio di prova e collaudo finale
 - a. Collaudo linee MT – energizzazione
 - b. Collaudo impianti eolici
- c. Avviamento delle WGT
- 12. Dismissione e chiusura del cantiere

5.1.2 Fase di Esercizio

Per l'impianto eolico in oggetto è stata considerata una durata produttiva pari a 30 anni dall'entrata in esercizio.

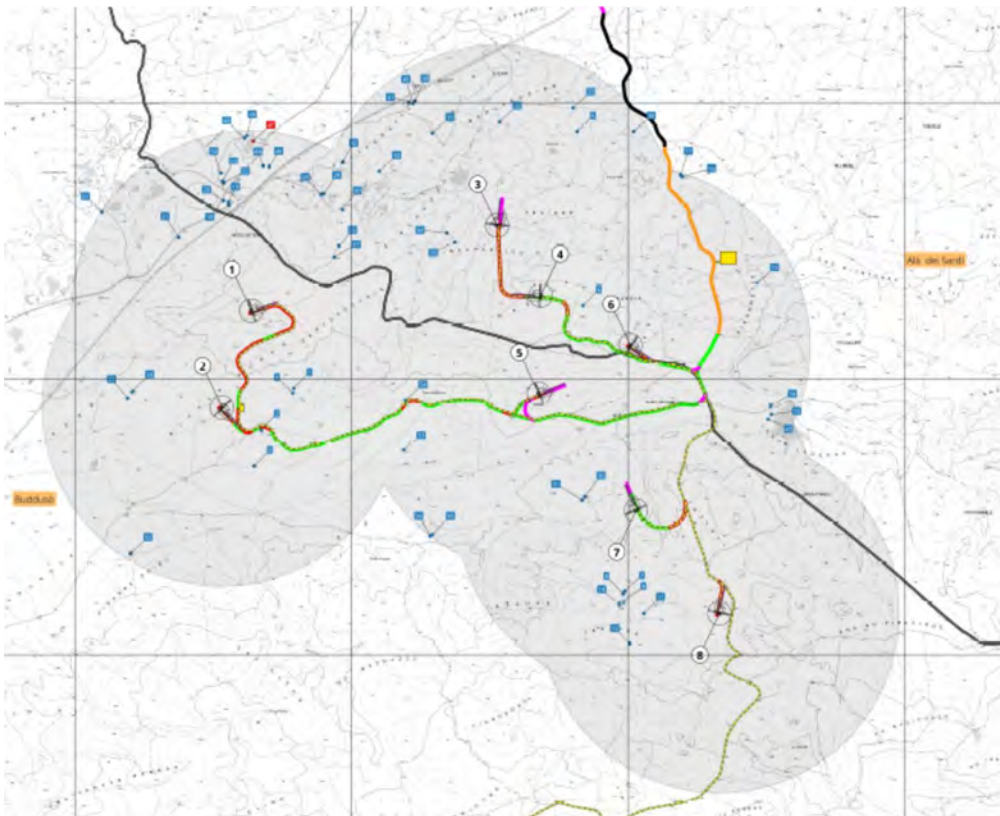
5.1.3 Fase di Dismissione e Ripristino del Sito

Al termine della vita utile dell'impianto, esso sarà interamente smantellato e le aree verranno restituite all'uso industriale attualmente previsto.

È stata stimata una durata complessiva delle operazioni di smantellamento pari a circa 4 mesi.

6. CLASSIFICAZIONE ACUSTICA DELL'AREA

I Comuni di Alà dei Sardi e Buddusò, in cui ricadono i ricettori e gli aerogeneratori, non sono ancora dotati del Piano di Zonizzazione Acustica comunale, tuttavia, in via cautelativa per tutti i ricettori è prevista la classe acustica III. Qui di seguito l'inquadramento acustico ed amministrativo dell'area interessata per ciascun Comune in cui ricadono i ricettori. I buffer identificano le aree all'interno della quale si trovano i ricettori nei 300-500-700 e 1.000-1300 m. dagli aerogeneratori.



**Figura 2 Inquadramento territoriale con l'individuazione dei ricettori ubicati nei Comuni di Alà dei Sardi e Buddusò -
tav.V.2.7**

I comuni interessati non hanno approvato il PZA, per cui si adotteranno i limiti della classe III del DPCM 14/11/1997, per tutti i ricettori.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite di immissione (dBA)		Limite di emissione (dBA)	
	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)
I-Aree particolarmente protette	50	40	45	35
II-Aree prevalentemente residenziali	55	45	50	40
III-Aree di tipo misto	60	50	55	45
IV-Aree di intensa attività umana	65	55	60	50
V-Aree prevalentemente industriali	70	60	65	55
VI-Aree esclusivamente industriali	70	70	65	65

Tabella 3 Valori limite di emissione ed immissione (DPCM 14.11.1997) con evidenziata la classe di interesse

7. VALUTAZIONE DEL CLIMA ACUSTICO NELL'AREA DI STUDIO

7.1 INDIVIDUAZIONE RICETTORI E SORGENTI DI RUMORE ESISTENTI

Gli aerogeneratori sono localizzati in aree prettamente incolte e coperte da alberi sparsi, esterne però ad aree densamente boscate e ampiamente distanti da centro abitati e aree produttive (circa a 9 km dal centro urbano di Buddusò e 4 km dal centro urbano di Alà dei Sardi). Il progetto è composto dalla realizzazione delle opere civili ed elettriche necessarie per il funzionamento del parco eolico. Il cavidotto elettrico prosegue dapprima in direzione sud su pista sterrata e successivamente in direzione ovest sulla statale SS389 e raggiunge la sottostazione prevista in comune di Buddusò. La destinazione urbanistica dell'area sia per le sorgenti sonore individuate che per i ricettori di entrambi i comuni interessati è quella agricola.

Le sorgenti di rumore significative presenti prese in considerazione per la valutazione del clima acustico dell'area di progetto sono:

- la viabilità esistente che attraversa e costeggia tutto il perimetro dell'impianto in progetto;
- attività agricole ed artigianali.
- Attività di cava.

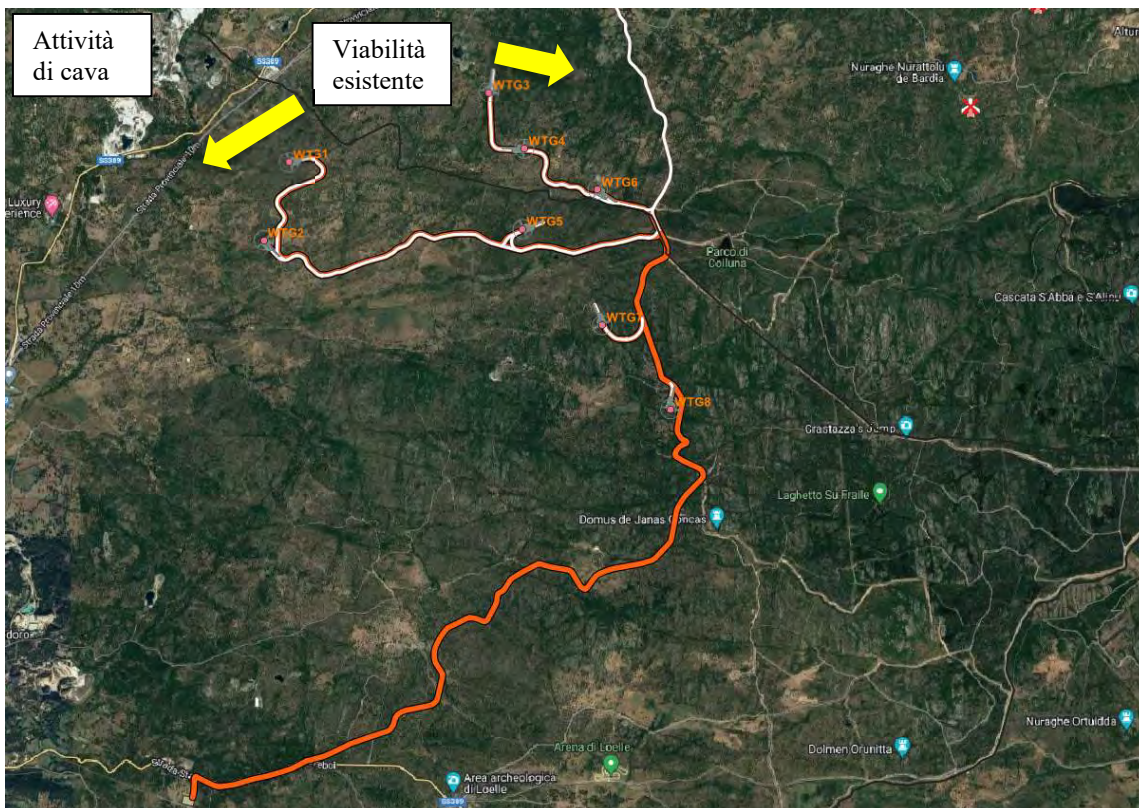


Figura 3 Individuazione delle sorgenti sonore esistenti, la viabilità esistente e l'attività di cava

Per l'individuazione dei ricettori è stato preso in considerazione un buffer di 1.000 ml. da ogni aerogeneratore in progetto, come evidenziato in figura4, I buffer identificano le aree all'interno dei 300-500-700-1000-1300 m., in cui si trovano i ricettori individuati. I ricettori più prossimi all'area di progetto sono alcuni edifici rurali di supporto all'attività agricola, necessari per la conduzione del fondo, posti ad una distanza superiore ai 300 m. **I ricettori abitativi più prossimi sono invece localizzati ad una distanza superiore ai 1.200 m.**

Da un'attenta valutazione dello stato dei luoghi, sono stati identificati 56 ricettori , di cui 35 nel Comune di Alà dei sardi, 21 in quello di Buddusò.

Nella tabella che segue, sono elencati i ricettori corrispondenti per Comune, la relativa categoria catastale.

N	Ricettore	Foglio	Particella	Comune	Catasto	Categoria	Note	Altezza [m]
1	R1	15	65	Buddusò	Fabbricati	D10	Stalla -LOCALITA` PEDRU TOCHIS	4
2	R2	25	33	Buddusò	Fabbricati	NC	Rudere	4
3	R3	25	53	Buddusò	Fabbricati	D10	Stalla- LOCALITA' TOCCORVOE	4
4	R4	15	65	Buddusò	Fabbricati	D10	Fienile - LOCALITA` PEDRU TOCHIS	5
5	R5	48	448	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOCALITA` FINIDDE	5
6	R6	48	154	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Stalla	5
7	R7	26	11	Buddusò	Terreni	NC	Stalla	5
8	R8	26	4	Buddusò	Fabbricati	NC	Stalla-unità collabente	5
9	R9	26	12	Buddusò	Fabbricati	D10	Stalla -REGIONE TAZZONE	5
10	R10	25	17	Buddusò	Terreni	NC	Deposito attrezzi	4
11	R11	26	11	Buddusò	Terreni	NC	Stalla	5
12	R12	26	9	Buddusò	Terreni	NC	Stalla	5
13	R13	55	10	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla- LOCALITA' JANNA DE SERCULA	5
14	R14	55	15	Alà dei Sardi	Fabbricati	D01	Impianto energetico -LOCALITA` SA COILUNA	20
15	R15	49	186	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOC GIAGUMETTE	5
16	R16	48	441	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla- LOCALITA' LATTARI	5
17	R17	48	440	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Deposito attrezzi	5
18	R18	45	590	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Capannone artigianale	5
19	R19	45	590	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Capannone artigianale	5

20	R20	45	590	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Capannone artigianale	5
21	R21	15	38	Buddusò	Fabbricati	NC	Casa Cantoniera	5
22	R22	45	80	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Stalla	5
23	R23	45	80	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Stalla	5
24	R24	15	146	Buddusò	Fabbricati	D10	Stalla - REG NICOLA PORCU -Stalla	5
25	R25	15	49	Buddusò	Fabbricati	NC	Stalla	5
26	R26	45	667	Alà dei Sardi	Fabbricati	C06	Stalla - LOC. ZICCHEDDU	5
27	R27	45	221	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Stalla	5
28	R28	45	639	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOC S`ENE`	5
29	R29	45	640	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOC S`ENE`	5
30	R30	45	635	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOC S`ENE`	5
31	R31	45	633	Alà dei Sardi	Fabbricati	C06	Stalla - TANCA E S`ENA REGIONE	5
32	R32	45	54	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Stalla -	5
33	R33	48	446	Alà dei Sardi	Fabbricati	F02-C02	Stalla - LOCALITA` FINIDDE	5
34	R34	45	664	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOC. ISCOPASSIDU	5
35	R35	45	247	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Stalla	5
36	R36	25	49	Buddusò	Fabbricati	C06	Stalla - LOCALITA' BOLTUTTO	5
37	R37	25	48	Buddusò	Fabbricati	C02	Stalla - LOCALITA' BOLTUTTO	5
38	R38	48	262	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Stalla	5
39	R39	45	630	Alà dei Sardi	Fabbricati	C02	Stalla	5
40	R40	45	631	Alà dei Sardi	Fabbricati	C02	Deposito attrezzi	4
41	R41	45	629	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Stalla	4
42	R42	45	571	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Capannone industriale - LOCALITA' SENE`	5
43	R43	45	662	Alà dei Sardi	Fabbricati	F06	Stalla	5
44	R44	45	612	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla- LOCALITA' S`ENA DE SA UDA	5
45	R45	55	13	Alà dei Sardi	Terreni	NC	Deposito attrezzi	4
46	R46	45	613	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla -LOCALITA' S`ENA DE SA UDA	4

47	R47	44	67	Alà dei Sardi	Fabbricati	A03-C02-D10	Abitazione-Deposito attrezzi-Capannone industriale REGIONE S'ENA SA UDA	4
48	R48	44	73	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOCALITA' S'ENA DE SA UDA	5
49	R49	44	76	Alà dei Sardi	Fabbricati	D10	Stalla - LOCALITA' S'ENA DE SA UDA	5
50	R50	44	31	Alà dei Sardi	Fabbricati	NC	Deposito attrezzi	4
51	R51	14	128	Buddusò	Fabbricati	D01	Capannone industriale - LOCALITA' SU MONTE LADU	5
52	R52	24	201	Buddusò	Fabbricati	D10	Stalla- LOC. GIUANNE GHISU	5
53	R53	25	51	Buddusò	Fabbricati	F02	Stalla - LOCALITA OLTUTTO	5
54	R54	25	52	Buddusò	Fabbricati	F03	Stalla - LOCALITA OLTUTTO	5
55	R55	25	14	Buddusò	Fabbricati	NC	Stalla	5
56	R56	25	24	Buddusò	Terreni	NC	Stalla	5

Tabella 4 Ricettori corrispondenti per Comune e relativa categoria catastale

Nella tabella che segue, invece, sono elencati i ricettori corrispondenti per Comune e la relativa classe acustica.

N	Ricettore	Comune	Classe acustica	Valore limite di immissione diurno [dB]	Valore limite di immissione notturno [dB]
1	R1	Buddusò	III	60	50
2	R2	Buddusò	III	60	50
3	R3	Buddusò	III	60	50
4	R4	Buddusò	III	60	50
5	R5	Alà dei Sardi	III	60	50
6	R6	Alà dei Sardi	III	60	50
7	R7	Alà dei Sardi	III	60	50
8	R8	Alà dei Sardi	III	60	50
9	R9	Alà dei Sardi	III	60	50
10	R10	Alà dei Sardi	III	60	50
11	R11	Alà dei Sardi	III	60	50
12	R12	Alà dei Sardi	III	60	50
13	R13	Alà dei Sardi	III	60	50

14	R14	Alà dei Sardi	III	60	50
15	R15	Alà dei Sardi	III	60	50
16	R16	Alà dei Sardi	III	60	50
17	R17	Alà dei Sardi	III	60	50
18	R18	Alà dei Sardi	III	60	50
19	R19	Alà dei Sardi	III	60	50
20	R20	Alà dei Sardi	III	60	50
21	R21	Buddusò	III	60	50
22	R22	Alà dei Sardi	III	60	50
23	R23	Alà dei Sardi	III	60	50
24	R24	Buddusò	III	60	50
25	R25	Buddusò	III	60	50
26	R26	Alà dei Sardi	III	60	50
27	R27	Alà dei Sardi	III	60	50
28	R28	Alà dei Sardi	III	60	50
29	R29	Alà dei Sardi	III	60	50
30	R30	Alà dei Sardi	III	60	50
31	R31	Alà dei Sardi	III	60	50
32	R32	Alà dei Sardi	III	60	50
33	R33	Alà dei Sardi	III	60	50
34	R34	Alà dei Sardi	III	60	50
35	R35	Alà dei Sardi	III	60	50
36	R36	Buddusò	III	60	50
37	R37	Buddusò	III	60	50
38	R38	Alà dei Sardi	III	60	50
39	R39	Alà dei Sardi	III	60	50
40	R40	Alà dei Sardi	III	60	50
41	R41	Alà dei Sardi	III	60	50
42	R42	Alà dei Sardi	III	60	50
43	R43	Alà dei Sardi	III	60	50
44	R44	Alà dei Sardi	III	60	50
45	R45	Alà dei Sardi	III	60	50
46	R46	Alà dei Sardi	III	60	50
47	R47	Alà dei Sardi	III	60	50
48	R48	Alà dei Sardi	III	60	50
49	R49	Alà dei Sardi	III	60	50
50	R50	Alà dei Sardi	III	60	50
51	R51	Buddusò	III	60	50
52	R52	Buddusò	III	60	50
53	R53	Buddusò	III	60	50
54	R54	Buddusò	III	60	50
55	R55	Buddusò	III	60	50



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

56

R56	Buddusò	III	60	50
-----	---------	-----	----	----

Tabella 5 Ricettori corrispondenti per Comune e relativa classe acustica

7.1.1 CAMPAGNA DI MONITORAGGIO ACUSTICO

Al fine della caratterizzazione dello stato attuale del clima acustico dell'Area di Progetto, nel mese di dicembre 2023 è stata effettuata una campagna di monitoraggio acustico, ai sensi di quanto prescritto dal D.M. 16 marzo 1998.

Sulla base dei dati e delle informazioni raccolte durante specifici sopralluoghi in campo, sono stati individuati i ricettori residenziali più prossimi, comunque tutti i ricettori e le sorgenti di rumore attualmente presenti.

I punti di monitoraggio sono stati scelti in prossimità dei ricettori campione a 1 m dalla facciata, dove possibile accedervi, oppure all'ingresso del fondo, identificati da punti di coordinate georeferenziate, identificate direttamente dal fonometro, come illustrato nelle schede allegate alla relazione di clima acustico.

7.1 MODALITÀ DI ESECUZIONE DELLE MISURE

Le misure di breve durata e lunga durata presso le postazioni localizzate con coordinate georeferenziate, che possono essere visionate nelle schede allegate, nell'elaborato V.1.8 Clima acustico, sono state effettuate il giorno 16 dicembre 2023. Sono stati scelti 2 punti di misura campione, per destinazione d'uso, altitudine, fonte di sorgente esistente e posizione. Non sono presenti ricettori abitativi per un raggio di 1.000 m dall'aerogeneratore più prossimo. Per il punto di misura P1, in prossimità di R21 casa cantoniera sulla SS389, è stata eseguita una misura di lunga durata pari a circa 134', in periodo diurno. Per il punto di misura P2, in prossimità del ricettore R6 è stata eseguita una misura di lunga durata pari a circa 62', in periodo diurno.

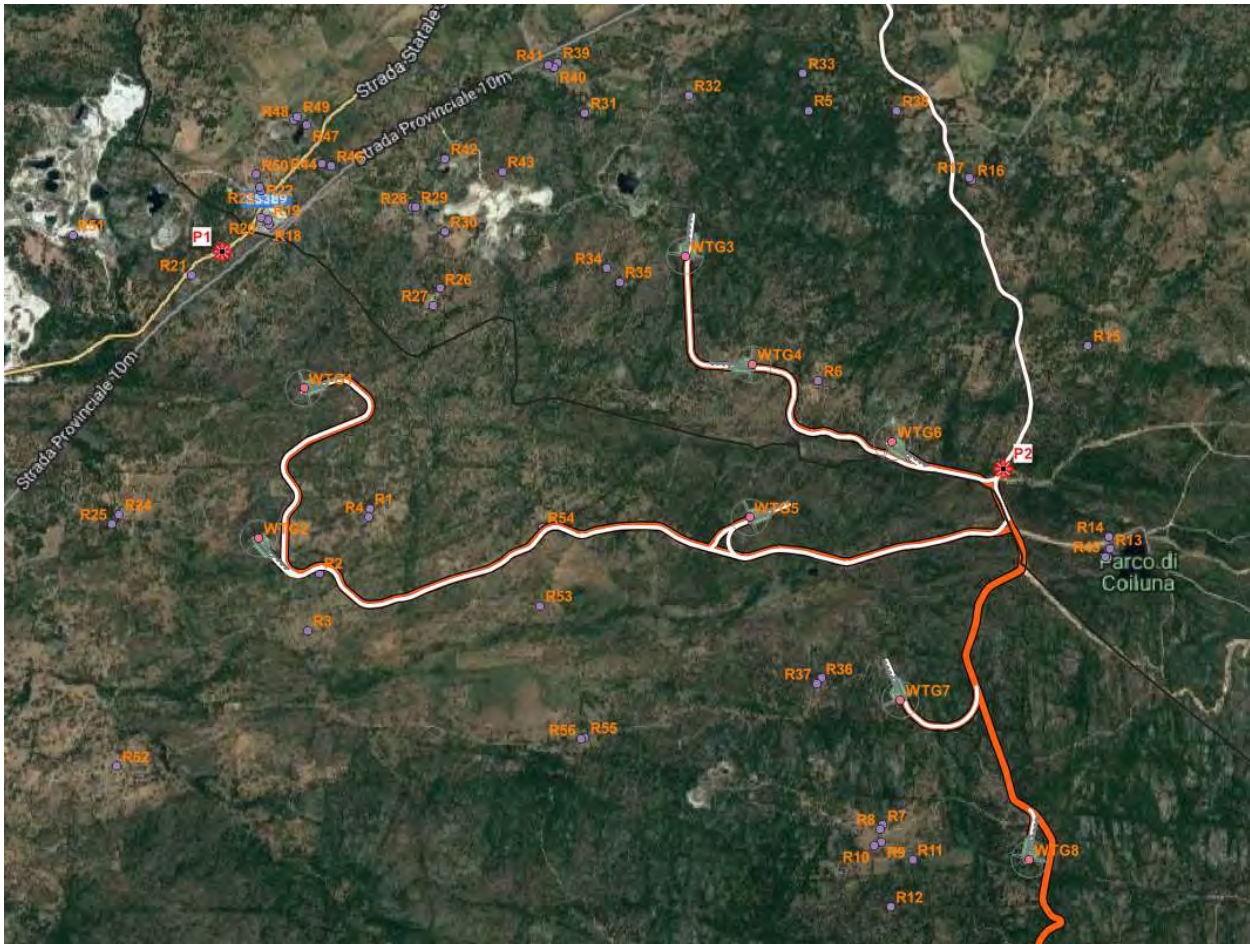


Figura 4 Punti di monitoraggio acustico

Esecuzione delle Misure

È stato misurato il Livello Equivalente di Pressione Sonora (Leq), ovvero il livello di pressione sonora integrato sul periodo di misura T che può essere considerato come il livello di pressione sonora continuo stazionario, contenente la stessa quantità di energia acustica del rumore reale fluttuante, nello stesso periodo di tempo.

Prima dell'inizio ed al termine di ogni misura il fonometro è stato controllato mediante calibratore e, come previsto dalla vigente normativa, sono state considerate valide le misure solo se tali controlli differivano al massimo di ± 0.5 dB.

Per l'esecuzione delle misure si è fatto riferimento alle norme tecniche di cui al D.M. 16/03/98. Le misure sono state effettuate con fonometri integratori di classe 1, Fusion 01dB, conformi a quanto previsto dal Decreto del Ministero dell'Ambiente 16/03/1998.

Di seguito viene presentata la strumentazione impiegata per lo svolgimento delle misure. I certificati di taratura della strumentazione sono presentati in allegato. Per le rilevazioni è stata impiegata la seguente strumentazione:

Tipo	Marca e modello	N° matricola	Tarato il	Certificato taratura n°
Fonometro Integratore	01DB - FUSION	10641	16.01.2023	23-013-0-SLM
Calibratore	Larson Davis CAL200	13356	16.01.2023	23-012-0-SSR

Tabella 6 Strumentazione di misura

La strumentazione è conforme alle norme UNI di riferimento, in accordo al D.M. 16/03/1998.

