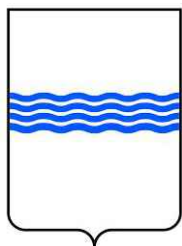
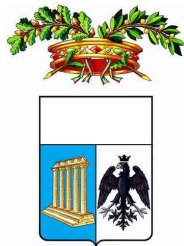


REGIONE  
BASILICATA



Provincia  
MATERA



Provincia  
POTENZA



Comuni:

Tricarico (MT)



Vaglio Basilicata (PZ)



Brindisi Montagna (PZ)



## IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW

RICHIEDENTE

**DOLOMITI WIND FARM S.r.l.**

Via Dante, 7  
20123 Milano (MI)  
P.IVA: 12532370967



DOLOMITI WIND FARM

ENERGY & INFRASTRUCTURE

Titolo:

**STUDIO DI FATTIBILITA' ACUSTICA**

Elaborato:

A\_6

Progettazione:



**SIT&A SRL**

**Studio di Ingegneria Territorio e Ambiente**  
(ing. T. Farenga)

sede legale: via O. Dedonno 7, Lecce (LE)  
sede operativa: via O. Mazzitelli 264, Bari (BA)

Mail: [sedebari@sitea.info](mailto:sedebari@sitea.info)

Tel. 080/5798661

Visti / Firme / Timbri:

Scala: N.A.

Data	Revisione	DESCRIZIONE	Elaborazione	Verifica e controllo
15.05.2023	0	PRIMA EMISSIONE	ing. Tommaso Farenga	ing. Tommaso Farenga
<b>REVISIONI</b>				



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## INDICE

### Sommario

1	PREMESSA .....	3
2	VALUTAZIONE previsionale IN FASE DI ESERCIZIO .....	4
2.1	Acquisizione degli elementi costruttivi .....	4
2.2	Il modello di calcolo .....	4
2.3	Coordinate degli aerogeneratori .....	5
2.4	Livello di potenza sonora alla sorgente.....	5
2.5	Indice di direttività.....	6
2.6	Attenuazioni .....	7
2.6.1	Attenuazione per divergenza.....	7
2.6.2	Attenuazione per assorbimento atmosferico .....	7
2.6.3	Attenuazione per effetto del suolo.....	8
2.6.4	Attenuazione per presenza di barriere .....	8
2.6.5	Effetto del vento.....	9
2.6.6	Altre Attenuazioni .....	9
2.6.7	Il software di calcolo utilizzato .....	9
2.7	Risultati del modello di calcolo .....	10
2.8	Ricerca dei possibili ricettori.....	11
2.9	Valori stimati in facciata e rilievo del del clima acustico.....	14
2.9.1	Clima acustico ante operam .....	17
2.9.2	Rilievo n. 1 - gruppo omogeneo A .....	20
2.9.3	Rilievo n. 2 - gruppo omogeneo B.....	25
2.9.4	Rilievo n. 3 - gruppo omogeneo C.....	30
2.9.5	Rilievo n. 4 - gruppo omogeneo D .....	35
2.10	Verifica dei valori limite .....	41
3	VALUTAZIONE PREVISIONALE IN FASE DI CANTIERE.....	46



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Allegato 1 – Certificati di taratura

Allegato 2 – Scheda tecnica dell'aerogeneratore

Tavola 1 – Mappa delle curve isosonore e individuazione dei possibili ricettori in scala 1:25.000

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## **1 PREMESSA**

La presente relazione è redatta dal sottoscritto dott. Ing. Tommaso FARENGA, regolarmente iscritto nell'Elenco Nazionale dei Tecnici Competenti in Acustica ai sensi della normativa vigente (piattaforma ENTECA al numero 6795), unitamente ai collaboratori che hanno preso parte all'esecuzione delle misure e calcoli.

Oggetto della presente relazione è lo studio di fattibilità acustica circa la rumorosità prodotta dal parco eolico di progetto costituito da 12 aerogeneratori per una potenza complessiva di 79,20 MW ricadente nei comuni di Tricarico (MT), Vaglio Basilicata (PZ) e Brindisi Montagna (PZ).

Scopo del presente documento è quello di:

- valutare, in via previsionale