La calibrazione effettuata prima e dopo le misure non ha dato scostamenti maggiori di 0,1 dB rispetto al segnale di 114 dB a 1000 Hz.

Il fonometro e il calibratore sono stati tarati in data 16/01/2023 presso il Centro Taratura Microbel Srl.

Le misure sono state eseguite dal Tecnico competente in acustica ambientale il Dr. Piero Angelo Rubiu.

Inoltre sono stati utilizzati:

- **Stazione Anemometrica Valleman WS1080**, che rileva temperatura, umidità, pressione barometrica, direzione e velocità del vento e un anemometro portatile Kestrel.

7.2 LIMITI PRESSO CIASCUNA POSTAZIONI DI MISURA

Le postazioni di misura hanno differenti limiti da rispettare, in base alla zonizzazione acustica del comune di appartenenza ed in base alla sorgente valutata.

7.3 RISULTATI

1.3.1 Esecuzione delle misure

A seguire si riportano i report delle misure di lunga e breve durata effettuate nel mese di dicembre 2023 per la caratterizzazione delle sorgenti sonore presenti intorno all'area di progetto e le misure esterno al ricettore, come descritto nelle Linee Guida paragrafo 7.2

Con riferimento al D.M. 16/03/98 non sono stati rilevati eventi impulsivi in numero sufficiente all'introduzione del fattore Ki e componenti tonali. L'analisi delle impulsività è stata effettuata con modalità conformi a quanto prescritto dal D.M. 16/03/1998.

Per quanto riguarda l'analisi spettrale del rumore misurato, questa è stata rilevata in modalità "minimo" ed elaborata in modo conforme a quanto prescritto dal D.M. 16/03/1998 per l'individuazione delle componenti tonali.

Nella successiva tabella si riportano i risultati della campagna sperimentale condotta, nel periodo diurno (tabella 7).

Tabella 7 Risultati Monitoraggio durante il Periodo Diurno

N	Comune	Ricettore	Classe acustica	Valore limite assoluto di immissione diurno dB	Valore limite assoluto di immissione notturno dB	Leq previsionale dB	Valore residuo dB(A)	NOTE
P1	Buddusò	R21	III	60	50	39	57.7	Ricettori non abitativi
P2	Alà dei Sardi	R6	III	60	50	49	38.8	Ricettori non abitativi

N	Comune	Ricettore	Classe acustica	Valore limite assoluto di immissione diurno dB	Valore limite assoluto di immissione notturno dB	Leq previsionale dB	Valore residuo dB(A)	NOTE
1	Alà dei Sardi	R47	III	60	50	34	57.7	Ricettore abitativo

Tabella 8 Analisi del valore previsionale e del valore residuo sul ricettore abitativo R47

L'indagine fonometrica condotta nei pressi dell'area di progetto ha evidenziato valori di rumore residuo piuttosto variabili per settori, variabili tra i 38.8 dB e i 53.7 dB (influenzata dal traffico veicolare della SS389), comunque al di sotto dei limiti di rumore previsti dalla normativa nazionale per le classi acustiche in cui ricadono i punti di



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

monitoraggio. I valori rilevati nei pressi del ricettore sono stati "filtrati" dai rumori esterni, per riportare un valore più prossimo al valore di fondo. Per le altre misure sono stati applicati gli arrotondamenti così come richiesto della normativa di riferimento. L'applicazione di quanto sopra descritto è illustrata nell'elaborato V.1.8 Valutazione del clima acustico. L'unico ricettore abitativo individuato, nel raggio di 1.300 m, R47, frequentato comunque saltuariamente, subisce un contributo dell'impianto in esercizio pari a 34 db, ben al di sotto dei limiti diurni e notturni per la classe III.

L'indagine fonometrica condotta nei pressi dell'area di progetto ha evidenziato valori di rumore residuo accettabili, tutti al di sotto dei limiti di rumore previsti dalla normativa nazionale per le classi acustiche in cui ricadono i punti di monitoraggio. Le emissioni sonore delle sorgenti individuate (attività agricole, viabilità esistente) sono influenti rispetto alle attività pertinenti il ricettore stesso.

Per approfondimenti relativi alla valutazione del clima acustico dell'area di studio si faccia riferimento all'elaborato specifico del SIA.

8. VALUTAZIONE PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO

8.1 METODOLOGIA DI VALUTAZIONE

Nel presente Paragrafo si analizzano i potenziali impatti del progetto sull'area d'influenza e sui ricettori. L'analisi prende in esame gli impatti legati alle diverse fasi di progetto, ovvero di cantiere, esercizio e dismissione.

Il seguente quadro riassume le principali fonti d'impatto sulla componente rumore connesse al Progetto, evidenziando le risorse potenzialmente impattate ed i ricettori maggiormente frequentati dalle persone.

Fonte di Impatto

- I principali effetti sul clima acustico riconducibili al Progetto sono attesi durante la fase di cantiere e di esercizio.
- Le fonti di rumore in fase di cantiere sono rappresentate dal frantoio, dai macchinari utilizzati per il movimento terra e materiali, per la preparazione del sito, per l'installazione degli aerogeneratori e per il trasporto dei lavoratori durante la fase di cantiere.
- Le fonti di rumore in fase di esercizio sono rappresentate dagli aerogeneratori.
- La fase di dismissione prevede fonti di rumore connesse all'utilizzo di veicoli/macchinari per le attività di smantellamento, simili a quelle previste nella fase di cantiere. Si prevede tuttavia l'impiego di un numero di mezzi inferiore.

Risorse e Ricettori Potenzialmente Impattati

- Il sito di Progetto si colloca in un contesto prevalentemente agricolo;
- Le aree residenziali più vicine al sito di progetto sono poste ad una distanza superiore a 1,0 Km a nord est e sud ovest dell'area di progetto.

Fattori del Contesto (Ante Operam) inerenti la Valutazione

- Le sorgenti di rumore attualmente presenti nell'area sono costituite dalle attività prevalentemente agricole in cui si inserisce il Progetto, dalla viabilità esistente e dall'attività anche se sporadica dell'ecocentro Comunale. L'indagine fonometrica condotta nei pressi dell'Area di Progetto ha evidenziato valori di rumore residuo conformi ai limiti di rumore previsti dalla normativa nazionale.

Caratteristiche del Progetto influenzanti la Valutazione

- Fase di cantiere: localizzazione dei macchinari nell'area di cantiere; numero di macchinari in uso durante la fase di cantiere; gestione aree di cantiere; gestione del traffico indotto.

- Fase di esercizio: localizzazione e numero degli aerogeneratori in uso. Si assume un'operatività in continuo (24h) degli aerogeneratori.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Diurno	Notturmo
Tutto il territorio nazionale	70	60
Agglomerato urbano di particolare pregio ambientale storico e artistico (Zona A Dec.Min. n. 1444/68)	65	55
Aree totalmente o parzialmente edificate (Zona B D.M. n. 1444/68)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 9 Tabella 1.3 DPCM 01/03/91 Tabella B – Limiti validi in assenza di zonizzazione

In aggiunta, sempre in base al DPCM 14/11/1997, deve essere rispettato il:

- valore differenziale di immissione: pari a 5 dB nel diurno e 3 dB nel notturno. In base al DPCM 14/11/1997 il criterio differenziale non è applicabile nelle classi VI e se il rumore ambientale misurato all'interno di un edificio è inferiore ad una certa soglia (rumore misurato a finestre aperte < 50 dBA nel periodo diurno e < 40 dBA nel notturno; rumore misurato a finestre chiuse < 35 dBA nel periodo diurno e < 25 dBA nel notturno). Sotto la soglia ogni effetto del rumore è da considerarsi trascurabile. Non è inoltre valido nel caso di rumore prodotto dalle infrastrutture stradale e ferroviaria.

In caso di una problematica particolare da parte di un singolo ricettore disturbato, potrà essere di riferimento anche il limite definito della:

- normale tollerabilità (art.844 del codice civile).

Per quel che riguarda il rumore causato dalle **infrastrutture stradali**, si fa riferimento anche al DPR 30/03/2004 n.142, che definisce i limiti e i criteri per la definizione delle fasce di pertinenza acustica in funzione delle differenti categorie stradali secondo la classificazione operata dal Codice della Strada.

All'interno della fascia di pertinenza valgono – solo per il rumore causato dalle infrastrutture - detti limiti massimi di immissione (mentre non vale il criterio differenziale). Per tutte le altre sorgenti valgono i limiti assoluti di immissione previsti dal Piano di Classificazione acustica.

All'esterno della fascia di pertinenza, invece, l'infrastruttura stradale concorre al raggiungimento dei limiti assoluti previsti dal Piano di Classificazione Acustica.

Si riportano in tabella i limiti fissati da detto decreto.

Tipo di strada (Secondo Codice della Strada)	Sottotipi a fini acustici (secondo Norme CNR 1980 e direttive PUT)	Ampiezza fascia di pertinenza (m)	Scuole, ospedali, casi di cura e di riposo		Altri ricettori	
			Diurno dB(A)	Notturno dB(A)	Diurno dB(A)	Notturno dB(A)
A- Autostrada		100 (fascia A)	50	40	70	60
		150 (fascia B)			65	55
B- Extraurbana principale		100 (fascia A)	50	40	70	60
		150 (fascia B)			65	55
C-Extraurbana secondaria	Ca (strade a carreggiate separate e tipo IV CNR 1980)	100 (fascia A)	50	40	70	60
		150 (fascia B)			65	55
	Cb (tutte le altre strade extraurbane secondarie)	100 (fascia A)	50	40	70	60
		50 (fascia B)			65	55
D- Urbana di scorrimento	Da (strade a carreggiate separate e interquartiere)	100	50	40	70	60
	Db (tutte le altre strade di scorrimento)	100	50	40	65	55
E- Urbana di quartiere		30	Definiti dai Comuni, nel rispetto dei valori riportati in tabella C allegata al DPCM in data 14-11-1997 e comunque in modo conforme alla zonizzazione acustica delle aree urbane come prevista dall'art.6, c.1, lett. A) della L.447/95			
F- locale		30				

Tabella 10 Limiti di immissione per strade esistenti e assimilabili (DPR 142/2004) con evidenziata la tipologia interessata

8.1.1 Modello di Propagazione del Rumore

La stima degli impatti potenziali per la fase di cantiere e di esercizio è stata supportata da uno specifico studio di impatto acustico realizzato mediante il modello IMM1, di cui si riporta una breve descrizione in allegato. La propagazione del rumore da sorgenti industriali (sorgenti puntuali, lineari e areali) è calcolata applicando la normativa tecnica ISO 9613 Acustica - Attenuazione del Suono Durante la Propagazione in

Ambiente Esterno - Parte 2: Metodo Generale di Calcolo. Tutti i macchinari con caratteristiche acustiche tali da influire sul clima acustico dell'area sono stati inseriti come dati di input per la simulazione. Gli impatti potenziali per la fase di dismissione sono stati invece valutati qualitativamente, sulla base dei dati progettuali a disposizione e dei risultati dello studio modellistico condotto per la fase di cantiere, essendo la fase di dismissione paragonabile alla fase di cantiere in merito alla tipologia di attività e mezzi in funzione. Nei successivi paragrafi si riporta la valutazione della significatività degli impatti potenziali attribuibili al Progetto e le misure di mitigazione individuate, entrambi divisi per fase di progetto.

8.1.2 Valutazione della Sensitività

Al fine di stimare la significatività dell'impatto acustico apportato dal Progetto, è necessario descrivere la sensitività del clima acustico in corrispondenza del punto più accessibile vicino ai ricettori individuati.

Nel mese di dicembre 2023 nell'ambito della baseline ambientale, è stata condotta una campagna di monitoraggio acustico allo scopo di rilevare il clima acustico esistente nell'intorno del Progetto. La campagna è stata condotta considerando un ricettore campione, individuato perlopiù ad >1 mt. dalla facciata dell'edificio con identificazione delle coordinate, potenzialmente impattati dalla costruzione dell'impianto. Le misure fonometriche sono state effettuate solamente nei ricettori maggiormente rappresentativi, per posizione e destinazione d'uso. La descrizione dei ricettori e la sensitività del clima acustico presso tali punti sono riportate in Tabella 11.

N	Ricettore	Comune	Descrizione	Sensitività	Categoria catastale	Destinazione d'uso
1	R1	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Località Pedru Tochis
2	R2	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Rudere
3	R3	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Località Toccoorvoe
4	R4	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Fienile - Località Pedru Tochis
5	R5	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Località Finidde
6	R6	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
7	R7	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Località Boddo`
8	R8	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Rudere
9	R9	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
10	R10	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Loc. Olvinita
11	R11	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Loc. Olvinita
12	R12	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
13	R13	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
14	R14	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Fabbricato Rurale
15	R15	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
16	R16	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Reg. Sa Giuntura
17	R17	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla

18	R18	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Capannone Artigianale
19	R19	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Capannone Artigianale
20	R20	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Capannone Artigianale
21	R21	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Casa Cantoniera
22	R22	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
23	R23	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
24	R24	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla -Reg Nicola Porcu
25	R25	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
26	R26	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	C06	Stalla - Loc. Ziccheddu
27	R27	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
28	R28	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla -Loc S`Ene`
29	R29	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla -Loc S`Ene`
30	R30	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla -Loc S`Ene`
31	R31	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	C06	Stalla -Tanca E S`Ena Regione
32	R32	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
33	R33	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	F02-C02	Stalla - Localita` Finidde
34	R34	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Loc. Iscopassidu
35	R35	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
36	R36	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	C06	Stalla - Localita' Boltutto
37	R37	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	C02	Stalla - Localita' Boltutto
38	R38	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
39	R39	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Su Annaju
40	R40	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Su Annaju
41	R41	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	C02	Stalla - Localita` Lalchene
42	R42	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
43	R43	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Regione Corro`
44	R44	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla
45	R45	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	C02	Stalla -Localita` Parolutundu
46	R46	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla -LOCALITA' S`ENA DE SA UDA
47	R47	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Media	A03-C02-D10	Abitazione-Deposito Attrezzi-Capannone Industriale Regione S`Ena Sa Uda
48	R48	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Localita' S`Ena De Sa Uda
49	R49	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla - Localita' S`Ena De Sa Uda
50	R50	Alà dei Sardi	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Deposito Attrezzi
51	R51	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D01	Capannone Industriale - Localita' Su Monte Ladu
52	R52	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	D10	Stalla- Loc. Giuanne Ghisu
53	R53	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	F02	Stalla - Localita Oltutto
54	R54	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	F03	Stalla - Localita Oltutto
55	R55	Buddusò	Ricettore attività rurale	Bassa	NC	Stalla

Tabella 11 Identificazione della sensitività dei Ricettori



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

Come mostrato in Tabella 11, ai fini della presente valutazione di impatto è stata assegnata sensibilità **bassa** ai ricettori classificati catastalmente C,D,F. Non sono presenti ricettori prettamente ed esclusivamente residenziali, nel raggio di 1.300 m dall'aerogeneratore più vicino, tuttavia ai ricettori potenzialmente abitativi, verrebbe assegnata una sensibilità media, che si trovano in classe catastale A (civile abitazione), come nel caso dell'unico ricettore abitativo individuato R47..

In via conservativa, l'area di studio imputata nel modello di calcolo ha considerato un intorno di 1.3 km dall'area di progetto, al fine di comprendere tutti i ricettori in un intorno di tale buffer. La descrizione dei ricettori individuati e la sensibilità del clima acustico presso tali punti sono riportate in Tabella 11.

Durante la campagna di monitoraggio effettuata nel mese di dicembre 2023 sono stati scelti punti di misura per la valutazione del clima acustico dell'area intorno al progetto, come evidenziato nell'elaborato V.1.8. Valutazione del Clima Acustico.

Come mostrato in Tabella 11, ai fini della presente valutazione di impatto, la sensibilità del clima acustico è stata classificata, sulla base della destinazione d'uso, come **media** in corrispondenza dei ricettori identificati come adibiti a frequenza saltuaria di persone, mentre per tutti i ricettori che non prevedono permanenza di persone superiore alle 4 ore è stata considerata una sensibilità **bassa, edifici collaterali all'attività agricola come ad es., stalle, fienili, sale mungitura, depositi attrezzi, magazzini in genere ecc.** A tal fine confrontarla con la tabella 6 e la cartografia elaborato V.2.7 e V.2.8.

8.2 FASE DI CANTIERE

Le attività rumorose associate alla fase di cantiere dell'impianto eolico possono essere ricondotte a:

- lavori civili ed assimilabili (lavorazioni relative al montaggio ed alla realizzazione della struttura di progetto);
- Lavori di frantumazione delle rocce con l'ausilio di un frantoio;
- traffico indotto (transito dei mezzi pesanti lungo la viabilità di accesso al cantiere).

Per la valutazione in questa fase sono state considerate le aree amministrative comunali in cui ricade ogni lavorazione, che possono essere così riassunte:

- Realizzazione stazione elettrica in Comune di Buddusò;
- Realizzazione di stradelli di congiunzione della viabilità i cui ricettori, ricadono comunque nei comuni di Alà dei Sardi ed Buddusò, rispettando comunque i limiti di immissione diurni come calcolo previsionale allegato;
- Realizzazione delle opere legate alla realizzazione del parco eolico vero e proprio nel comune di Alà dei Sardi ed Buddusò.

La principale fonte di rumore durante la fase di cantiere è rappresentata dai macchinari utilizzati per la movimentazione dei materiali, la preparazione del sito, la frantumazione delle rocce, la realizzazione delle piazzole, l'installazione degli aerogeneratori e la movimentazione di mezzi pesanti e veicoli lungo la viabilità di accesso al sito.

Al fine di stimare il rumore prodotto durante l'attività di cantiere, è stata condotta un'analisi quantitativa dell'impatto potenziale del Progetto, attraverso l'utilizzo del modello di propagazione sonora IMMI. L'area in cui saranno collocate le attrezzature per l'attività di cantiere è localizzata all'interno del sito, in prossimità degli aerogeneratori in progetto. Le attività di cantiere avranno luogo solo durante il periodo diurno, dal mattino al pomeriggio, solitamente dalle 7.00 fino alle 18.00. Non sono previste attività in notturna.

E' stata considerata anche l'attività inerente la realizzazione della stazione elettrica, in comune di Buddusò, che ricade nella classe III del Piano di Classificazione Acustica, per completezza il calcolo previsionale è posto in allegato. I ricettori analizzati, tutti in un contesto rurale, subiscono un valore di immissione, comunque, sotto i limiti di zona, di 60 dB, anche in questo caso si è considerato in via cautelativa un valore massimo di emissione dei macchinari di 122 dB, proveniente dal frantoio. Per quanto riguarda la fase di esercizio della Stazione elettrica si è considerato un valore di emissione di 80 dB, anche in questo caso tutti i valori di immissione nei confronti dei ricettori sono rispettati, come da calcolo previsionale allegato.

In Tabella 12 si riporta la tipologia ed il numero di macchinari in uso, suddivisi nelle diverse fasi di cantiere, considerati nella simulazione delle emissioni sonore. In Tabella 13 è invece mostrata la scomposizione in frequenze del livello di potenza acustica di tali macchine.

Fase Lavorativa	Macchinario	Numero	Durata Attività	Livello di Potenza Sonora, dB(A) (1)
Costruzione Fondazioni aerogeneratori				
Scavo	Autocarro	2	Periodo diurno, in continuo	75
	Escavatore	2	Periodo diurno, in continuo	109
Posa calcestruzzo delle fondazioni	Betoniera	1	Periodo diurno, in continuo	112
	Pompa	1	Periodo diurno, in continuo	107
Reinterro	Escavatore	1	Periodo diurno, in continuo	109
Frantumazione roccia	Frantoio	1	Periodo diurno, in continuo	122
Costruzione Piazzole e strade di accesso				
Scavo e livellazione	Autocarro	2	Periodo diurno, in continuo	75
	Escavatore	2	Periodo diurno, in continuo	109
Ripporto del terreno	Escavatore	2	Periodo diurno, in continuo	109
	Rullo compressore	1	Periodo diurno, in continuo	115
Montaggio aerogeneratori				
Trasporto e scarico materiali	Autocarro	2	Periodo diurno, in continuo	75
Montaggio	Autogru	2	Periodo diurno, in continuo	101

Nota:

(1) I livelli di emissione e la scomposizione in frequenza sono stati estrapolati da schede tecniche di macchinari simili o da librerie specializzate interne al modello IMMI.

Tabella 12 Macchinari in Uso in Fase di Cantiere

Macchinario	Livello di Potenza Sonora [dB(A)] ⁽¹⁾	31 Hz dBA	63 Hz dBA	125 Hz dBA	250 Hz dBA	500 Hz dBA	1 KHz dBA	2 KHz dBA	4 KHz dBA	8 KHz dBA	16 KHz dBA
Autocarro	75	-	52,64	62	63,06	67,49	71,27	69,68	62,44	57,26	49,81
Rullo compressore	115	103,09	112,79	107,39	101,19	103,19	100,19	96,49	91,39	87,59	83,09
Escavatore	109	93,02	96,22	105,82	100,22	97,92	99,92	98,52	92,92	89,92	84,22
Betoniera	112	98,79	97,09	98,19	93,39	102,09	106,89	106,79	101,29	99,29	93,89
Autogru	101	75,26	79,46	90,06	89,26	94,06	95,66	93,76	92,76	89,16	82,56
Pompa	107	-	60,83	77,73	89,20	97,80	102,63	102,23	99,40	91,92	-
Frantoio	122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota:

(1) I livelli di emissione e la scomposizione in frequenza sono stati estrapolati da schede tecniche di macchinari simili o da librerie specializzate interne al modello IMMI.

Tabella 13 Spettro di Frequenza Sorgenti Sonore in Fase di Cantiere

Il modello di rumore per la fase di cantiere ha previsto le seguenti assunzioni metodologiche:

- gli aerogeneratori verranno realizzati singolarmente e pertanto non ci saranno aree di cantiere dei singoli aerogeneratori realizzate in contemporanea;
- è stata simulata la fase di cantiere che, per tipologia e numero di macchinari in uso e durata delle attività, prevede emissioni sonore maggiori. Nel caso di studio, tale fase è stata individuata nella fase di costruzione di piazzole e strade di accesso. Per le altre fasi è ragionevole ipotizzare livelli di emissione sonora simili o minori;
- i macchinari e i mezzi sono stati inseriti nel modello come sorgenti puntuali e si è assunto che operassero in continuo e contemporaneamente durante il periodo diurno.

La fase realizzativa, potenzialmente di maggiore impatto, è riconducibile alla fase di realizzazione di strade, piazzole ed aree di sosta in cui potrebbero essere attive le tre apparecchiature:

- Autocarro;

- Escavatore;
- Frantoio;
- Rullo compressore.

In via cautelativa verrà quindi utilizzata tale fase lavorativa, prevedendo l'utilizzo contemporaneo delle macchine utilizzate in corrispondenza delle aree interessate. Tali aree vengono considerate singolarmente in quanto la realizzazione degli aerogeneratori non avverrà in contemporanea.

Nell'ottica di presentare una valutazione conservativa, sulle aree di cantiere selezionate sono state considerate come attivi contemporaneamente tutti i macchinari, per le ore di attività del cantiere (07.00-18.00).

I livelli di rumore simulati sulla base delle assunzioni sopra descritte sono riassunti in Tabella 14.

Il **livello del rumore residuo**, misurato durante la campagna di monitoraggio di dicembre 2023, è **stato concentrata l'attenzione sui ricettori R21-R6, rappresentativi del clima acustico dell'area**. I ricettori individuati, sono costituiti da edifici isolati nel contesto rurale, non sono considerati significativi in particolare per la loro destinazione d'uso strettamente legata all'attività agricola (stalle, deposito attrezzi, sale mungitura, ruderi, ecc.).

Le mappe di rumore per la fase di cantiere sono riportate in allegato.

**Punto
Monitoraggio**

	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT06	WT07	WT08
R1	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R2	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R3	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R4	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R5	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R6	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R7	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R8	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R8	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R10	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R11	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R12	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R13	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R14	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R15	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R16	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R17	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R18	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R19	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R20	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R21	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60

R22	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R23	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R24	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R25	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R26	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R27	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R28	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R29	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R30	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R31	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R32	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R33	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R34	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R35	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R36	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R37	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R38	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R39	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R40	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R41	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R42	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R43	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R44	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R45	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R46	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R47	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R48	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R49	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R50	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R51	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R52	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R53	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R54	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R55	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60

Tabella 14 Livelli di pressione sonora previsionale generati in fase di cantiere

In fase di cantiere si prevedono emissioni sonore con valori minimi e massimi tra i 38 dB(A) e i 60 dB(A), nei ricettori (non abitativi). Dai risultati ottenuti è possibile affermare che le emissioni sonore generate

comporteranno un aumento temporaneo dei livelli di rumore esistenti ed un impatto maggiormente **distinguibile**. Per i ricettori ricadenti in classe III, vengono rispettati comunque i limiti di rumore previsti dalla normativa vigente.

Come si evince dalle mappe di rumore in allegato, in corrispondenza dei ricettori presenti si prevedono livelli di immissione sonora generati in fase di cantiere al di sotto dei limiti previsti dalla relativa classe acustica.

La durata dei suddetti impatti sarà a **breve termine**, in quanto la durata della fase di cantiere sarà di circa 218 mesi, e di estensione **locale**, nell'intorno di 1.0 km dall'area di progetto.

In Tabella 15 si riporta la valutazione della significatività degli impatti in fase di cantiere associati alla componente rumore, calcolata utilizzando la metodologia descritta nello Studio di Impatto Ambientale (SIA).

Tabella 15 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Cantiere

Impatto	Criteri di valutazione e relativo Punteggio	Magnitudo	Sensitività	Significatività
<i>Rumore: Fase di Cantiere</i>				
Disturbo ai ricettori <u>residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	<u>Durata</u> : Breve termine, 2 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non Riconoscibile, 1	Classe 4: Trascurabile	Media	Bassa
Disturbo ai ricettori <u>non residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	<u>Durata</u> : Breve termine, 2 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non Riconoscibile, 1	Classe 4: Trascurabile	Bassa	Bassa

Durante le attività di cantiere, considerato il carattere temporaneo delle attività ed il rispetto dei limiti in periodo diurno, la significatività dell'impatto generato dalle emissioni sonore è valutata come **bassa**. Tale valore è stato ottenuto incrociando la magnitudo degli impatti e la sensitività dei ricettori.

8.3 FASE DI ESERCIZIO

Le attività rumorose associate alla fase di esercizio dell'impianto eolico possono essere ricondotte all'operatività degli aerogeneratori.

Il progetto prevede l'utilizzo di 8 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA S.G. 6.6 170. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,6 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 52,8 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 155 m, il diametro delle pale è di 170 m, per un'altezza complessiva della struttura di 240 m., dei quali si riporta, in Allegato, la scheda tecnica con l'indicazione delle caratteristiche tecniche.

La potenza sonora dell'aerogeneratore è in funzione della velocità del vento: all'aumentare della velocità aumenta la potenza sonora della macchina, per una soglia che per l'aerogeneratore oggetto di studio è pari a 7 m/s e fino a 12 m/sec massimo. **La simulazione ha considerato, la situazione più estrema, una potenza sonora di 106 dB(A) associata alla velocità del vento .**

Al fine di stimare il rumore prodotto durante la fase di esercizio, è stata condotta un'analisi quantitativa dell'impatto potenziale del Progetto, attraverso l'utilizzo del modello di propagazione sonora con il software IMMI.

In Tabella 18 si riporta la tipologia ed il numero di aerogeneratori in uso durante la fase di esercizio, considerati nella simulazione delle emissioni sonore.

ID Turbina	Altezza base (m)	UTM WGS84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord
WTG01	675,5	525.274	4.496.496
WTG02	634,5	525.062	4.495.797
WTG03	665,0	527.052	4.497.112
WTG04	678,5	527.368	4.496.606
WTG05	672,5	527.353	4.495.894
WTG06	698,2	528.017	4.496.244
WTG07	690,5	528.057	4.495.044
WTG08	728,0	528.660	4.494.300

Tabella 16 Coordinate degli aerogeneratori in uso in fase di esercizio

I livelli di emissione sonora previsti durante la fase di esercizio del progetto sono stati valutati con il modello IMMI considerando gli aerogeneratori in funzione contemporaneamente e in continuo.

I livelli di rumore previsti presso i ricettori individuati e simulati sulla base delle assunzioni sopra descritte sono riassunti in tabella 17 e 18. La mappa di rumore per la fase di esercizio è riportata in Tavola allegata alla presente.

Il livello del rumore residuo in diurno, misurato durante la campagna di monitoraggio eseguiti nel mese di dicembre 2023, è stato registrato ai ricettori R6-R21, replicabile anche per l'unico ricettore abitativo R47.

Le variazioni del livello di rumore ambientale, riportate in tabella 17 e tabella 18, sono al di sotto dei limiti previsti dalla normativa vigente.

Punto Monitoraggio	Contributo stimato in Fase di Esercizio [dBA] -diurno							
	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT06	WT07	WT08
R1	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R2	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R3	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R4	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R5	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R6	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R7	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R8	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R9	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R10	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R11	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R12	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R13	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R14	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R15	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R16	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R17	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R18	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R19	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R20	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R21	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R22	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R23	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R24	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R25	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R26	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60

R27	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R28	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R29	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R30	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R31	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R32	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R33	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R34	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R35	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R36	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R37	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R38	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R39	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R40	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R41	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R42	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R43	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R44	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R45	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R46	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R47	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R48	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R49	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R50	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R51	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R52	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R53	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R54	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60
R55	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60	<60

Tabella 17 Livelli di Pressione Sonora Generati in Fase di Esercizio - diurno

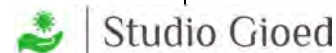
Punto Monitoraggio	Contributo stimato in Fase di Esercizio [dBA] - notturno							
	WT01	WT02	WT03	WT04	WT05	WT06	WT07	WT08
R1	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R2	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R3	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R4	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R5	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
 Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
 PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
 TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
 ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



R6	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R7	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R8	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R9	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R10	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R11	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R12	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R13	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R14	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R15	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R16	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R17	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R18	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R19	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R20	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R21	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R22	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R23	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R24	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
25	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R26	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R27	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R28	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R29	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R30	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R31	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R32	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R33	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R34	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R35	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R36	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R37	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R38	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R39	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R40	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R41	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R42	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R43	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R44	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R45	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R46	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50

R47	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R48	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R49	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R51	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R52	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R53	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R54	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50
R55	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50	<50

Tabella 18 Livelli di Pressione Sonora Generati in Fase di Esercizio - Notturno

Il criterio differenziale è applicabile ai soli ricettori abitativi mentre non è applicabile quando si verificano entrambe le condizioni:

art.4, comma 2 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14 novembre 1997.

Si fa presente che il criterio differenziale va applicato se non è verificata anche una sola delle condizioni di cui alle lettere a) e b) del predetto decreto negli edifici adibiti ad abitazione:

- se il rumore ambientale misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) nel periodo diurno e 40 dB(A) nel periodo notturno;

- se il rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dB(A) nel periodo diurno e 25 dB(A) nel periodo notturno.

Dai valori di rumore residuo rilevati sono inferiori ai 50 dB, comparabili al caso diurno a finestre aperte che esclude l'applicabilità del criterio differenziale, così come richiamato dall' art.4, comma 2 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14 novembre 1997.

Qualora dovessero presentarsi superamento dei limiti si prevedono delle misure di mitigazione quali ad esempio la sostituzione degli infissi maggiormente performanti e la realizzazione di barriere acustiche naturali quali ad. Es. alberature.

Nel raggio di 1.300 m è stata rilevata la presenza di un solo ricettore abitativo, R47, che come precedentemente illustrato rispetta il criterio differenziale, dove il contributo degli aerogeneratori in esercizio è di 34 dB, mentre il rumore residuo è di circa 57 dB(A), determinato dalla presenza a circa 60 m della SS389 a scorrimento veloce .

L'Area di Progetto ricade per la sua totalità nella Classe III, i limiti di immissione ed emissione per tali classi sono:

Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite di immissione (dBA)		Limite di emissione (dBA)	
	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)	Diurno (6.00-22.00)	Notturno (22.00-6.00)
I-Aree particolarmente protette	50	40	45	35
II-Aree prevalentemente residenziali	55	45	50	40
III-Aree di tipo misto	60	50	55	45
IV-Aree di intensa attività umana	65	55	60	50

V-Aree prevalentemente industriali	70	60	65	55
VI-Aree esclusivamente industriali	70	70	65	65

In fase di esercizio si prevedono immissioni sonore presso i ricettori al di sotto dei limiti di immissione per la Classe III.

Le emissioni sonore generate in fase di esercizio dall'impianto eolico sono trascurabili rispetto alle sorgenti di rumore attualmente presenti nell'area.

La durata dei suddetti impatti sarà quindi **non riconoscibile**, a **lungo termine** (intera durata del Progetto) e di estensione **locale**.

In Tabella 19 si riporta la valutazione della significatività degli impatti associati alla componente rumore.

Impatto	Criteri di valutazione e relativo Punteggio	Magnitudo	Sensitività	Significatività
<i>Rumore: Fase di Esercizio</i>				
Disturbo ai ricettori <u>con presenza saltuaria ma non residenziali</u> nei punti più prossimi agli aerogeneratori.	<u>Durata</u> : Lungo termine, 3 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non Riconoscibile, 1	Classe 5: Bassa	Media	Bassa
Disturbo ai ricettori <u>non residenziali</u> nei punti più prossimi agli aerogeneratori.	<u>Durata</u> : Lungo termine, 3 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non Riconoscibile, 1	Classe 5: Bassa	Bassa	Bassa

Tabella 19 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Esercizio

Durante l'esercizio dell'impianto eolico, la significatività dell'impatto generato dalle emissioni sonore è valutata come **bassa**. Tale valore è stato ottenuto incrociando la magnitudo degli impatti e la sensitività dei ricettori.

8.4 FASE DI DISMISSIONE

Al termine della vita utile dell'opera (circa 30 anni), l'impianto sarà interamente smantellato e l'area restituita all'uso industriale attualmente previsto.

Le operazioni di dismissione verranno realizzate con macchinari simili a quelli previsti per la fase di cantiere e consisteranno in:

- smontaggio e ritiro degli aerogeneratori;
- ripristino ambientale dell'area, condotto con operazioni di livellamento e, a seguire, operazioni agronomiche classiche per la rimessa a coltura del terreno.

Pertanto, è possibile affermare che l'impatto sulla popolazione associato al rumore generato durante la fase di dismissione sarà **non riconoscibile** ed avrà durata **temporanea** (la durata complessiva delle operazioni di smantellamento è stimata in circa 4 mesi) ed estensione **locale**.

In tabella 20 è riportata la valutazione della significatività degli impatti associati alla componente rumore:

Impatto	Criteri di valutazione e relativo Punteggio	Magnitudo	Sensitività	Significatività
<i>Rumore: Fase di Dismissione</i>				
Disturbo ai ricettori <u>con presenza saltuaria ma non residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	<u>Durata</u> : Temporanea, 1 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non riconoscibile, 1	Classe 3: Trascurabile	Media	Bassa
Disturbo ai ricettori non residenziali nei punti più prossimi all'area di cantiere.	<u>Durata</u> : Temporanea, 1 <u>Estensione</u> : Locale, 1 <u>Entità</u> : Non riconoscibile, 1	Classe 3: Trascurabile	Bassa	Bassa

Tabella 20 Significatività degli Impatti Potenziali – Rumore – Fase di Dismissione

Durante le attività di dismissione, la significatività dell'impatto generato dalle emissioni sonore è valutata come **bassa**. Tale valore è stato ottenuto incrociando la magnitudo degli impatti e la sensitività dei ricettori.

8.5 IMPATTO CUMULATO CON IMPIANTI AUTORIZZATI NELL'INTORNO DELL'IMPIANTO

Non sono presenti altri impianti eolici di grossa taglia nel raggio di 1 Km, per cui l'impatto cumulativo non è rilevante, non creano effetto cumulo. L'aerogeneratore più vicino, del parco eolico denominato "Buddusò Sud II" commissionato dalla società AEI Wind Project XIII srl si pone a circa 2.800 m, per cui gli effetti di cumulo da punto di vista dell'impatto acustico è trascurabile.

8.6 TRAFFICO INDOTTO

Con traffico indotto si intende il traffico di mezzi veicolari leggeri e pesanti che circolano, stazionano, caricano e scaricano all'interno dell'area di impianto durante le diverse fasi del progetto.

Durante la fase di cantiere, per il trasporto dei materiali e delle attrezzature si prevede l'utilizzo di mezzi tipo furgoni e cassonati, in modo da stoccare nell'area di deposito individuata la quantità di materiale strettamente necessaria alla lavorazione giornaliera. Si prevede il seguente numero di mezzi:

- numero 6 passaggi/ora di veicoli leggeri (per 8 ore lavorative = 48 veicoli/giorno);
- numero 2 passaggi/ora di veicoli pesanti (per 8 ore lavorative = 16 veicoli/giorno);



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



- velocità media di circa 50 km/h.

Il traffico indotto dalla fase di cantiere per la realizzazione dell'impianto è stato simulato ed ha registrato i valori che, confrontati con il rumore residuo presente ai ricettori, non comportano un aumento significativo ai ricettori.

Considerata l'assenza di ricettori residenziali in senso stretto nelle immediate vicinanze della viabilità prevista che per la realizzazione del progetto e che, ad una distanza di 50 m dalla strada di nuova realizzazione si ipotizzano da modello valori massimi di 60 dB(A), non si prevede un impatto significativo dovuto al traffico veicolare esistente durante le attività di cantiere del Progetto.

Durante la fase di esercizio il traffico indotto sarà legato unicamente allo spostamento del personale addetto alle attività di manutenzione degli aerogeneratori. Il traffico indotto in fase di esercizio risulta del tutto trascurabile rispetto al traffico già presente nell'area di Progetto.

8.7 MISURE DI MITIGAZIONE

In considerazione della bassa significatività degli impatti in fase di cantiere ed esercizio, non è necessaria l'implementazione di specifiche misure di mitigazione per ridurre l'impatto acustico. Il progetto implementerà infatti le comuni misure di gestione e controllo generalmente consigliate in attività simili, descritte di seguito:

- su sorgenti di rumore/macchinari:
 - spegnimento di tutte le macchine quando non sono in uso;
 - dirigere, ove possibile, il traffico di mezzi pesanti lungo tragitti lontani dai ricettori sensibili;
 - selezione macchinari/aerogeneratori secondo BAT;
- sull'operatività del cantiere:
 - simultaneità delle attività rumorose, laddove fattibile; il livello sonoro prodotto da più operazioni svolte contemporaneamente potrebbe infatti non essere significativamente maggiore di quello prodotto dalla singola operazione;
 - limitare le attività più rumorose ad orari della giornata più consoni;
- sulla distanza dai ricettori:
 - posizionare i macchinari fissi il più lontano possibile dai ricettori.
 - Posizionare delle barriere fonoassorbenti (in fase di cantiere);
 - Posizionare delle barriere naturali fonoassorbenti (in fase di esercizio);
 - Azione limite, sostituzione degli infissi (fase di esercizio).

9. CONCLUSIONI

In Tabella 21 si riassume la valutazione degli impatti potenziali sul clima acustico presentata in dettaglio nei precedenti paragrafi. Gli impatti sono divisi per fase e per ogni impatto viene indicata la significatività e le misure di mitigazione da adottare, oltre all'indicazione dell'impatto residuo.

Durante le fasi di cantiere e di dismissione si avranno tipologie di impatto simili, connesse principalmente all'utilizzo di veicoli/macchinari per le operazioni di cantiere/dismissione. La fase di cantiere risulta tuttavia più critica rispetto a quella di dismissione per via del maggior numero di mezzi e macchinari coinvolti e dalla maggior durata delle attività di cantiere (18 mesi) rispetto a quelle di dismissione (4 mesi). In fase di esercizio per la componente rumore non sono attesi impatti significativi, vista l'assenza di fonti di rumore rilevanti in tale fase e dell'assenza di ricettori classificati come residenziali e/o sensibili.

Impatto	Significatività	Misure di Mitigazione	Impatto residuo
<i>Rumore: Fase di Cantiere</i>			
Disturbo ai ricettori <u>con presenza saltuaria ma non residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	Bassa	<ul style="list-style-type: none"> • Spegnimento di tutte le macchine quando non in uso; • Dirigere il traffico di mezzi pesanti lungo tragitti lontani dai ricettori sensibili; 	Bassa
Disturbo ai ricettori <u>non residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	Bassa	<ul style="list-style-type: none"> • Simultaneità delle attività rumorose, laddove fattibile; • Limitare le attività più rumorose ad orari della giornata più consoni; • Posizionare i macchinari fissi il più lontano possibile dai ricettori. • Posizionamento delle barriere in prossimità dei ricettori più sensibili 	Bassa
<i>Rumore: Fase di Esercizio</i>			
Disturbo <u>ai ricettori con presenza saltuaria ma non residenziali</u> nei punti più prossimi agli aerogeneratori.	Bassa	<ul style="list-style-type: none"> • Selezione degli aerogeneratori secondo BAT. 	Bassa
Disturbo ai ricettori <u>non residenziali</u> nei punti più prossimi agli aerogeneratori.	Bassa		Bassa
<i>Rumore: Fase di Dismissione</i>			
Disturbo ai ricettori <u>con presenza saltuaria ma non residenziali</u> nei punti più prossimi all'area di cantiere.	Bassa	<ul style="list-style-type: none"> • Spegnimento di tutte le macchine quando non in uso; • Dirigere il traffico di mezzi pesanti lungo tragitti lontani dai ricettori sensibili; • Simultaneità delle attività rumorose, 	Bassa

		<p>laddove fattibile;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limitare le attività più rumorose ad orari della giornata più consoni; • Posizionare i macchinari fissi il più lontano possibile dai ricettori. 	
--	--	--	--

Tabella 21 Sintesi Impatti sul Rumore e relative Misure di Mitigazione

Si evidenzia inoltre che:

- l'area è inserita all'interno di un'area agricola attraversata da una viabilità con un buon volume di traffico veicolare che determinano rumore di fondo dell'area;
- l'impianto in progetto è inserito in una area agricola di classe III;
- non sono presenti ricettori classificati come abitazioni posti ad una distanza inferiore ai 1.200 m, solo edifici collegati alle attività agricole, come ricoveri per animali, magazzini, deposito attrezzi, attività artigianali;
- l'impianto opererà sia nel periodo diurno che in quello notturno;
- Per la fase di cantiere le emissioni rumorose sono soggette ad una alta variabilità e vanno da livelli di 38 dB a livelli più significativi pari a 60dB, ai ricettori non abitativi;
- per gli impatti cumulativi non sono da rilevare valori rilevanti, data distanza dagli altri impianti;
- le misure di fondo sono state effettuate in un periodo della giornata con un carico sostenuto di attività e a confine, ponendosi dunque in ipotesi peggiorative e quindi cautelative per l'ambiente;
- Dai risultati ottenuti non sono necessarie misure di abbattimento del rumore;
- Per quanto riguarda la fase di cantiere si è tenuto conto della condizione più estrema, ovvero nell'utilizzazione del rullo per il livellamento delle strade e del frantoio per la pezzatura delle rocce, che in termini di tempi di osservazione sono alquanto minimi;
- Per la fase di esercizio in via cautelativa la valutazione ha tenuto conto di una velocità del vento di 12 m/s, di valor massimo, con un valore di emissione di 106 dB(A). I valori previsionali calcolati vanno da un minimo di 34 dB e un massimo di 49 dB, inferiori per i valori di immissione diurno (60 dB) che notturno (50 dB), ai ricettori, non abitativi. Nel raggio dei 1.300 m è stata rilevata la presenza di un solo ricettore abitativo, R47, rispetta il criterio differenziale, dove il contributo degli aerogeneratori in esercizio è di 34 dB, mentre il rumore residuo è di circa 57 dB(A), determinato dalla presenza a circa 60 m della SS389 a scorrimento veloce

L'attività è dunque complessivamente compatibile con i limiti di zona fissati dalla zonizzazione acustica.

Si ritiene che il grado di approfondimento sia sufficiente viste le finalità e le problematiche emerse.



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



ALLEGATI

1. CERTIFICATO DI TECNICO COMPETENTE
2. I MODELLI PREVISIONALI IMMI
3. CERTIFICATO DI TARATURA ANALIZZATORE
4. CERTIFICATO DI TARATURA CALIBRATORE
5. SCHEDA TECNICA SIEMENS GAMESA S.G 6.6 170
6. SCHEDA TECNICA BARRIERA FONOASSORBENTE
7. MODELLO PREVISIONALE FASE DI CANTIERE
8. MODELLO PREVISIONALE FASE DI ESERCIZIO



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



Studio Gioed

ENTECA Elenco Nazionale dei Tecnici Competenti in Acustica

- Home
- Tecnici Competenti in Acustica
- Corsi
- Login

[Home](#) / [Tecnici Competenti in Acustica](#) / [Vista](#)

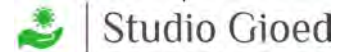
Numero Iscrizione Elenco Nazionale	4093
Regione	Sardegna
Numero Iscrizione Elenco Regionale	240
Cognome	Rubiu
Nome	Piero Angelo Salvatore
Titolo studio	dottore forestale
Estremi provvedimento	Det. D.S./D.A n. 530 del 28.06.2011
Codice fiscale	RBUPNG69T22L953Z
Regione	Sardegna
Provincia	NU
Comune	Villagrande Strisali
Via	Via Deffenu
Cap	08049
Civico	51
Nazionalità	italiana
Data pubblicazione in elenco	10/12/2018



Comuni di Buddusò e Alà dei Sardi
Provincia di Sassari - REGIONE SARDEGNA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL
PARCO EOLICO "BUDDUSÒ SUD I" NEL
TERRITORIO DEI COMUNI DI BUDDUSÒ E
ALÀ DEI SARDI (SS)**

Studio di Impatto Ambientale



I MODELLI PREVISIONALI: IMMI®

Uno dei vantaggi più importanti dei modelli previsionali consiste nel permettere la previsione di situazioni non esistenti con un modesto sforzo in termini di tempi e costi.

Ora, se da un lato è di grande importanza che il modello sia il più possibile fedele alla situazione reale, è altrettanto importante, ai fini dell'applicazione delle leggi vigenti, che esso sia in qualche misura "normalizzato", ossia basato su algoritmi fondanti di indiscussa validità e testati attraverso seri confronti.

Molti Paesi, proprio allo scopo di ridurre quei margini, anche consistenti, di incertezza legati all'applicazione di algoritmi diversi e talvolta non sufficientemente validati, hanno messo a punto norme tecniche o linee guida che stabiliscono le regole matematiche fondamentali di un modello.

Tale obiettivo è stato ritenuto di grande importanza per più motivi:

- ✓ Ridurre i margini di variabilità nei risultati;
- ✓ Semplificare il lavoro dei professionisti, che dovendo "applicare" in termini ingegneristici i principi dell'acustica devono trovare "strumenti di lavoro" sufficientemente pratici;
- ✓ Offrire modelli di calcolo validi per il particolare contesto nazionale.

Tali modelli sono stati messi a punto negli anni passati da più Paesi europei: nella seguente tabella riportiamo i modelli attualmente disponibili per quanto riguarda la problematica del rumore da traffico stradale.

PAESE	MODELLO (E ANNO DI PUBBLICAZIONE)	CARATTERISTICHE
Internazionale	ISO 9613-2 (1996)	Modello di propagazione acustica nell'ambiente esterno
Francia	NMPB-Routes (1996)	Modello dedicato esclusivamente al traffico stradale, evoluzione del metodo pubblicato nel 1980 (Guide de Bruit) e della ISO 9613. Fa riferimento alle richieste della legislazione francese in materia di impatto acustico delle nuove strade
Germania	DIN 18005 (1987)	Modello per il trattamento del rumore in ambito urbano (sono considerate sorgenti puntiformi generiche e lineari generiche, sorgenti di traffico stradale e ferroviario, sorgenti superficiali, parcheggi)

PAESE	MODELLO (E ANNO DI PUBBLICAZIONE)	CARATTERISTICHE
"	RLS 90 (1990)	Modello dedicato esclusivamente alla modellizzazione del traffico stradale e dei parcheggi (il titolo è "linee guida per la protezione dal rumore in prossimità di strade")
"	VDI 2714 (1988)	Modello dedicato alla modellizzazione della propagazione sonora all'aperto (solitamente viene utilizzata in accoppiamento con la VDI 2571 (emissioni sonore di edifici industriali - 1976) e VDI 2720 (riduzione sonora dovuta a barriere - 1991)
Paesi Scandinavi	TemaNord (1996):525	Modello dedicato esclusivamente alla modellizzazione del traffico stradale
Austria	RVS 3.02 (1996)	Modello dedicato esclusivamente alla modellizzazione del traffico stradale
Regno Unito	CRTN 88	Modello dedicato esclusivamente alla modellizzazione del traffico stradale, con riferimento alla legislazione inglese in materia di impatto acustico delle nuove strade (Noise Insulation Regulation). E' l'evoluzione di un precedente modello del 1975.

Oltre a ciò, per ridurre ulteriormente i possibili "difetti" di implementazioni software di tali linee guida, alcuni Paesi hanno messo a punto da tempo dei test ufficiali a cui possono sottoporsi tali software per una validazione.

L'Italia non ha mai predisposto linee guida o norme tecniche relativamente al problema della modellistica acustica, e dunque è possibile utilizzare le linee guida o le norme utilizzate in altri Paesi, fra cui, ad esempio, la ISO 9613-2 e la DIN 18005, di cui alleghiamo una breve descrizione.

IMMI è un software commerciale prodotto dalla WMS GmbH di Hochberg (D), ed è distribuito in Italia da MICROBEL s.r.l. - Torino.

I diversi algoritmi sopra esposti sono forniti all'utente sotto forma di librerie e sono implementati in modo da attuare in modo esaustivo tutte le richieste delle norme di riferimento.

ISO 9613

La norma internazionale ISO 9613 è dedicata alla modellizzazione della propagazione acustica nell'ambiente esterno, ma non fa riferimento alcuno a sorgenti specifiche di rumore (traffico, rumore industriale...), anche se è invece esplicita nel dichiarare che non si applica al rumore aereo (durante il volo dei velivoli) e al rumore generato da esplosioni di vario tipo.

CERTIFICATO DI TARATURA LAT213 23-012-0-SSR
Certificate of calibration

- data di emissione <i>date of issue</i>	2023-01-16	Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N. 213 rilasciato in accordo ai decreti attuativi della legge n.273/1991 che ha istituito il Sistema Nazionale di Taratura (SNT). ACCREDIA attesta le capacità di misura e di taratura, le competenze metrologiche del Centro e la riferibilità delle tarature eseguite ai campioni nazionali e internazionali delle unità di misura del Sistema Internazionale delle Unità (SI). Questo certificato non può essere riprodotto in modo parziale, salvo espressa autorizzazione scritta da parte del Centro.
- cliente <i>customer</i>	Siater Srl Via Deffenu, 51 08049 Villagrande Srisailli (NU)	
- destinatario <i>receiver</i>	Siater Srl Via Deffenu, 51 08049 Villagrande Srisailli (NU)	
- richiesta <i>application</i>	Ordine via mail	
- in data <i>date</i>	2022-12-13	
<u>Si riferisce a</u> <i>referring to</i>		
- oggetto <i>item</i>	Calibratore	
- costruttore <i>manufacturer</i>	Larson Davis	
- modello <i>model</i>	CAL200	
- matricola <i>serial number</i>	13356	
- data di ricevimento oggetto <i>date of receipt of item</i>	2023-01-11	
- data delle misure <i>date of measurement</i>	2023-01-16	
- registro di laboratorio <i>laboratory reference</i>	2023011601	

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicandole procedure di taratura citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i campioni o gli strumenti che garantiscono la catena di riferibilità del **Centro e i rispettivi certificati di taratura in corso di validità. Essi si riferiscono esclusivamente all'oggetto in taratura** e sono validi nel momento e nelle condizioni di taratura, salvo diversamente specificato.

The measurement results reported in this Certificate were obtained following the calibration procedures given in the following page, where the reference standards or instruments are indicated which guarantee the traceability chain of the laboratory, and the related calibration certificates in the course of validity are indicated as well. They relate only to the calibrated item and they are valid for the time and conditions of calibration, unless otherwise specified.

Le incertezze di misura dichiarate in questo documento sono state determinate conformemente alla Guida ISO/IEC 98 e al documento EA-4/02. **Solitamente sono espresse come incertezza estesa ottenuta moltiplicando l'incertezza tipo per il fattore di copertura k** corrispondente ad un livello di fiducia di circa il 95 %. Normalmente tale fattore k vale 2.

The measurement uncertainties stated in this document have been determined according to the ISO/IEC Guide 98 and to EA-4/02. Usually, they have been estimated as expanded uncertainty obtained multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k corresponding to a confidence level of about 95%. Normally, this factor k is 2.

La Direzione Tecnica
Approval officer



Microbel S.r.l.
Corso Primo Levi 23b
10098 Rivoli (TO)

Centro di Taratura N° 213
Calibration Centre
Laboratorio Accreditato
di
Taratura



LAT N° 213
Membro degli Accordi di Mutuo
Riconoscimento
EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC
Mutual Recognition Agreements

Pagina 2 di 3
Page 2 of 3

Certificato di Taratura LAT213 23-012-0-SSR
Certificate of Calibration

Descrizione dell'oggetto di taratura

Description of the item to be calibrated

Strumento	Costruttore	Modello	Numero di serie
Calibratore	Larson Davis	CAL200	13356

Identificazione procedure in base alle quali sono state eseguite le tarature
Technical procedure used for calibration performed

IEC 60942 - Ed. 3.0 (2003-01): Electroacoustics - Sound calibrators

IEC 60942-am1 - Ed. 2.0 (2000-10): Amendment 1

I risultati di misura sono stati ottenuti applicando la procedura tecnica PT02 Revisione 7 emessa in data 2020-07-02.

Campioni di prima linea da cui ha inizio la catena della riferibilità del Centro

Reference standards from which traceability chain is originated in the Centre

Strumento	Costruttore	Modello	Numero di serie	Certificato di taratura	Data di taratura	Emesso da
Multimetro digitale	Agilent Technologies	34401A	MY45012922	LAT019-68149	2022-04-09	LAT019 Aviatronik
Calibratore	Norsonic	1253	31050	22-0233-02	2022-03-30	INRIM
Microfono	Bruel&Kjaer	4180	3055394	22-0233-01	2022-03-30	INRIM
Sonda termometrica	Thommen	HM 30	60010066	LAT157 0150 22 TA	2022-03-23	LAT n.157 Allemano Metrology
Sonda igrometrica	Thommen	HM 30	60010066	LAT157 0052 22 UR	2022-03-23	LAT n.157 Allemano Metrology
Sonda barometrica	Thommen	HM 30	1034990	LAT034T 0263P22	2022-03-31	LAT n.034 Galdabini

Condizioni ambientali e di taratura

Calibration and environmental condition

Grandezza	Condizioni di riferimento	Condizioni di prova
Pressione atmosferica	101,3 kPa	97,7 kPa
Temperatura	23,0 °C	22,7 °C
Umidità relativa	50,0 %	31,5 %

Lo strumento è dichiarato dal Costruttore conforme alla classe 1 dello standard IEC 60942: 2003



Microbel S.r.l.
Corso Primo Levi 23b
10098 Rivoli (TO)

Centro di Taratura N° 213
Calibration Centre
Laboratorio Accreditato
di
Taratura



LAT N° 213
Membro degli Accordi di Mutuo
Riconoscimento
EA, IAF e ILAC
Signatory of EA, IAF and ILAC
Mutual Recognition Agreements

Pagina 3 di 3
Page 3 of 3

Certificato di Taratura LAT213 23-012-0-SSR
Certificate of Calibration

Risultati delle tarature e loro incertezza estesa
Calibration results and their expanded uncertainties

Livello di pressione sonora

<i>Livello teorico dB</i>	<i>Livello misurato dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Scarto dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
94,00	93,94	0,12	-0,06	±0,4
114,00	113,94	0,12	-0,06	±0,4

Determinazione frequenza

<i>Frequenza nominale Hz</i>	<i>Frequenza misurata Hz</i>	<i>Incertezza %</i>	<i>Scarto %</i>	<i>Tolleranza classe 1 %</i>
1000,00	999,79	0,3	-0,021	±2

Distorsione totale

<i>Livello teorico dB</i>	<i>Distorsione totale %</i>	<i>Incertezza %</i>	<i>Tolleranza classe 1 %</i>
94	0,51	0,2	3
114	0,62	0,2	3

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of calibration

- data di emissione <i>date of issue</i>	2023-01-16
- cliente <i>customer</i>	Siater Srl Via Deffenu, 51 08049 Villagrande Strisaili (NU)
- destinatario <i>receiver</i>	Siater Srl Via Deffenu, 51 08049 Villagrande Strisaili (NU)
- richiesta <i>application</i>	Ordine via mail
- in data <i>date</i>	2022-12-13

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N. 213 rilasciato in accordo ai decreti attuativi della legge n.273/1991 che ha istituito il Sistema Nazionale di Taratura (SNT). ACCREDIA attesta le capacità di misura e di taratura, le competenze metrologiche del Centro e la riferibilità delle tarature eseguite ai campioni nazionali e internazionali delle unità di misura del Sistema Internazionale delle Unità (SI). Questo certificato non può essere riprodotto in modo parziale, salvo espressa autorizzazione scritta da parte del Centro.

Si riferisce a
referring to

- oggetto <i>item</i>	Fonometro
- costruttore <i>manufacturer</i>	01 dB
- modello <i>model</i>	FUSION
- matricola <i>serial number</i>	10641
- data di ricevimento oggetto <i>date of receipt of item</i>	2023-01-11
- data delle misure <i>date of measurement</i>	2023-01-16
- registro di laboratorio <i>laboratory reference</i>	2023011602

This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT N° 213 granted according to decrees connected with Italian law No. 273/1991, which has established the National Calibration System. ACCREDIA attests the calibration and measurement capability, the metrological competence of the Centre and the traceability of calibration results to the national and international standards of the International System of Units (SI). This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing Centre.

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicandole procedure di taratura citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i campioni o gli strumenti che garantiscono la catena di riferibilità del Centro e i rispettivi certificati di taratura in corso di validità. Essi si riferiscono esclusivamente **all'oggetto in taratura** e sono validi nel momento e nelle condizioni di taratura, salvo diversamente specificato.

The measurement results reported in this Certificate were obtained following the calibration procedures given in the following page, where the reference standards or instruments are indicated which guarantee the traceability chain of the laboratory, and the related calibration certificates in the course of validity are indicated as well. They relate only to the calibrated item and they are valid for the time and conditions of calibration, unless otherwise specified.

Le incertezze di misura dichiarate in questo documento sono state determinate conformemente alla Guida ISO/IEC 98 e al documento EA-4/02. Solitamente sono espresse come incertezza estesa ottenuta moltiplicando l'incertezza tipo per il fattore di copertura k corrispondente ad un livello di fiducia di circa il 95 %. Normalmente tale fattore k vale 2.

The measurement uncertainties stated in this document have been determined according to the ISO/IEC Guide 98 and to EA-4/02. Usually, they have been estimated as expanded uncertainty obtained multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k corresponding to a confidence level of about 95%. Normally, this factor k is 2.

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

 Identificazione procedure in base alle quali sono state eseguite le tarature
Technical procedure used for calibration performed

 ISO 266 (1997): Acoustics -- Preferred frequencies
 IEC 60942 - Ed. 2.0 (1997-11): Electroacoustics - Sound calibrators
 IEC 61672-1 Ed. 2.0 (2013-09) Sound level meters – Part 1: Specifications
 IEC 61672-2 Ed. 2.0 (2013-09) Sound level meters – Part 2: Pattern evaluation tests
 IEC 61672-3 Ed. 2.0 (2013-09) Sound level meters – Part 3: Periodic tests
 I risultati di misura sono stati ottenuti applicando la procedura tecnica PT06 Revisione 1 emessa in data
 2017-10-27, sviluppata secondo le prescrizioni della norma CEI IEC 61672-3:2014

 Strumenti campioni che garantiscono la riferibilità del Centro
Instruments or measurement standards which guarantee the traceability chain of the Centre

Strumento	Costruttore	Modello	Numero di serie	Certificato di taratura	Data di taratura	Emesso da
Multimetro digitale	Agilent Technologies	34401A	MY45012922	LAT019-68149	2022-04-09	LAT019 Aviatronik
Calibratore	Norsonic	1253	31050	22-0233-02	2022-03-30	INRIM
Microfono	Bruel&Kjaer	4180	3055394	22-0233-01	2022-03-30	INRIM
Sonda termometrica	Thommen	HM 30	60010066	LAT157 0150 22 TA	2022-03-23	LAT n.157 Allemano Metrology
Sonda igrometrica	Thommen	HM 30	60010066	LAT157 0052 22 UR	2022-03-23	LAT n.157 Allemano Metrology
Sonda barometrica	Thommen	HM 30	1034990	LAT034T 0263P22	2022-03-31	LAT n.034 Galdabini

 Condizioni ambientali e di taratura
Calibration and environmental condition

Grandezza	Condizioni di riferimento	Condizioni inizio prova	Condizioni fine prova
Pressione atmosferica	101,3 kPa	96,7 kPa	96,7 kPa
Temperatura	23 °C	22,7 °C	22,7 °C
Umidità relativa	50 %	31,5 %	31,6 %

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

Descrizione dell'oggetto di taratura

Description of the item to be calibrated

Strumento	Costruttore	Modello	Numero di serie
Fonometro	01 dB	FUSION	10641
Preamplificatore	01 dB	-	-
Microfono	GRAS	40CE	210761

Firmware del fonometro: App. 2.47

Manuale d'uso del fonometro: *User manual*

Dati omologazione:

Standard	Classe	Fonte
IEC 61672:2013	1	LNE-27092 del 20-3-2014

Dati tecnici fonometro:

Frequenza verifica calibrazione	Livello pressione sonora di riferimento	Campo di misura di riferimento
1000 Hz	94 dB	24-138 dB

Calibratore acustico associato

Costruttore	Modello	Adattatore	Numero di serie	Ultima taratura
Larson Davis	CAL200	-	13356	2022-12-15

Adattatore capacitivo utilizzato:

Costruttore	Modello	Capacità
Norsonic	1447/2	18,4 pF

Origine dati per correzioni microfoniche: User manual

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

Incertezza estesa
Expanded uncertainties

Prova	Campo di frequenza	Incertezza
Ponderazione di frequenza con segnali acustici	31,5 Hz	0,52 dB
	63 Hz	0,48 dB
	125 Hz	0,46 dB
	250 Hz	0,42 dB
	500 Hz – 2 kHz	0,41 dB
	4 kHz	0,48 dB
	8 kHz	0,67 dB
	12,5 kHz	0,80 dB
Ponderazione di frequenza con segnali elettrici	16 kHz	0,86 dB
	63 Hz	0,20 dB
	125 Hz - 250 Hz	0,18 dB
	500 Hz – 4 kHz	0,16 dB
Ponderazioni di frequenza e temporali a 1 kHz	8 kHz – 16 kHz	0,18 dB
	31,5 Hz – 16 kHz	0,15 dB
Stabilità a lungo termine	1 kHz	0,10 dB
Linearità campo primario	8 kHz	0,14 dB
Linearità campi secondari	1 kHz	0,14 dB
Risposta treni d'onda	4 kHz	0,19 dB
Rivelatore di picco C	500 Hz e 8 kHz	0,20 dB
Stabilità ad alti livelli	1 kHz	0,10 dB
Indicatore sovraccarico	4 kHz	0,21 dB

Il fonometro sottoposto a prova ha superato positivamente i test periodici della classe 1 della CEI IEC 616172-3 alle condizioni ambientali alle quali sono stati effettuati i test. Dato che è disponibile prova, da parte di organizzazione indipendente responsabile per la procedura di omologazione in accordo alla CEI IEC 61672-2, che dimostra che il modello di fonometro soddisfa pienamente i requisiti della CEI IEC 61672-1, il fonometro sottoposto a verifica soddisfa i requisiti per la classe 1 della CEI IEC 61672-1

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

Risultati delle tarature
Calibration results

Regolazione sensibilità catena fonometrica

Livello di pressione sonora		
Applicato	Letture ante regolazione	Letture post regolazione
93,9 dB	93,9 dB	93,9 dB
Correzione applicata 0 dB		

MI SURE ACUSTICHE
ACOUSTICAL MEASUREMENTS

Verifica del rumore autogenerato
Self generated noise

<i>Parametro</i>	<i>Ponderazione</i>	<i>Livello misurato dB(A)</i>
Leq	A	18,3

Verifica risposta in frequenza
Acoustical frequency weighting

Livello di riferimento: 114 dB

<i>Frequenza Hz</i>	<i>Scarto dB</i>	<i>Incertezza di misura dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
125	0	0,46	±1,5
1000	0	0,41	±1,1
4000	0,6	0,48	±1,1

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

MISURE ELETTRICHE
ELECTRICAL MEASUREMENTS

Verifica del rumore autogenerato
Self generated noise

<i>Parametro</i>	<i>Ponderazione A</i>	<i>Ponderazione C</i>	<i>Ponderazione Z</i>
Leq	15,7 dB(A)	16,9 dB(C)	20,5 dB(Z)

Verifica risposta in frequenza
Electrical frequency weighting

Livello di riferimento: 114,0 dB

<i>Frequenza Hz</i>	<i>Scarto dB</i>			<i>Incertezza di misura dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
	<i>A</i>	<i>C</i>	<i>Z</i>		
63	-0,2	-0,2	-0,1	0,20	±1,5
125	-0,1	-0,1	-0,1	0,20	±1,5
250	-0,1	-0,1	-0,1	0,20	±1,4
500	-0,1	-0,1	0	0,20	±1,4
1000	0	0	0	0,20	±1,1
2000	-0,1	0	0	0,20	±1,6
4000	0,1	0,1	0	0,20	±1,6
8000	-0,5	-0,5	-0,1	0,20	+2,1/-3,1
16000	-5,1	-5,1	-0,1	0,20	+3,5/-17,0

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
 Certificate of Calibration

 Verifica ponderazioni in frequenza e costanti temporali a 1kHz
 Frequency and time weighting at 1 kHz

Δ SPL dB				Incertezza di misura dB	Tolleranza classe 1 dB
Ponderazione in frequenza					
A	C	Z	Flat	0,20	±0,4
0	0	0	-		
Ponderazione temporale				Incertezza di misura dB	Tolleranza classe 1 dB
Slow		Leq	SEL		
0		0	0	0,20	±0,3

 Linearità nel campo primario
 Level linearity on the reference range

Livello applicato dB	Scarto dB	Incertezza dB	Tolleranza classe 1 dB	Livello applicato dB	Scarto dB	Incertezza dB	Tolleranza classe 1 dB
94	0	0,30	±1,1	79	0	0,30	±1,1
99	0	0,30	±1,1	74	0	0,30	±1,1
104	0	0,30	±1,1	69	0	0,30	±1,1
109	0	0,30	±1,1	64	0	0,30	±1,1
114	0	0,30	±1,1	59	0	0,30	±1,1
119	0	0,30	±1,1	54	0	0,30	±1,1
124	0	0,30	±1,1	49	0	0,30	±1,1
129	-0,1	0,30	±1,1	44	0	0,30	±1,1
134	-0,1	0,30	±1,1	39	0	0,30	±1,1
135	-0,1	0,30	±1,1	34	-0,1	0,30	±1,1
136	-0,1	0,30	±1,1	29	-0,1	0,30	±1,1
137	-0,1	0,30	±1,1	28	-0,1	0,30	±1,1
138	-0,1	0,30	±1,1	27	-0,2	0,30	±1,1
94	0	0,30	±1,1	26	-0,2	0,30	±1,1
89	0	0,30	±1,1	25	-0,3	0,30	±1,1
84	0	0,30	±1,1	24	-0,3	0,30	±1,1

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
 Certificate of Calibration

Risposta al treno d'onda

Tone burst response

<i>Costante di tempo</i>	<i>Durata burst ms</i>	Δ <i>SPL dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
F	200	0	0,30	±0,8
	2	-0,1	0,30	+1,3/-1,8
	0,25	-0,4	0,30	+1,3/-3,3
S	200	0	0,30	±0,8
	2	-0,2	0,30	+1,3/-3,3
SEL	200	-0,1	0,30	±0,8
	2	-0,2	0,30	+1,3/-1,8
	0,25	-0,4	0,30	+1,3/-3,3

Livello di **picco "C"**

Peak C sound level

<i>Ciclo</i>	<i>Frequenza Hz</i>	Δ <i>SPL dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
Intero singolo	8000	-0,2	0,40	±2,4
½ Positivo	500	-0,2	0,40	±1,4
½ Negativo	500	-0,2	0,40	±1,4

Indicazione di sovraccarico

Overload indication

	<i>Livello misurato dB</i>	<i>Differenza dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
Indicazione overload semi ciclo positivo	141,3	0,2	0,30	±1,8
Indicazione overload semi ciclo negativo	141,1			

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 213 23-013-0-SLM
Certificate of Calibration

Stabilità a lungo termine
Long term stability

	<i>Livello misurato dB</i>	<i>Differenza dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
Lettura iniziale	94,0	0	0,1	±0,1
Lettura finale	94,0			

Stabilità ad alti livelli
High level stability

	<i>Livello misurato dB</i>	<i>Differenza dB</i>	<i>Incertezza dB</i>	<i>Tolleranza classe 1 dB</i>
Lettura iniziale	137,0	0	0,1	±0,1
Lettura finale	137,0			

Developer Package

SG 6.6-170

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2830475/013	Approved	2022-04-19	en-US

Original or translation of
Original

File name
D2830475_013 SGRE ON SG 6.6-170 Developer Package/.pdf

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

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

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 6.6-170 and the different product variants in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

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

Table of contents

Application of the Developer Package.....	2
1. Introduction	4
2. Technical Description	5
3. Technical Specification	7
4. Nacelle Arrangement	8
5. Nacelle Dimensions	9
6. Elevation Drawing	10
7. Blade Drawing	13
8. Tower Dimensions	14
9. Design Climatic Conditions	17
10. Power Derating Curves by Ambient Temperature.....	19
11. Flexible Rating Specification.....	26
12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 1, Mode AM 0.....	28
13. Acoustic Emission.....	33
14. Electrical Specification	35
15. Simplified Single Line Diagram	35
16. Transformer Specifications ECO 30 kV	35
17. Switchgear Specifications.....	36
18. Grid Connection Capabilities	38
19. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz.....	42
20. SCADA System Description	48
21. Codes and Standards	50
22. Ice Detection System and Operations with Ice.....	52

1. Introduction

The SG 6.6-170 is a new variant of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds directly on the SG 6.2-170 variant.

With an updated 83.3 m blade, an upgraded gearbox and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from 115 m to 155 m, the SG 6.6-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

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

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

2. Technical Description

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 Specification

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

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

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

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)		
Baseline power	nominal	6.6MW
Voltage	690 V	
Frequency	50 Hz or 60 Hz	

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

Controller	
Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	MySite360

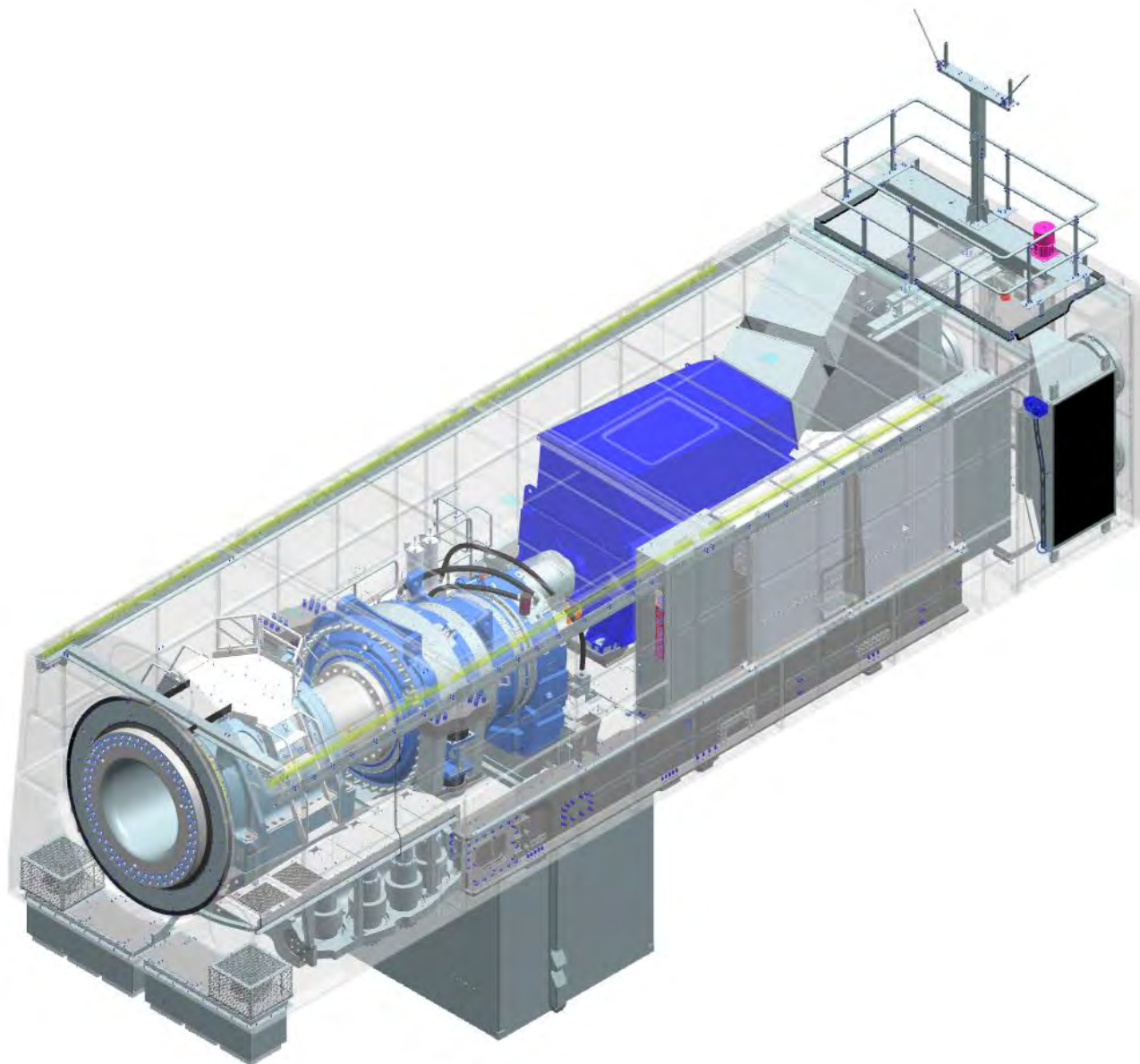
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	115m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.5 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

Weight	
Modular approach	Different modules depending on restriction

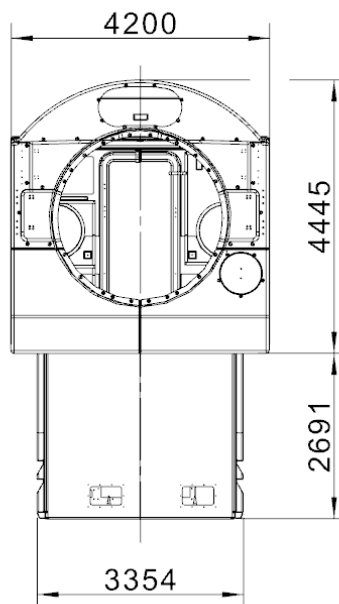
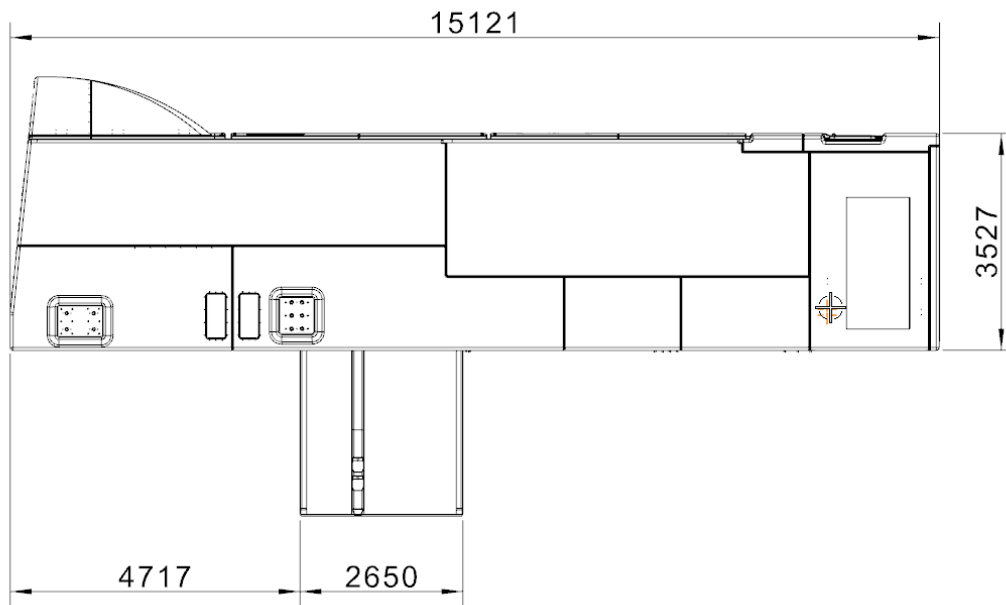
4. Nacelle Arrangement

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



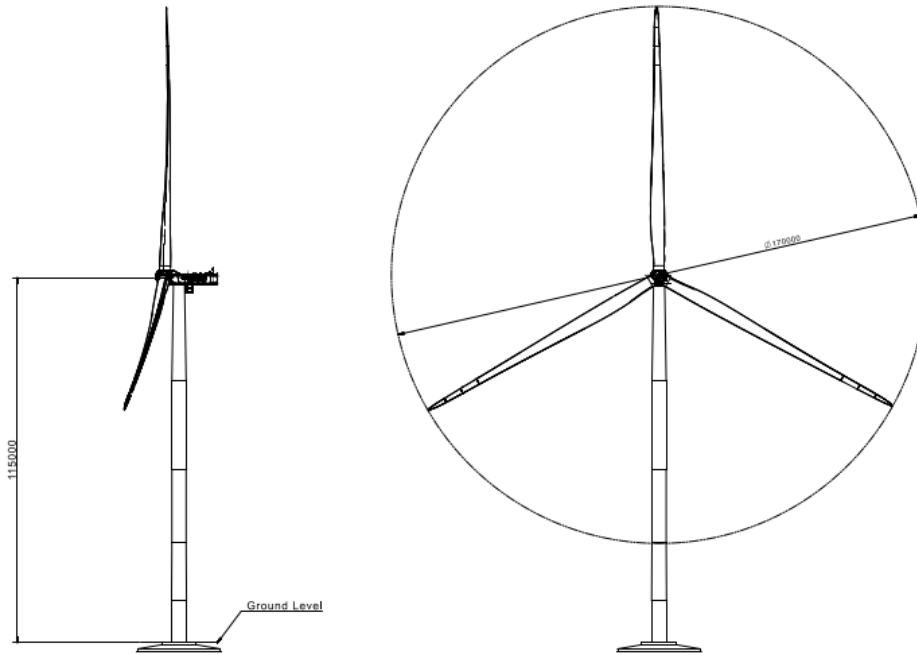
5. Nacelle Dimensions

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

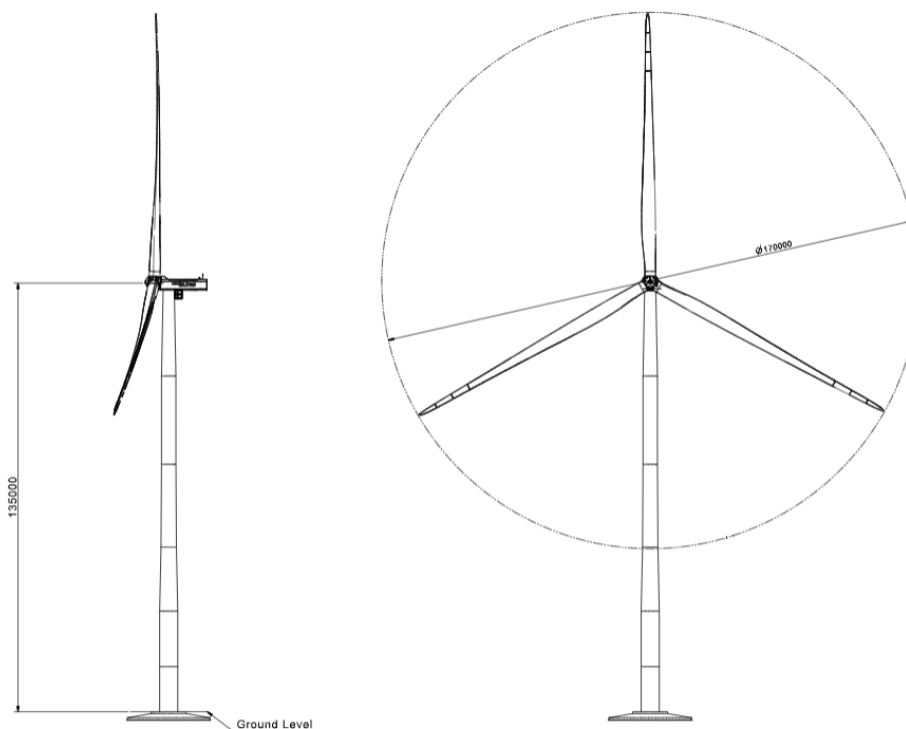


6. Elevation Drawing

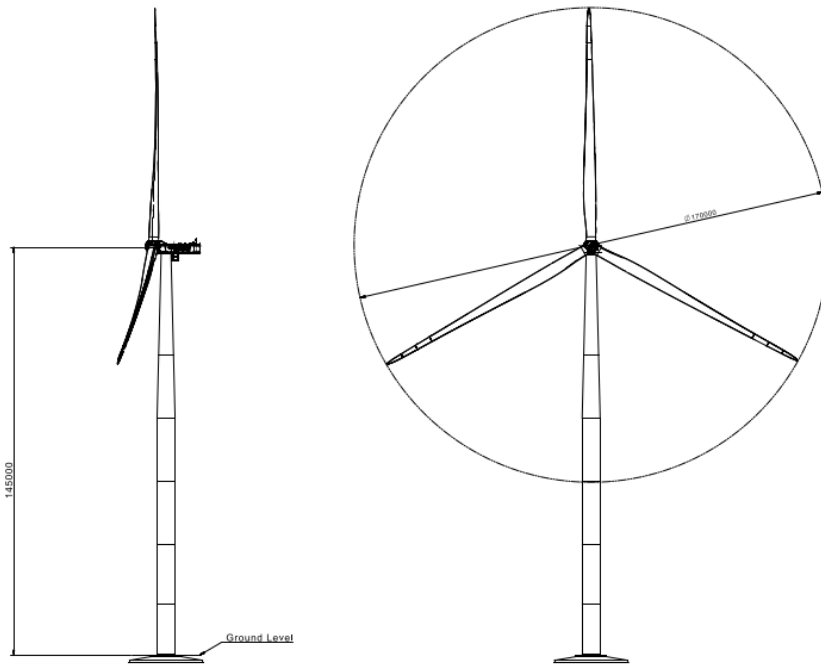
6.1. SG 6.6-170 115 m



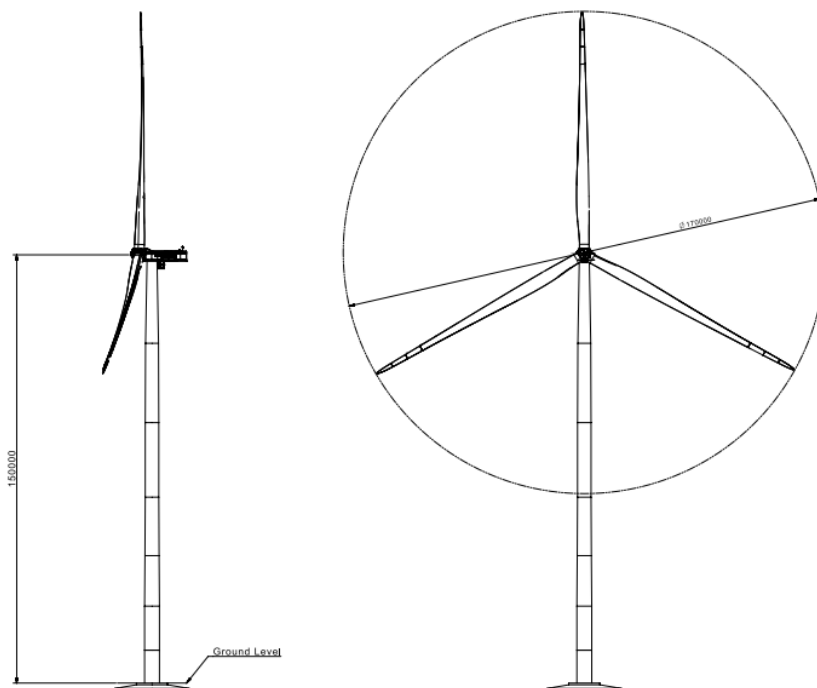
6.2. SG 6.6-170 135m



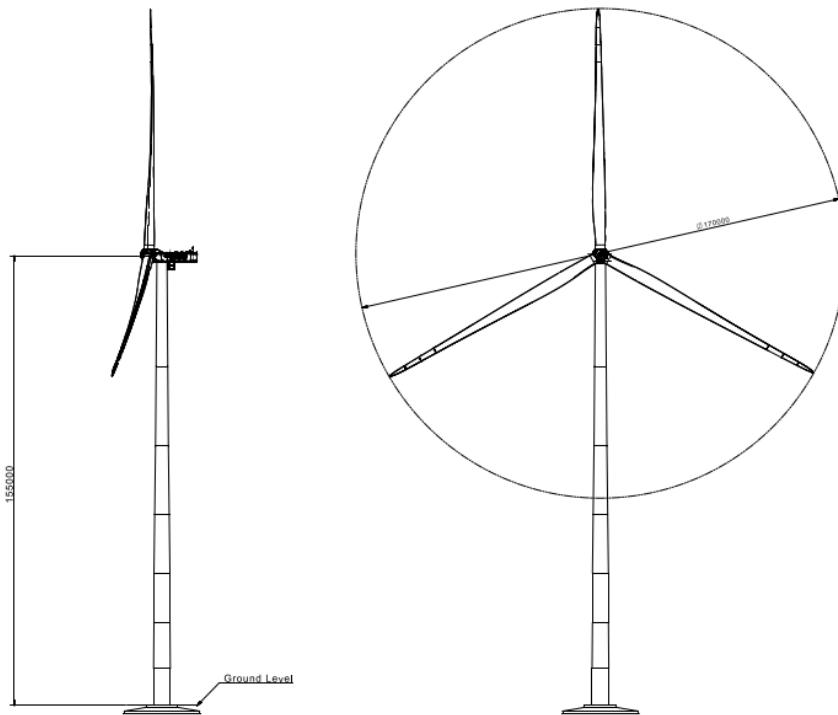
6.3. SG 6.6-170 145 m



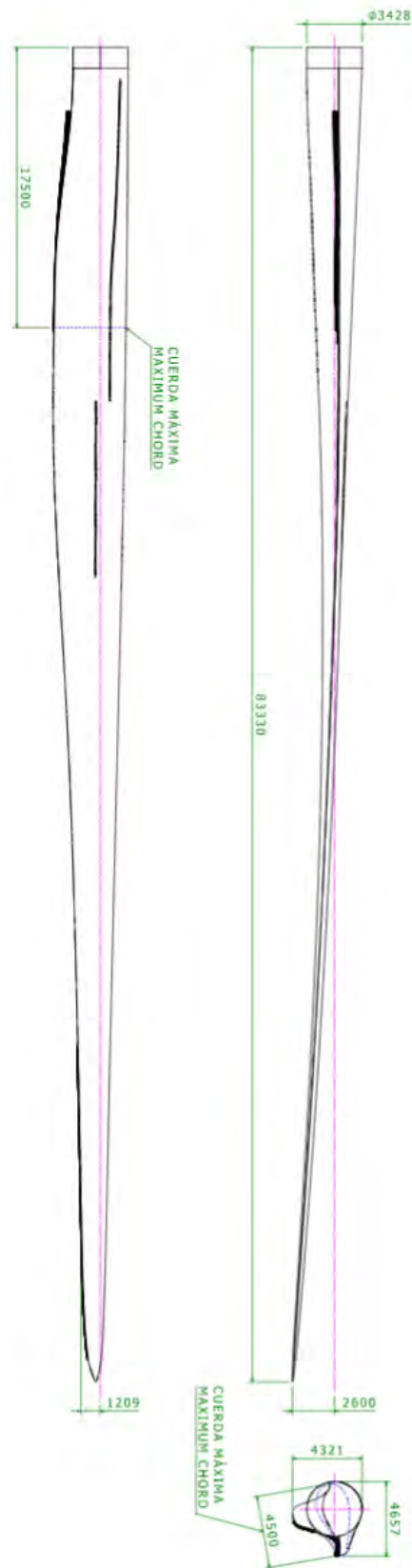
6.4. SG 6.6-170 150 m



6.5. SG 6.6-170 155m



7. Blade Drawing



Dimensions in millimeter

8. Tower Dimensions

SG 6.6-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 100m-165m. All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

8.1. Tower hub height 100m. Tapered tubular steel tower

T100-51B_Rev02b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4
External diameter upper flange (m)	4,493	4,493	4,493	3,380
External diameter lower flange (m)	4,700	4,493	4,493	4,493
Section's height (m)	14,234	21,840	26,880	34,450
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	73788	78604	73621	69651
Total Tower weight (kg)	295664			

8.2. Tower hub height 110.5m. Tapered tubular steel tower

T110.5-50A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	3,503
External diameter lower flange (m)	4,551	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543
Section's height (m)	9,304	14,840	17,920	20,440	22,400	23,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	62.150	68.398	69.997	63.621	53.106	50.336
Total Tower weight (kg)	367608					

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

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

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

T115.0-57A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4.500	4.393	4.385	4.020	3.503
External diameter lower flange (m)	4.205	4.500	4.393	4.385	4.020
Section's height (m)	12,292	16,520	22,400	29,120	30,082
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	82.426	79.395	82.286	75.510	60.537
Total Tower weight (kg)	380154				

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

T115-58B_Rev01b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4.700	4.433	4.427	4.020	3.380
External diameter lower flange (m)	4.700	4.700	4.433	4.427	4.020
Section's height (m)	13,284	18,200	23,800	27,160	29,970
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	80.055	78.241	80.502	68.289	57.145
Total Tower weight (kg)	364232				

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

T135-52A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518	3,503
External diameter lower flange (m)	6,000	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518
Section's height (m)	14,160	17,360	20,160	26,040	27,720	26,974
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	87.286	83.972	83.763	86.821	68.428	56.565
Total Tower weight (kg)	466.836					

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

T135-54A_Rev08b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900	3,503
External diameter lower flange (m)	5,200	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900
Section's height (m)	11,574	14,840	17,640	22,400	29,960	36,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	84.229	82.305	81.010	82.625	82.192	72.157
Total Tower weight (kg)	484.518					

8.8. Tower hub height 145m. Tapered tubular steel tower

T145.0-51A_Rev05a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895	3,503
External diameter lower flange (m)	6,400	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895
Section's height (m)	17,924	21,280	22,400	22,400	22,400	36,000
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	102614	102123	94235	81970	64755	84291
Total Tower weight (kg)	529988					

8.9. Tower hub height 150m. Tapered tubular steel tower

T150-50A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7
External diameter upper flange (m)	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518	3,503
External diameter lower flange (m)	5,200	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518
Section's height (m)	11,486	15,400	17,640	20,440	26,040	27,720	28,688
Flange type [bottom-top]	T-T	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	89875	87575	86506	86758	87129	68463	60905
Total Tower weight (kg)	567212						

8.10. Tower hub height 155m. Tapered tubular steel tower

T155.0-51A_Rev05a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7
External diameter upper flange (m)	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015	3,503
External diameter lower flange (m)	5,800	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015
Section's height (m)	12,880	15,680	17,080	20,160	23,520	27,440	35,850
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	90081	86929	85534	85621	85117	77921	74076
Total Tower weight (kg)	585279						

8.11. Tower hub height 165m. Hybrid concrete tower

T165-55A-MB_Rev01b	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4,528	4,291	3,503
External diameter lower flange (m)	9,148	4,301	4,291
Section's height (m)	94,69 ¹⁾	29,710	36,000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		81659	71074
Total Tower weight (kg)		152733	

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

8.12. Tower hub height 165m. Tapered tubular steel tower

T165.0-57A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7	Section 8
External diameter upper flange (m)	5,800	5,799	5,795	5,791	5,256	4,668	4,079	3,503
External diameter lower flange (m)	5,800	5,800	5,799	5,795	5,791	5,256	4,668	4,079
Section's height (m)	12,034	15,120	16,800	19,040	22,680	24,920	24,920	26,890
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	89873	90083	89627	89599	89533	79877	60592	54913
Total Tower weight (kg)	644097							

9. Design Climatic Conditions

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

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

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

Subject	ID	Issue	Unit	Value
0. Design lifetime	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 ¹
	0.1	Design lifetime	years	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.25
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	7.38
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.3
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2.64
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.36
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16 ²
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	42.5 ³
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	N/A
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 ^{4,5}
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)

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

² NTM and ETM as per IEC A

³ EWM as per IEC 2

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

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

Subject	ID	Issue	Unit	Value
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m ³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m ³
	6.3	Concentration of particles	mg/m ³	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/M ³
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
9. Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m ²	1000
10. Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
11. Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		
12. Precipitation⁶	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

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

10. Power Derating Curves by Ambient Temperature

10.1. SG 6.6-170 AM0 STD

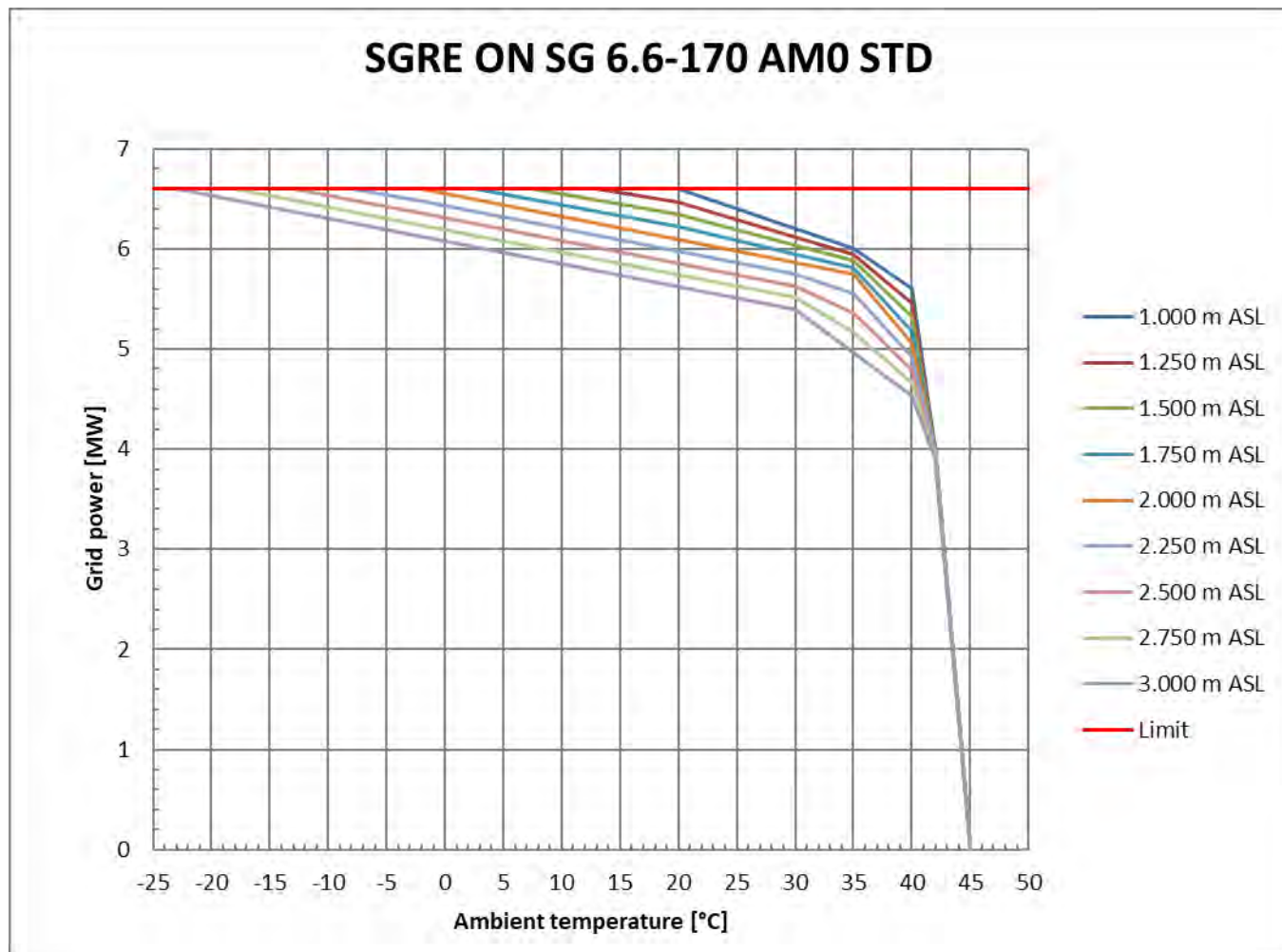


Figure 1: SG 6.6-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

Table 1: SG 6.6-170 AM0 STD grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD		6.60	MW	8.83	RPM			
Altitude		1,000 m ASL						
Temp.	°C	20	35	40	42	45		
Power	MW	6.6	6	5.6	4	0		
Load	-	1	0.91	0.85	0.61	0		
Altitude		1,250 m ASL						
Temp.	°C	13	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.47	5.94	5.46	4	0	
Load	-	1	0.98	0.9	0.83	0.61	0	
Altitude		1,500 m ASL						
Temp.	°C	7.5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.35	5.88	5.32	4	0	
Load	-	1	0.96	0.89	0.81	0.61	0	
Altitude		1,750 m ASL						
Temp.	°C	2.5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.22	5.81	5.18	4	0	
Load	-	1	0.94	0.88	0.79	0.61	0	
Altitude		2,000 m ASL						
Temp.	°C	-2	35	40	42	45		
Power	MW	6.6	5.75	5.05	4	0		
Load	-	1	0.87	0.77	0.61	0		
Altitude		2,250 m ASL						
Temp.	°C	-8	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.48	5.75	5.55	4.92	3.97	0
Load	-	1	0.98	0.87	0.84	0.74	0.6	0
Altitude		2,500 m ASL						
Temp.	°C	-13	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.36	5.63	5.36	4.79	3.95	0
Load	-	1	0.96	0.85	0.81	0.73	0.6	0
Altitude		2,750 m ASL						
Temp.	°C	-18	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.24	5.52	5.16	4.66	3.92	0
Load	-	1	0.95	0.84	0.78	0.71	0.59	0
Altitude		3,000 m ASL						
Temp.	°C	-23	30	40	42	45		
Power	MW	6.6	5.4	4.53	3.9	0		
Load	-	1	0.82	0.69	0.59	0		

Table 2: SG 6.6-170 AM0 STD ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD		6.6 MW			8.83 RPM					
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.6	6.6	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-23
6.6	6.6	20	13	7.5	2.5	-2	-8	-13	-18	-23
6.5	6.5	22.5	18.5	12.5	7	2.5	-3	-8.5	-13.5	-18.5
6.4	6.4	25	22	17.5	11.5	6.5	1.5	-3.5	-9	-14
6.3	6.3	27.5	25	21.5	16.5	11	6	1	-4.5	-10
6.2	6.2	30	27.5	24.5	21	15.5	10.5	5	0	-5.5
6.1	6.1	32.5	30.5	28	24.5	20	14.5	9.5	4.5	-1
6.0	6.0	35	33.5	31	28	24	19	14	8.5	3.5
5.9	5.9	36.5	35.5	34	32	28.5	23.5	18.5	13	8
5.8	5.8	37.5	36.5	35.5	35	33	27.5	22.5	17.5	12.5
5.7	5.7	39	37.5	36.5	36	35.5	31	27	22	17
5.6	5.6	40	38.5	37.5	36.5	36	34	30.5	26.5	21
5.5	5.5		39.5	38.5	37.5	37	35.5	32.5	30	25.5
5.4	5.4		40	39.5	38.5	37.5	36	34.5	31.5	30
5.3	5.3			40	39	38	37	35.5	33	31
5.2	5.2	40.5			40	39	38	36.5	34.5	32.5
5.1	5.1					39.5	38.5	37.5	35.5	33.5
5.0	5.0		40.5			40	39.5	38	36.5	34.5
4.9	4.9			40.5		40.5	40	39	37.5	35.5
4.8	4.8	41			40.5			40	38.5	37
4.7	4.7		41						39.5	38
4.6	4.6			41			40.5		40	39
4.5	4.5				41	41		40.5	40.5	40
4.4	4.4	41.5					41			40.5
4.3	4.3		41.5	41.5				41		
4.2	4.2				41.5	41.5	41.5		41	41
4.1	4.1							41.5	41.5	
4.0	4.0	42	42	42	42	42				41.5
3.9	3.9						42	42	42	42
3.3	3.3	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5			
3.2	3.2							42.5	42.5	42.5
2.6	2.6	43	43	43	43	43	43	43	43	43
2.0	2.0	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5				
1.9	1.9						43.5	43.5	43.5	43.5
1.3	1.3	44	44	44	44	44	44	44	44	44
0.6	0.6	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
0.0	0.0	45	45	45	45	45	45	45	45	45

10.2. SG 6.6-170 AM0 HT

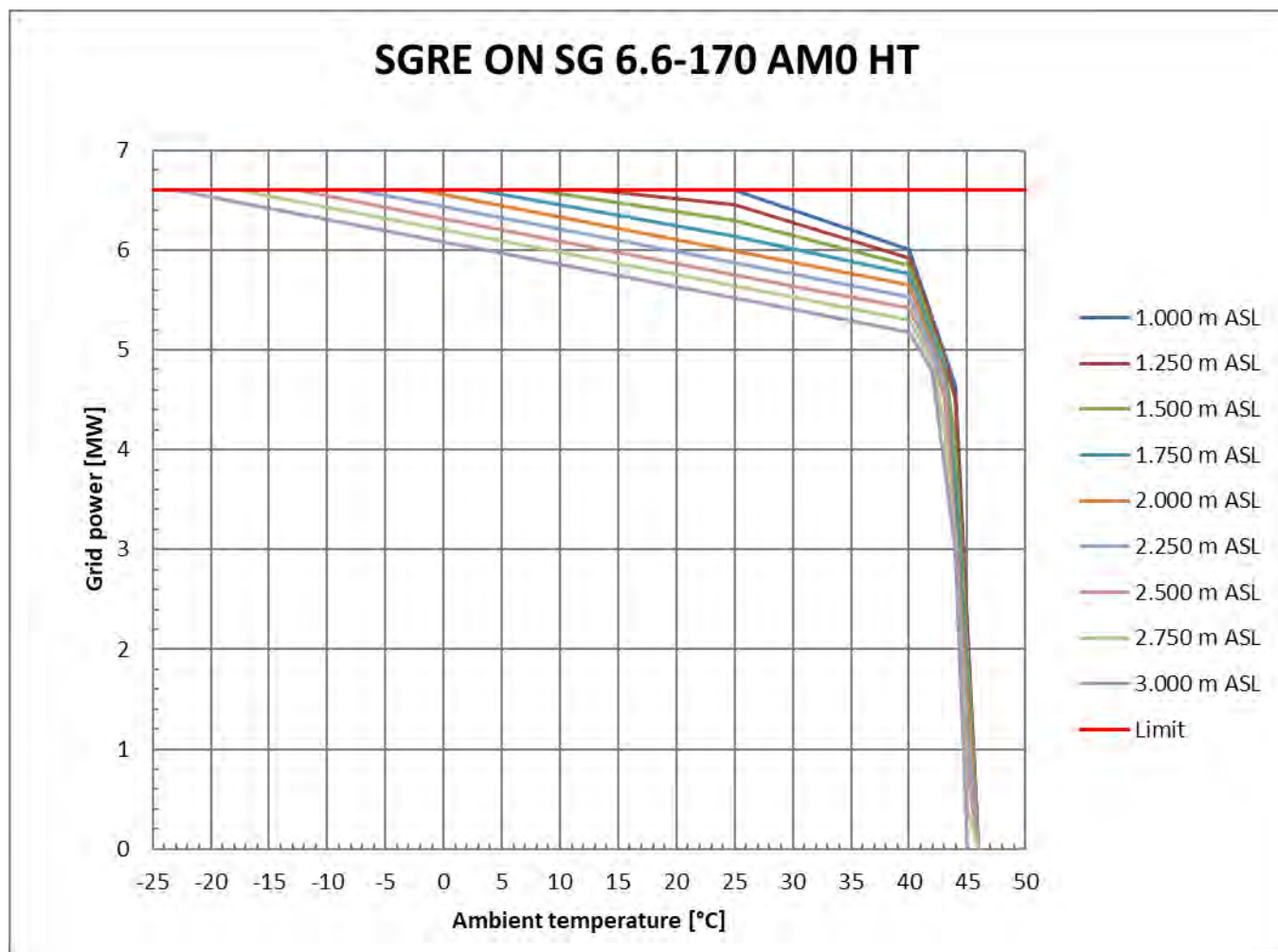


Figure 2: SG 6.6-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

Table 3: SG 6.6-170 AM0 HT grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT		6.60	MW	8.83	RPM						
Altitude		1,000 m ASL									
Temp.	°C	25	40	44	46						
Power	MW	6.6	6	4.64	0						
Load	-	1	0.91	0.7	0						
Altitude		1,250 m ASL									
Temp.	°C	13	25	40	43	44	46				
Power	MW	6.6	6.45	5.92	4.92	4.51	0				
Load	-	1	0.98	0.9	0.75	0.68	0				
Altitude		1,500 m ASL									
Temp.	°C	8	25	40	43	44	46				
Power	MW	6.6	6.29	5.84	4.87	4.06	0				
Load	-	1	0.95	0.89	0.74	0.61	0				
Altitude		1,750 m ASL									
Temp.	°C	3	25	40	43	44	46				
Power	MW	6.6	6.14	5.76	4.81	3.61	0				
Load	-	1	0.93	0.87	0.73	0.55	0				
Altitude		2,000 m ASL									
Temp.	°C	-2	40	43	46						
Power	MW	6.6	5.65	4.75	0						
Load	-	1	0.86	0.72	0						
Altitude		2,250 m ASL									
Temp.	°C	-7.5	-2	30	40	42	43	44	45	46	
Power	MW	6.6	6.48	5.76	5.53	4.99	4.66	3.12	1.19	0	
Load	-	1	0.98	0.87	0.84	0.76	0.71	0.47	0.18	0	
Altitude		2,500 m ASL									
Temp.	°C	-12.5	-2	30	40	42	43	44	45	46	
Power	MW	6.6	6.36	5.64	5.42	4.92	4.53	3.08	0.79	0	
Load	-	1	0.96	0.86	0.82	0.75	0.69	0.47	0.12	0	
Altitude		2,750 m ASL									
Temp.	°C	-17.5	-15	-2	30	40	42	43	44	45	46
Power	MW	6.6	6.54	6.25	5.53	5.3	4.86	4.21	3.04	0.39	0
Load	-	1	0.99	0.95	0.84	0.8	0.74	0.64	0.46	0.06	0
Altitude		3,000 m ASL									
Temp.	°C	-23	-15	30	40	42	44	45			
Power	MW	6.6	6.42	5.41	5.18	4.79	2.99	0			
Load	-	1	0.97	0.82	0.78	0.73	0.45	0			

Table 4: SG 6.6-170 AM0 HT ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT		6.6 MW			8.83 RPM					
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.6	6.6	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-23
6.6	6.6	25	13	8	3	-2	-7.5	-12.5	-17.5	-23
6.5	6.5	27.5	21	13.5	7.5	2.5	-3	-8	-13.5	-18.5
6.4	6.4	30	26.5	19	12.5	7	1.5	-3.5	-9	-14
6.3	6.3	32.5	29	24.5	17.5	11.5	6	1	-4.5	-9.5
6.2	6.2	35	32	28	22	15.5	10.5	5.5	0	-5
6.1	6.1	37.5	35	31.5	26.5	20	15	9.5	4.5	-0.5
6.0	6.0	40	38	35	30.5	24.5	19.5	14	9	3.5
5.9	5.9	40.5	40	38	34.5	29	24	18.5	13.5	8
5.8	5.8		40.5	40	38.5	33.5	28	23	18	12.5
5.7	5.7			40.5	40	38	32.5	27.5	22.5	17
5.6	5.6	41			40.5	40	37	32	26.5	21.5
5.5	5.5		41	41	41	40.5	40	36.5	31	26
5.4	5.4	41.5	41.5			41	40.5	40	35.5	30.5
5.3	5.3	42		41.5			41	40.5	40	35
5.2	5.2		42		41.5	41.5		41	40.5	39
5.1	5.1	42.5		42	42		41.5	41.5	41	40.5
5.0	5.0		42.5	42.5		42			41.5	41
4.9	4.9	43	43		42.5	42.5	42	42	42	41.5
4.8	4.8	43.5		43	43		42.5			42
4.7	4.7		43.5			43		42.5		
4.6	4.6	44					43			
4.5	4.5		44					43	42.5	
4.4	4.4			43.5						
4.3	4.3									42.5
4.2	4.2				43.5				43	
4.0	4.0			44						
3.9	3.9					43.5				
3.8	3.8						43.5	43.5		43
3.6	3.6				44				43.5	
3.4	3.4	44.5								43.5
3.3	3.3		44.5							
3.1	3.1					44	44			
3.0	3.0			44.5				44	44	
2.9	2.9									44
2.7	2.7				44.5					
2.3	2.3	45				44.5				
2.2	2.2		45							
2.1	2.1						44.5			
2.0	2.0			45						
1.9	1.9							44.5		

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT										
6.6 MW 8.83 RPM										
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
1.8					45					
1.7									44.5	
1.5						45				
1.4										44.5
1.1		45.5	45.5				45			
1.0				45.5						
0.9					45.5					
0.7						45.5		45		
0.5							45.5			
0.3								45.5	45	
0.1									45.5	
0.0		46	46	46	46	46	46	46	46	45

11. Flexible Rating Specification

The SG 6.6-170 is offered with various operational modes that are achieved through the flexible operating capacity of the product, enabling the configuration of an optimal power rating that is best suited for each wind farm. The operating modes are broadly divided into two categories: Application Modes and Noise Reduction System Modes⁷.

11.1. 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.

SG 6.6-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating.

11.2. Full list of Application Modes SG 6.6-170

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁸
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.6-170	AM 0	6.6	106.0	D2849164	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	20°C
SG 6.6-170	AM-1	6.5	106.0	D2861213	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	23°C
SG 6.6-170	AM-2	6.4	106.0	D2863704	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	25°C
SG 6.6-170	AM-3	6.3	106.0	D2863706	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	28°C
SG 6.6-170	AM-4	6.2	106.0	D2863708	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.6-170	AM-5	6.1	106.0	D2863710	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.6-170	AM-6	6.0	106.0	D2863712	D2844535	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	35°C

⁷ It should be noted that the definition of various modes as described in this chapter is applicable in combination with standard temperature limits and grid capabilities of the turbine. Please refer to High Temperature Power De-rating Specification and Reactive Power Capability Document for more information

11.3. Noise Reduction System (NRS) Modes ®

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

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

11.4. List of NRS Modes SG 6.6-170

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁹
SG 6.6-170	N1	6.40	105.5	D2863684	D2844535	20°C
SG 6.6-170	N2	6.10	104.5	D2863686	D2844535	20°C
SG 6.6-170	N3	5.24	103.0	D2863688	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N4	5.12	102.0	D2863690	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N5	4.87	101.0	D2863692	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N6	4.52	100.0	D2863697	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N7	3.60	99.0	D2863699	D2844535	30°C

11.5. Control Strategy

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

⁹ Please refer to "High Temperature Ride Through" for more details'.

12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 1, Mode AM 0

12.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m³

Validity range:

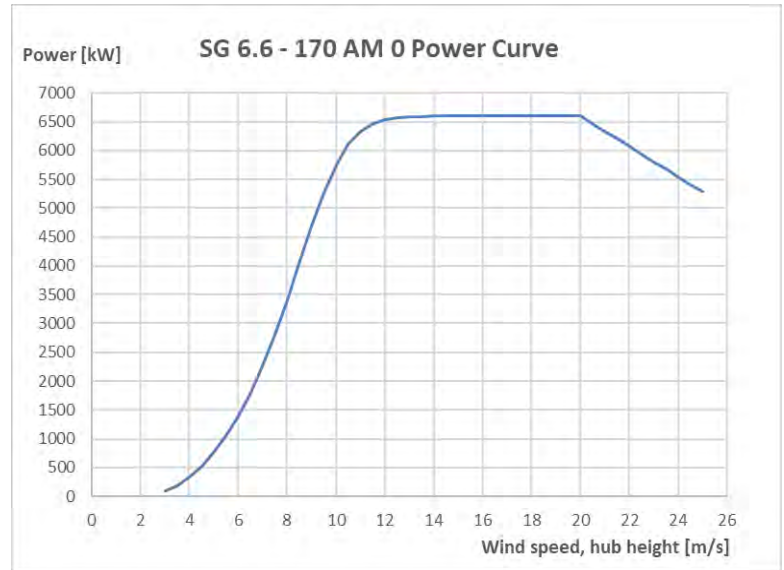
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

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

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

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

SG 6.6-170 Rev. 1, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	759
5.5	1046
6.0	1393
6.5	1801
7.0	2272
7.5	2809
8.0	3407
8.5	4045
9.0	4685
9.5	5272
10.0	5753
10.5	6101
11.0	6327
11.5	6460
12.0	6531
12.5	6567
13.0	6585
13.5	6593
14.0	6597
14.5	6599
15.0	6599
15.5	6600
16.0	6600
16.5	6600
17.0	6600
17.5	6600
18.0	6600
18.5	6600
19.0	6600
19.5	6600
20.0	6600
20.5	6468
21.0	6336
21.5	6204
22.0	6072
22.5	5940
23.0	5808
23.5	5676
24.0	5544
24.5	5412
25.0	5280



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

AEP [MWh]		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Weibull K	1.5	12997	15492	17881	20121	22183	24050	25713	27171	28430	29497	30385
	2.0	11760	14722	17687	20569	23309	25870	28229	30371	32289	33977	35436
	2.5	10535	13696	17003	20320	23540	26588	29420	32015	34367	36476	38346

Annual Production [MWh] SG 6.6-170 Rev.1, 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

12.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m³

Validity range:

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

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

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

Ct is defined by the following expression:

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

where

F = Rotor force [N]

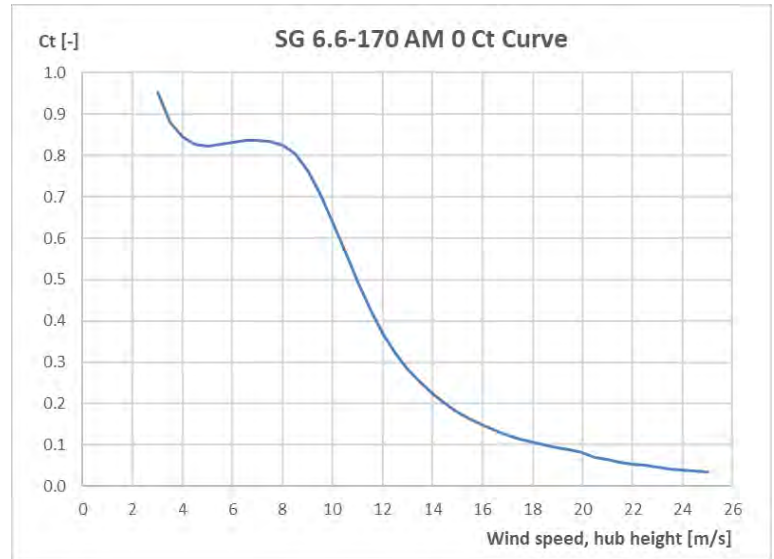
ρ = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

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

SG 6.6-170 Rev. 1, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.953
3.5	0.880
4.0	0.847
4.5	0.828
5.0	0.824
5.5	0.828
6.0	0.833
6.5	0.836
7.0	0.837
7.5	0.835
8.0	0.825
8.5	0.803
9.0	0.765
9.5	0.709
10.0	0.640
10.5	0.566
11.0	0.493
11.5	0.428
12.0	0.371
12.5	0.323
13.0	0.284
13.5	0.251
14.0	0.223
14.5	0.200
15.0	0.180
15.5	0.162
16.0	0.148
16.5	0.135
17.0	0.124
17.5	0.114
18.0	0.106
18.5	0.099
19.0	0.093
19.5	0.087
20.0	0.082
20.5	0.069
21.0	0.064
21.5	0.058
22.0	0.054
22.5	0.049
23.0	0.046
23.5	0.042
24.0	0.039
24.5	0.036
25.0	0.034



13. Acoustic Emission

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 to cut-out
AM 0	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-1	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-2	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-3	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-4	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-5	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-6	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
N1	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5
N2	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
N3	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
N4	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0
N5	92.0	92.0	94.5	98.4	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
N6	92.0	92.0	94.5	98.4	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
N7	92.0	92.0	94.5	98.4	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0

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

Low Noise Operations (NRS ®)

The lower sound power level is also available and can be achieved by adjusting the turbines controller settings, i.e. an optimization of rpm and pitch. The noise settings are not static and can be applied to optimize the operational output of the turbine. Noise settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location. This functionality is controlled via the WebWPS SCADA 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.

1/1 oct.band, center freq.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
AM 0	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-1	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-2	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-3	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-4	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-5	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-6	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
N1	86.2	93.0	95.6	97.4	101.3	99.4	92.8	82.5
N2	85.7	92.0	94.6	96.4	100.3	98.4	91.8	81.5
N3	84.9	90.7	93.0	94.8	98.7	96.8	90.2	79.9
N4	84.4	89.7	92.0	93.8	97.7	95.8	89.2	78.9
N5	83.8	88.7	91.0	92.8	96.7	94.8	88.2	77.9
N6	83.3	87.8	90.0	91.8	95.7	93.8	87.2	76.9
N7	82.7	86.8	89.0	90.8	94.7	92.8	86.2	75.9

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz at rated power level at 12 m/s

14. Electrical Specification

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

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).....	82kA.

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing	10 kW
At stand-by, yawing.....	23 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

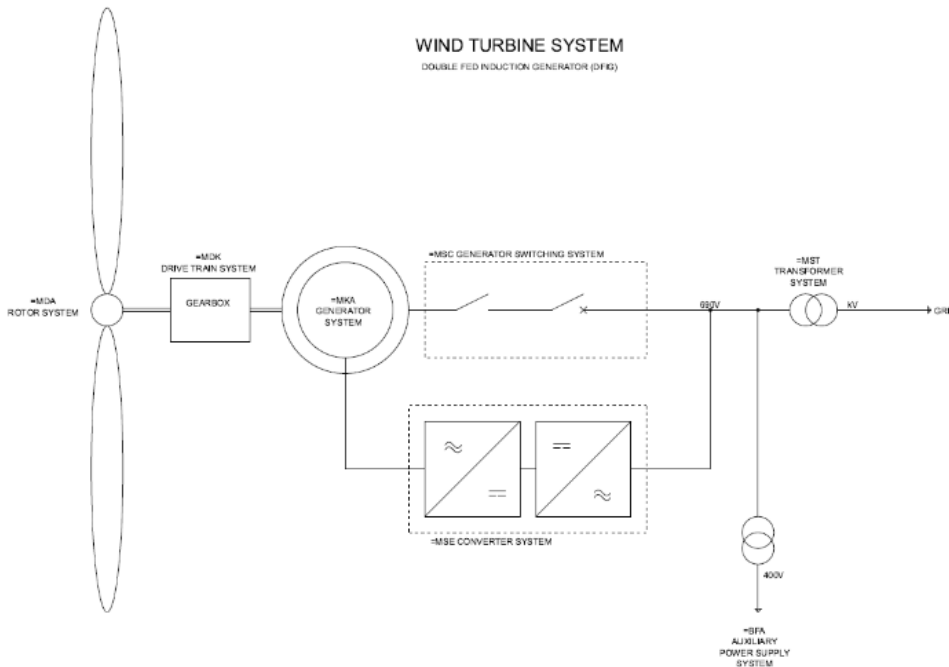
Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage	690 V
Vector group	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

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. Simplified Single Line Diagram



16. 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 Cooling

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

Transformer Monitoring

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

Transformer Earthing

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

17. 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 disconnecter 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 in the bottom of the tower. The main transformer, LV switchgear and converters are located on the nacelle level above the tower.

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

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

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.

17.1. Technical Data for Switchgear

Switchgear

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

Grid cable feeder (line cubicle)

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

Circuit breaker feeder

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

Protection

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

Interface- MV Cables

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

*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

18. Grid Connection Capabilities

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

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

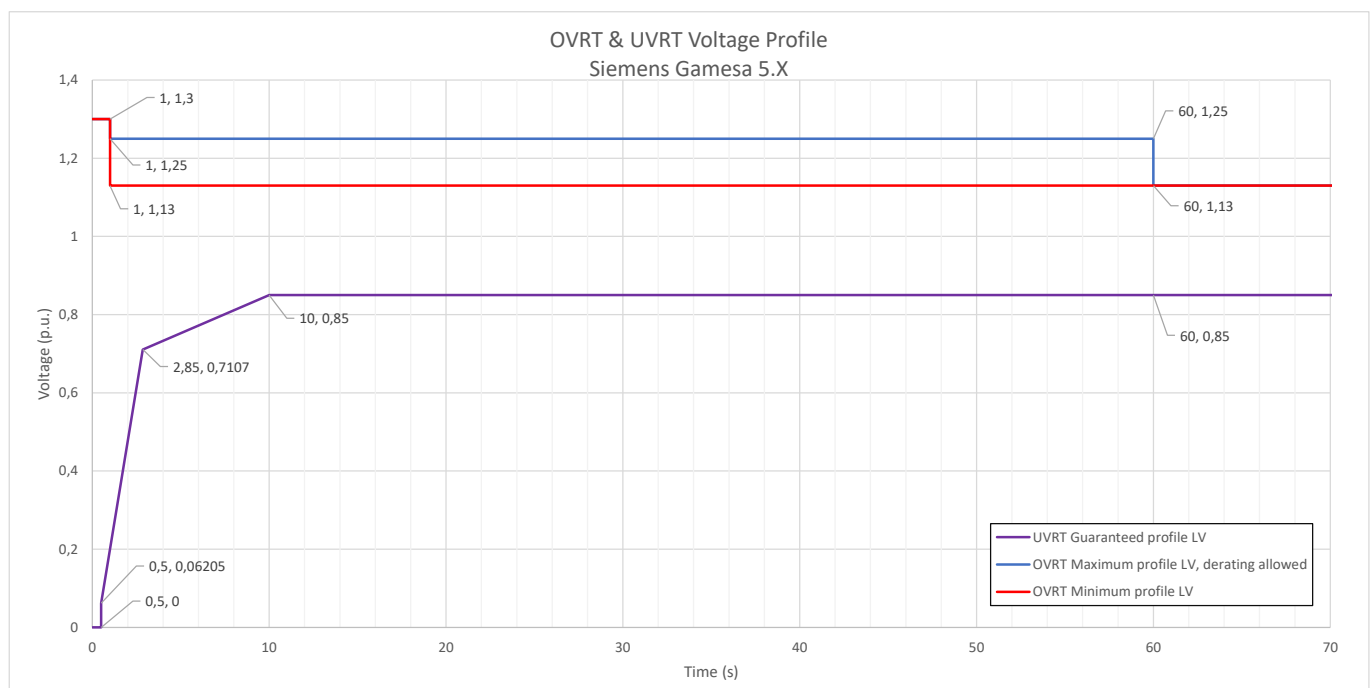


Figure 3. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

18.2. 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.

18.3. Frequency Capability 50Hz

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

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

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

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

18.4. Frequency Capability 60Hz

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

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

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

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

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 112% to support the best possible performance by staying within the operation limits. Operation outside this range might lead to power derating.

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

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

Note 1.

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

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

Note 2.

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

19. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz

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

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

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

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

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

Figure 5 shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

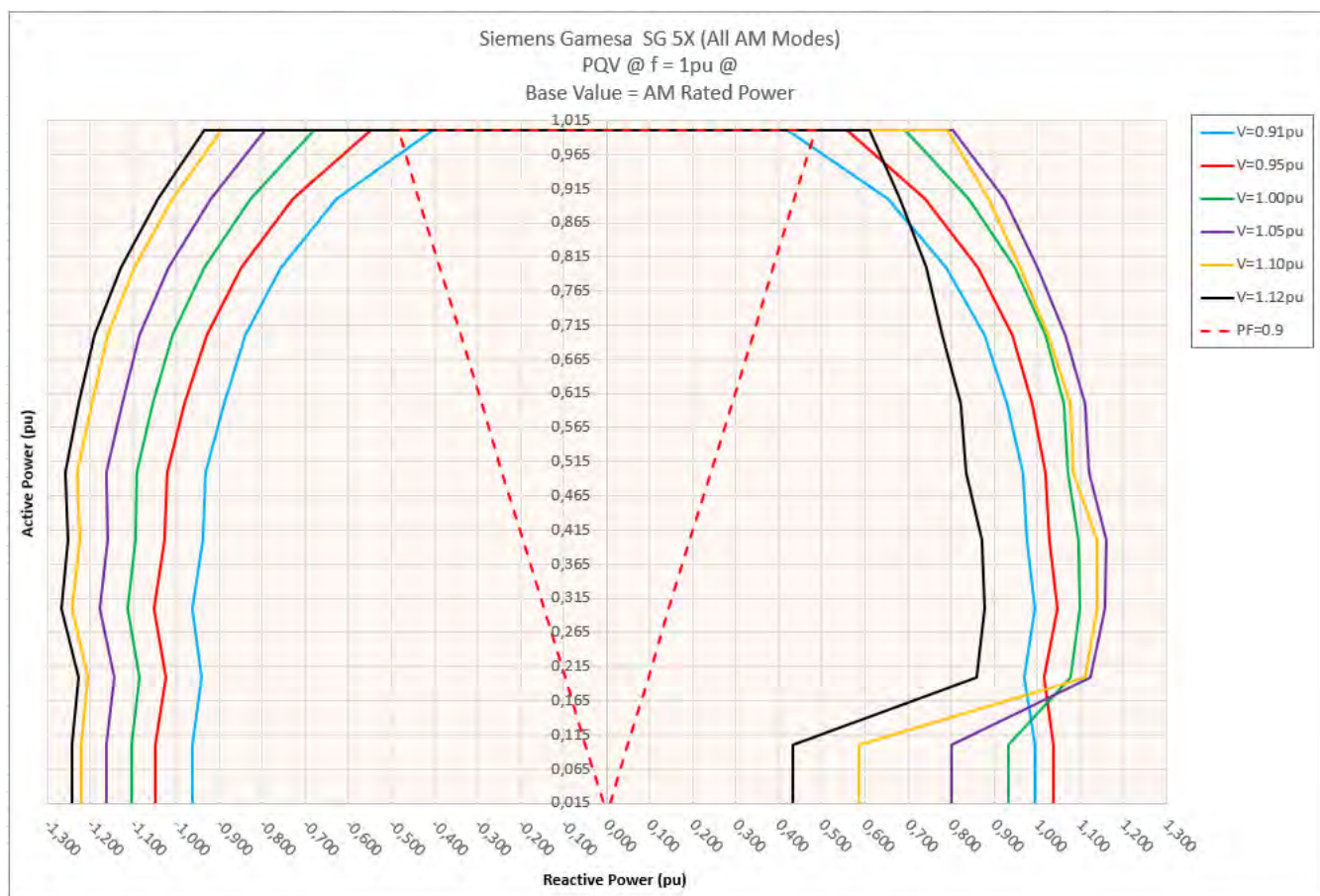


Figure 4: Siemens Gamesa 5.X Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

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

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

Table 5: Application modes definition.

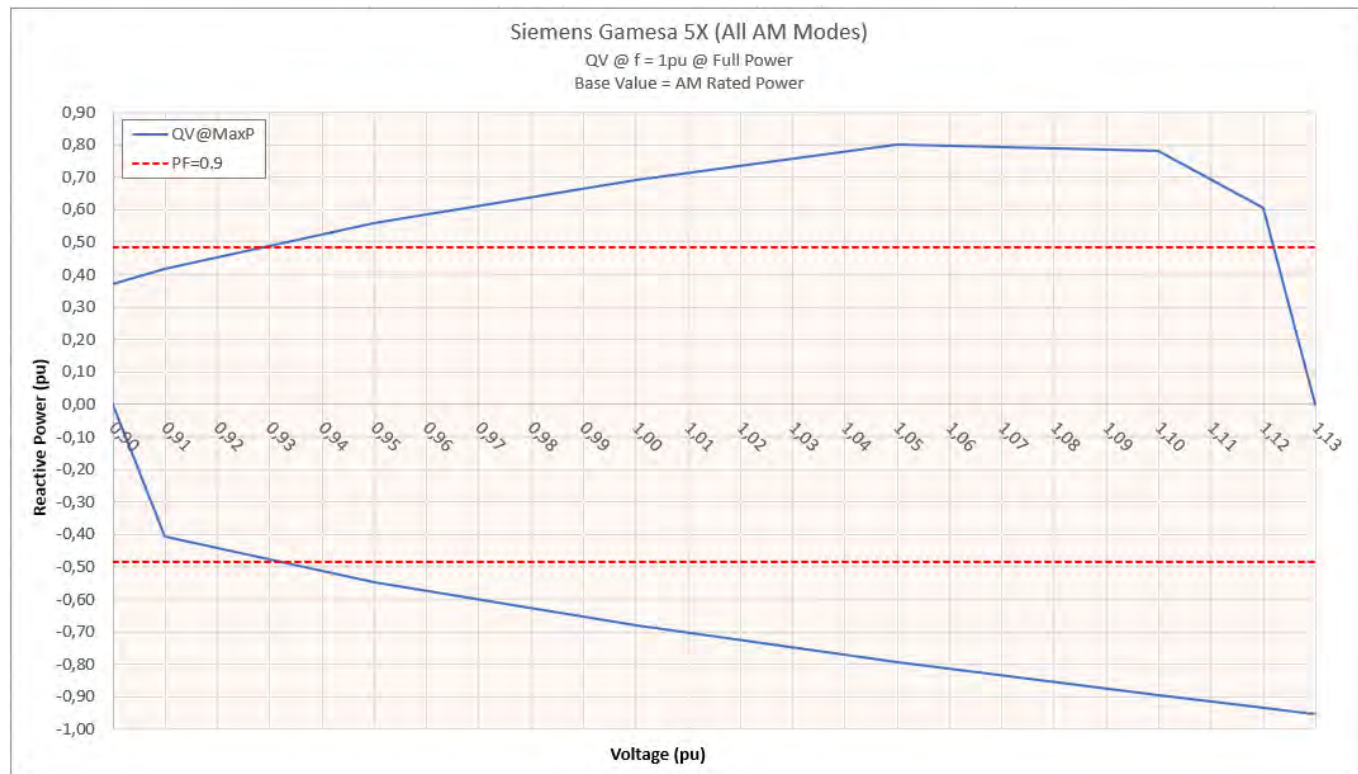


Figure 5: Siemens Gamesa 5.X→ Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.

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

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

Table 6: Siemens Gamesa 5.X Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

Capacitive / Over-excited operation.

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

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

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

Table 7: Siemens Gamesa 5.X → 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.

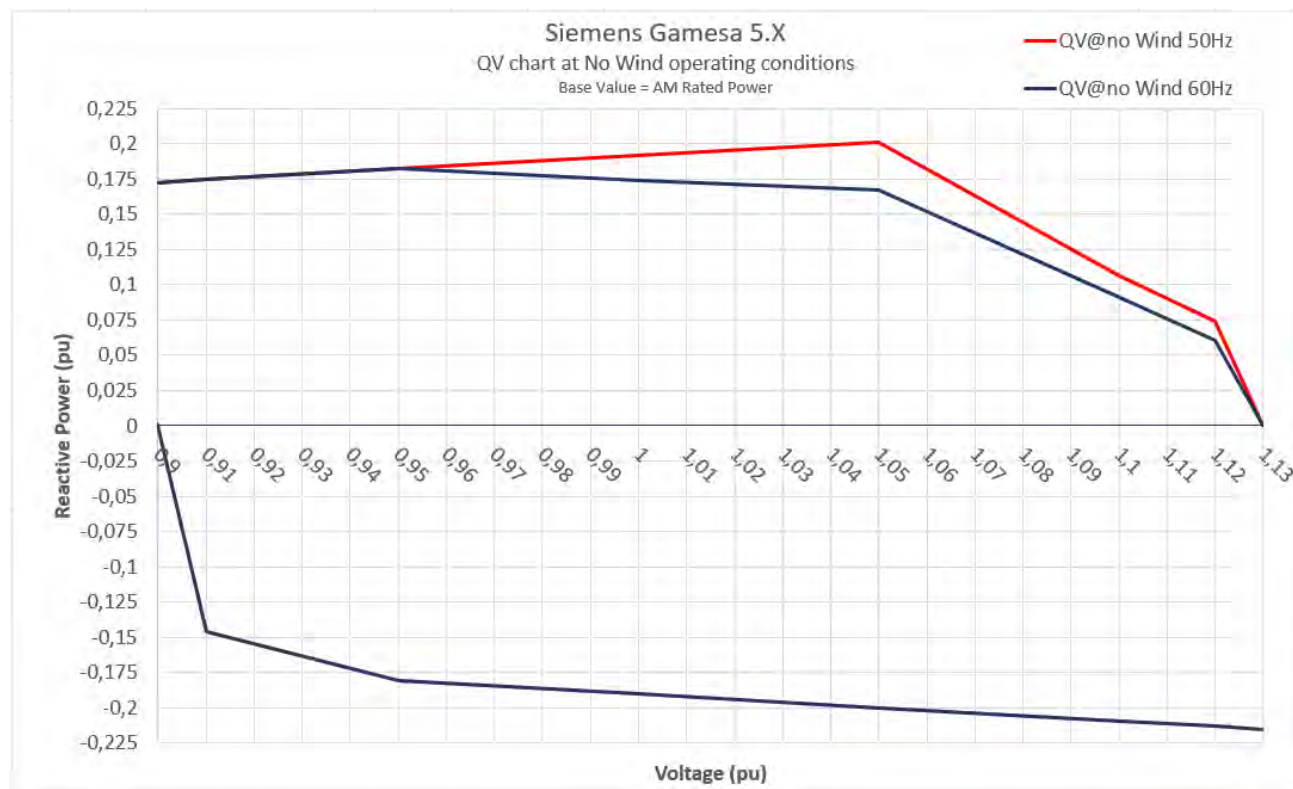


Figure 6: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz.

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

Siemens Gamesa 5.X50Hz Base Value = AM Rated Power			Siemens Gamesa 5.X60Hz Base Value = AM Rated Power		
Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)	Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0,90	0,173	0,00	0,90	0,173	0,000
0,91	0,174	-0,146	0,91	0,174	-0,146
0,95	0,182	-0,181	0,95	0,182	-0,181
1,00	0,192	-0,190	1,00	0,174	-0,190
1,05	0,201	-0,200	1,05	0,167	-0,200
1,10	0,107	-0,209	1,10	0,091	-0,209
1,12	0,074	-0,213	1,12	0,061	-0,213
1,13	0,000	-0,215	1,13	0,000	-0,215

Table 8: 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.
- Temporary local storage of data at wind turbines. If communication is temporarily interrupted, data is kept in the Wind Turbine Control and transferred to the SCADA 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 alarm notification. 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.
- 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, wildlife bat and birds and ice.
- Power curve plots with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition Monitoring System integrated with the turbine controller using virtualized server.
- Ethernet-based system with secure compatible interfaces (OPC UA) for online data access.
- Access to historical - scientific and optional high resolution data via Restfull API.
- Antimalware Solution.
- Back-up & restore feature.

20.2. Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (SICS II). The SICS II 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 cabinet

The central SCADA server cabinet supplied by SGRE is normally placed at the wind farm substation or control building. The server cabinet 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.

SCADA solutions stands on a Virtualized Server Infrastructure solution which means that the software is run virtually over a non-redundant or redundant hardware server(s) (depending on customer's needs).

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

20.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

The SCADA system includes a grid measuring station located in an Auxiliary cabinet. Normally the grid measuring station is placed at the wind farm substation or control building close to the Point of Connection.

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.

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 cabinet. For communication with third party equipment OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported.

20.7. SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data.

Historical data are stored in a database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing 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 is always installed. An anti-virus client software is 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 optionally can provide 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 locally on the site servers. This functionality is optional.

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

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

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

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

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

21.2. Gearbox

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

21.3. Electrical

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

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. Ice Detection System and Operations with Ice

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

The following options for ice detection sources can be used:

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

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

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

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

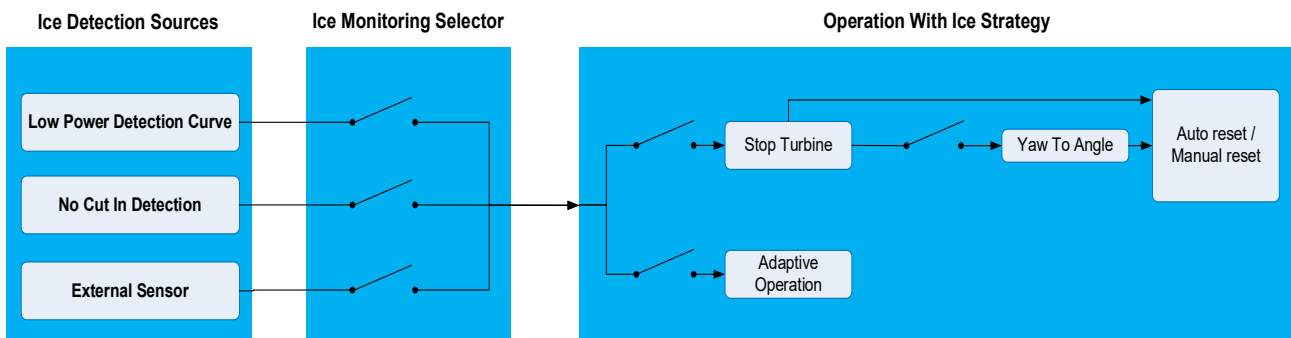


Figure 1: Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines



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

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

22.1. Ice Detection Sources

22.1.1. Low Power Detection Curve (LPDC)

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

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

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

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

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

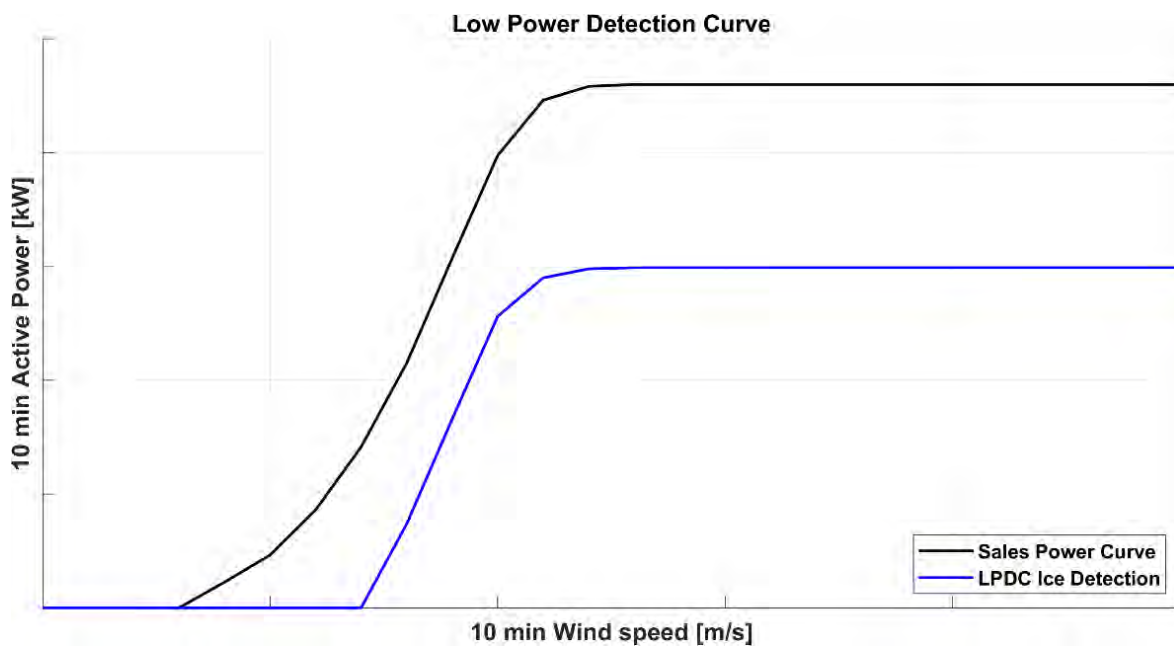


Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

22.1.2. No Cut-in

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

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

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

22.1.3. External Sensor Options

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

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

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

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

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

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

22.1.4. External Sensor Types

22.1.5. Nacelle Based Ice Detection Sensor (Optional)

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

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

22.1.6. Blade-Based Ice Detection Sensor (Optional)

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

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

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

22.1.7. Options and logging in SCADA

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

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of individual turbines
- Enable or disable automatic restart of individual turbines

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

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

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

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

From Time	To Time	Duration	Group	Station	Code	Description	Parameter	User	Comment
28-02-2012 - 08:54:04	28-02-2012 - 09:20:00	00:25:56	Turbine	T05	8210	Stopped, due to icing			
			Turbine	T01	8215	Ice has been detected			Add

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

22.2. Operation with Ice Strategy

22.2.1. Operation with Ice Strategy: Stop Turbine

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

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

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

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

22.2.2. Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation

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

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

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

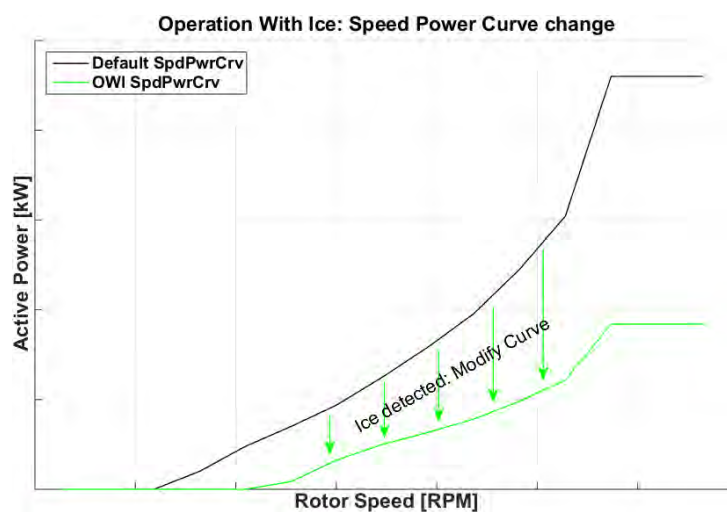


Figure 4: Illustration of OWI Speed-Power curve modification

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

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

BARRIERE ACUSTICHE MOBILI PER CANTIERE



STRUTTURA PORTANTE

La struttura portante è affidata a montanti verticali ed orizzontali in acciaio, la struttura sarà tale da permettere la mobilità in blocco del sistema avente dimensioni massime di 3000 x h 5.500 (max).- Sono disponibili su ordinazione diverse conformazioni e soluzioni tecniche.

Il sistema indicato sarà implementato con opportune controventature, aventi lo scopo di limitare le deformazioni trasformando l'intera parete in un telaio rigido.

La struttura metallica sarà costruita presso la nostra unità produttiva di San Mauro T.Se (TO), certificato centro di trasformazione acciaio in conformità alla NTC 2008.

La barriera acustiche sarà costituita da pannellature autoportanti fonoisolanti e fonoassorbenti.

Le sue peculiarità sono:

- 1) Barriera fonoisolante fornita in monoblocco.
- 2) Non necessita di opera di fondazione.
- 3) Per il suo spostamento non necessita di smontaggio e rimontaggio, ma la stessa potrà essere movimentata con idoneo mezzo di sollevamento.
- 4) Alta adattabilità alle necessità di cantiere.
- 5) Costi molto contenuti per il proprio utilizzo.

I pannelli fonoisolanti e fonoassorbenti dovranno comunque ottemperare ai seguenti requisiti minimi di prestazione secondo la Norma UNI EN ISO 354:2003 e UNI EN 1793-1:1999.

POTERE FONOISOLANTE

Hz	125	250	500	1K	2K	4K
dB	15	18	27	35	38	42

FONOASSORBIMENTO

Hz	125	250	500	1K	2K	4K
*S	0.5	0.7	0.83	0.85	0.82	0.8

Certificazione UNI EN 1793 Classe A4-B3/A3-B3



PRESTAZIONI DELLE PANNELLATURE FONOISOLANTI E FONOASSORBENTI

I pannelli fonoisolanti e fonoassorbenti saranno realizzati con involucro in lega leggera (Al - Mg - Mn) di spessore minimo mm. 1,2 contenente all'interno materiali in fibra (lana di roccia).

FINITURE SUPERFICIALI

STRUTTURE PORTANTI

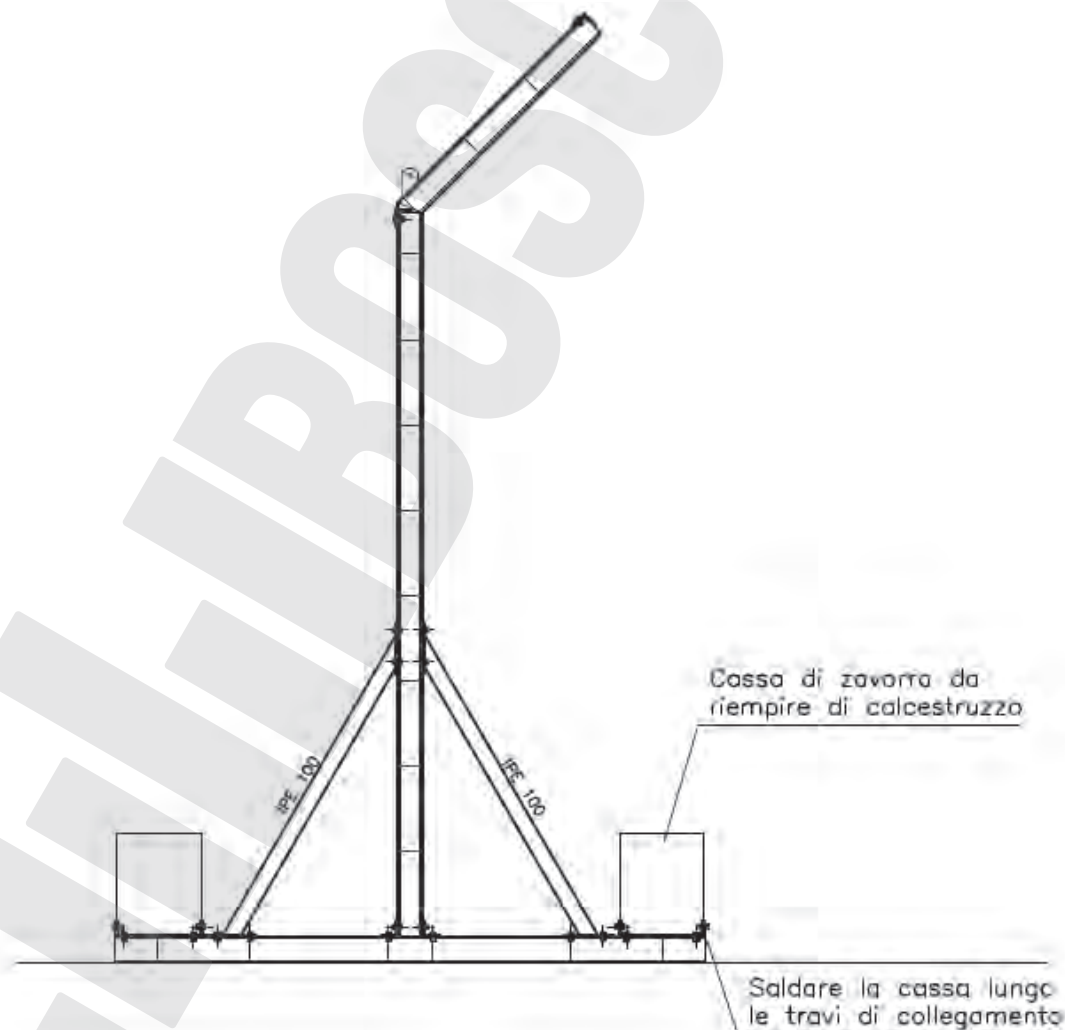
Le strutture in acciaio potranno essere zincate a caldo, previo ciclo di sgrassaggio-decapaggio flussaggio-essiccamento, per uno spessore minimo di protezione di circa 30 μm ., e se richiesto a polvere di poliestere.

PANNELLATURE

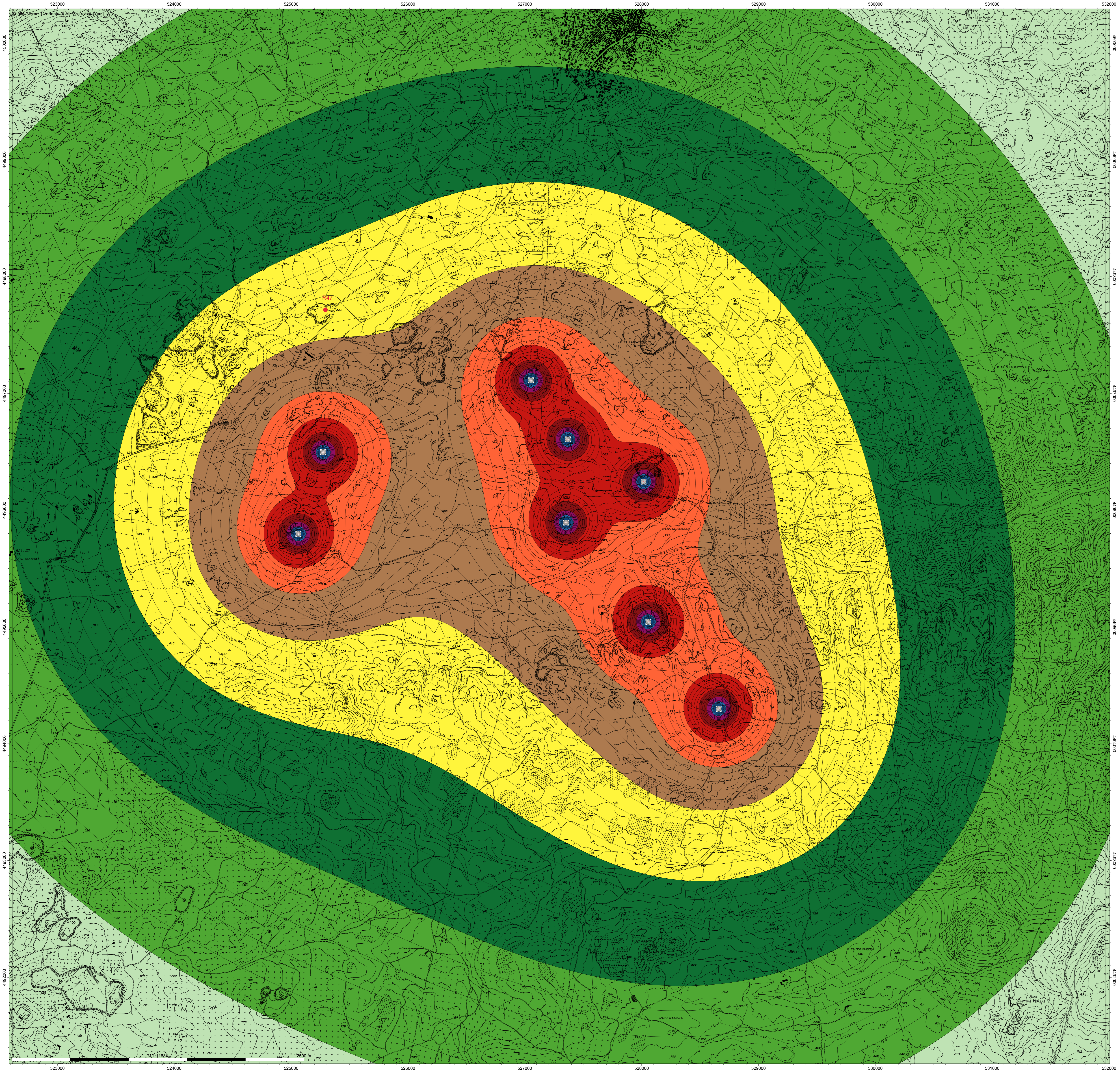
Le pannellature potranno essere realizzate in alluminio preverniciato secondo il sistema Coil-Coating. Spessore minimo di verniciatura 25 μm . o semplicemente in alluminio gofrato.

IN FASE DI ORDINATIVO SONO DISPONIBILI LE SEGUENTI DOCUMENTAZIONI:

- Resistenza in nebbia salina (secondo ASTM B 117)
- Prova in camera umidostatica (secondo UNI 8744);
- Aderenza (resistenza al distacco secondo ISO 4624);
- Ciclo di trattamento preparatorio superficiale (sgrassaggio, fosfatazione, etc.);
- Spessori e composizione dello strato di finitura;
- Colore VERDE RAL 6011 - oppure in Alluminio gofrato.



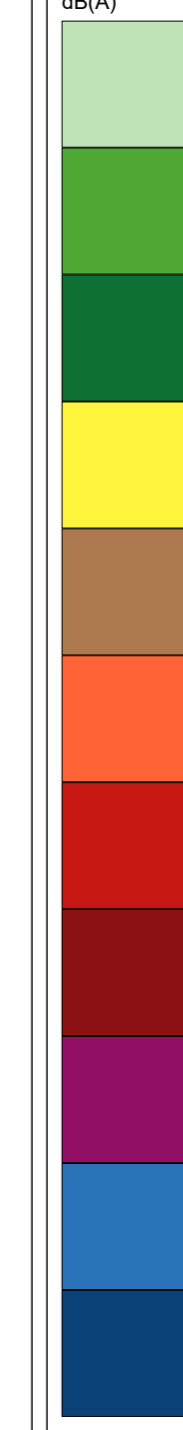
VALUTAZIONE PREVISIONALE
FASE DI CANTIERE



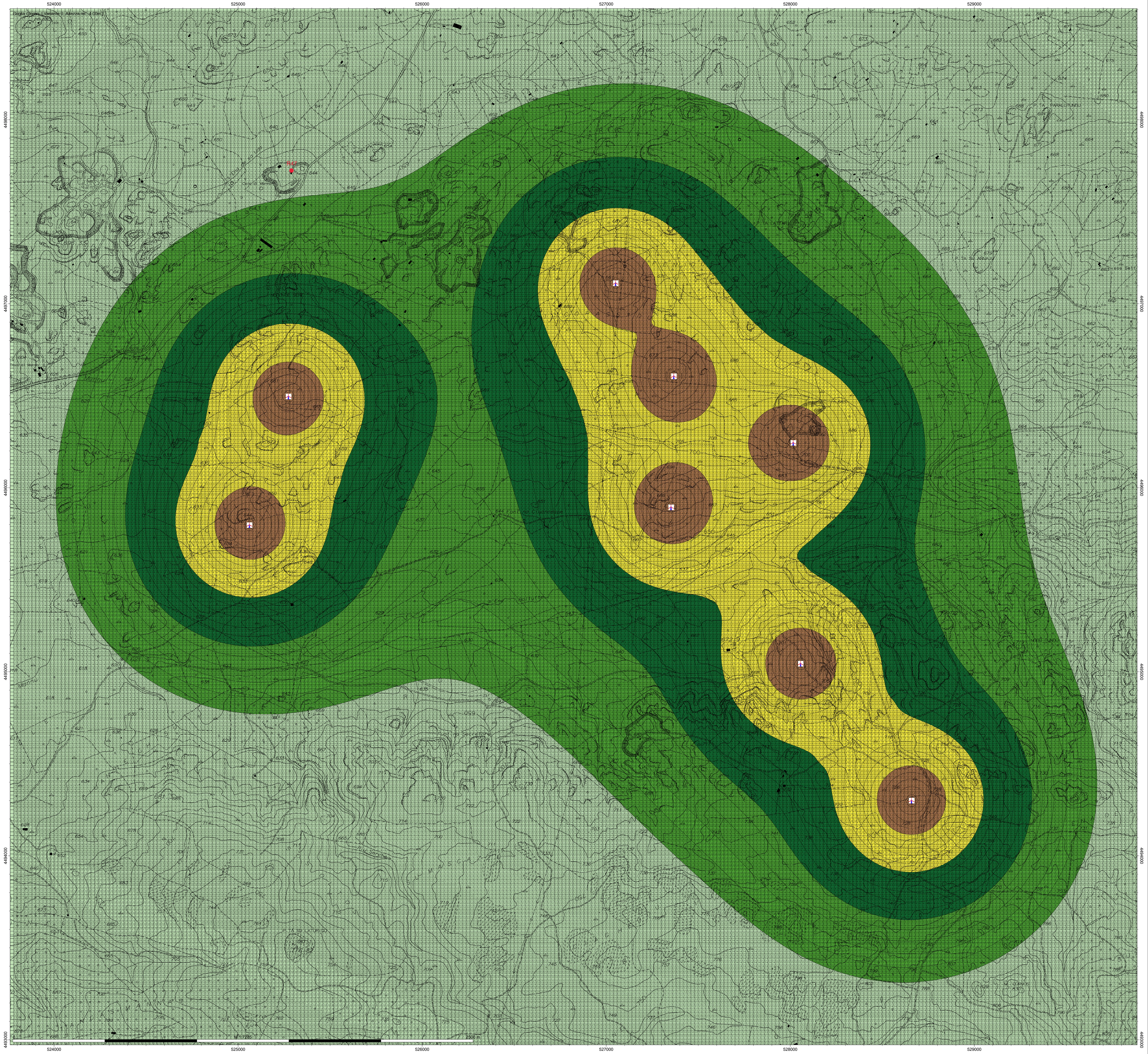
Legenda

- Linea di auto
- Punto sorg. ISO 9613
- Ricettori sensibili

Classe
Livello
dB(A)

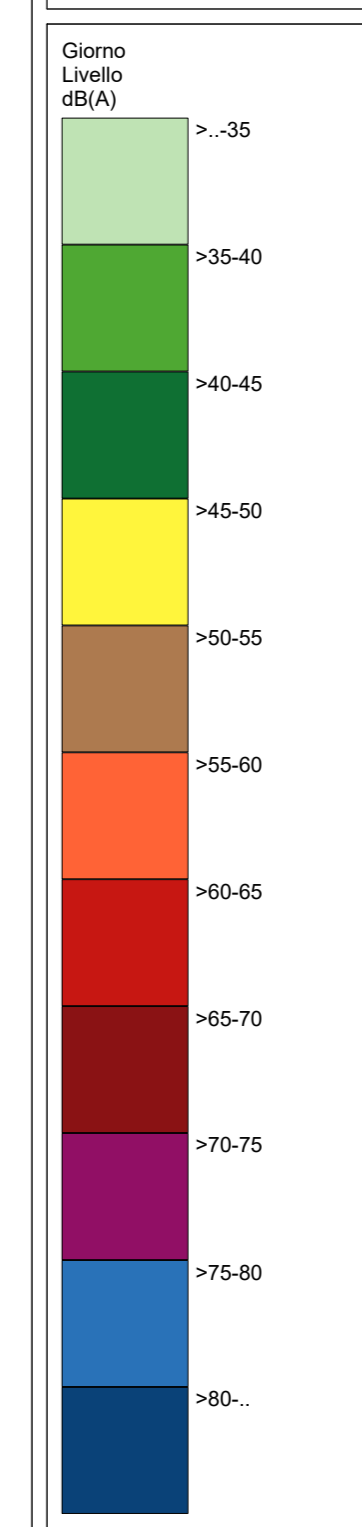


VALUTAZIONE PREVISIONALE
FASE DI ESERCIZIO

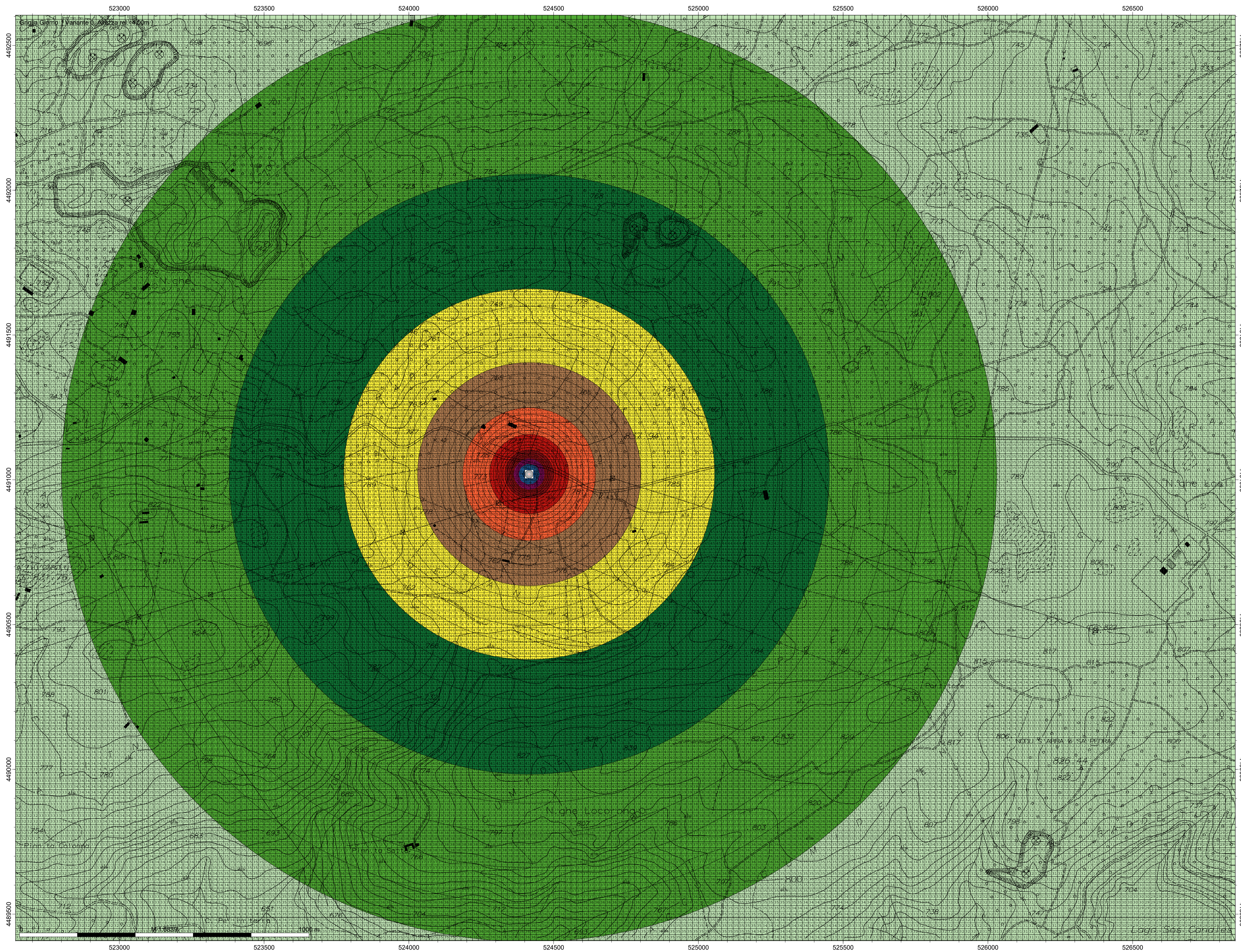


Legenda

- Linea di auto
- Avvolgimento
- Ricettori sensibili



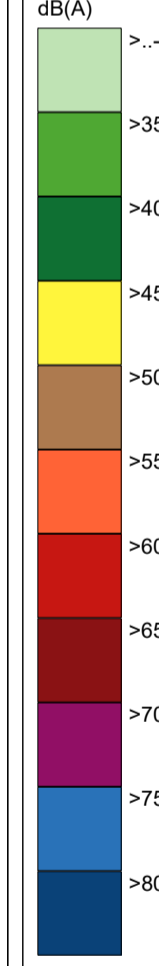
VALUTAZIONE PREVISIONALE
FASE DI CANTIERE
CABINA DI CONSEGNA



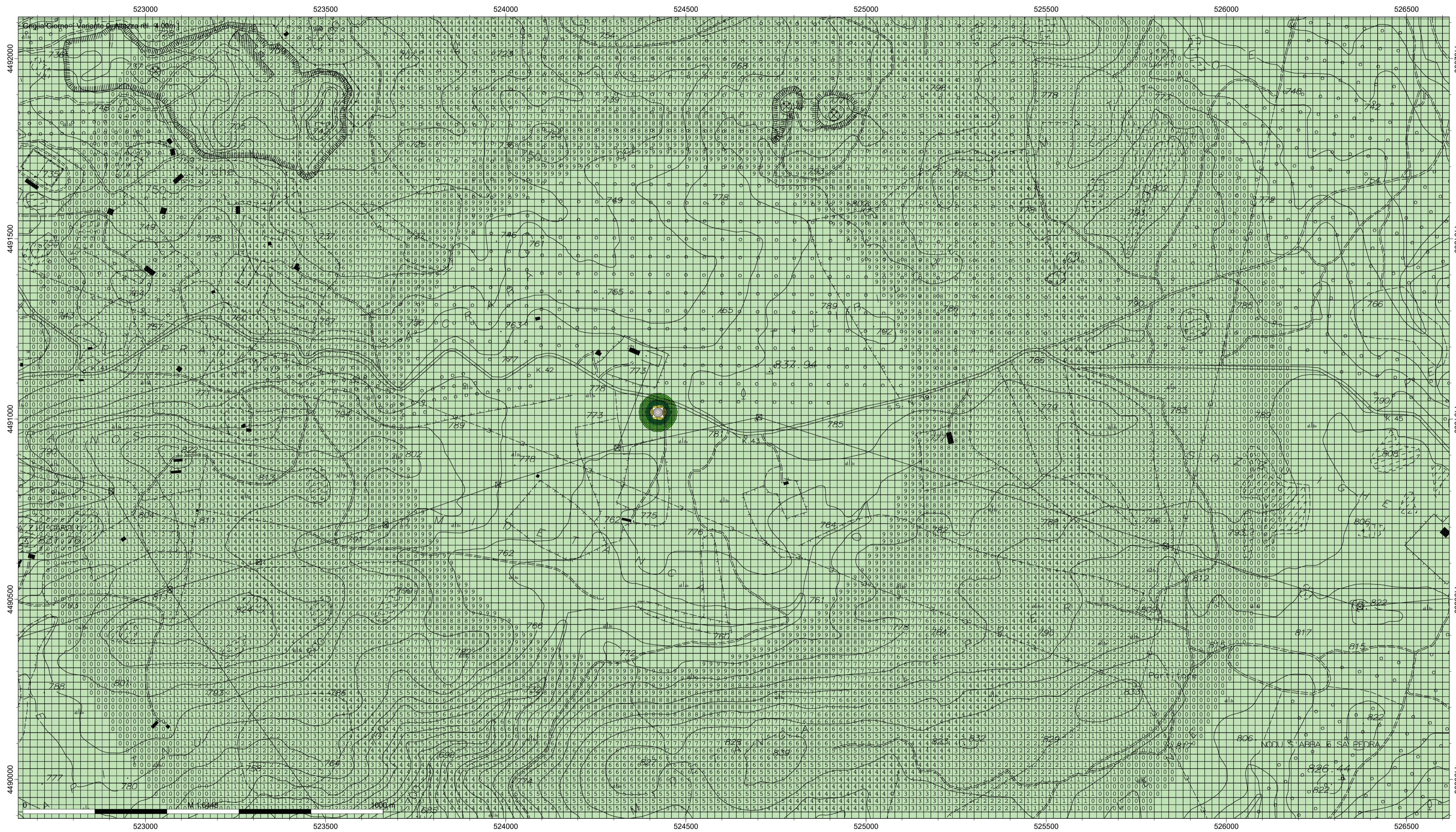
Legenda

- Linea di aiuto
- Punto sorg./ISO 9613

Giorno
Livello
dB(A)



VALUTAZIONE PREVISIONALE
CABINA DI CONSEGNA
FASE DI ESERCIZIO



Legenda
● Linea di aiuto
● Punto sorg. ISO 9613

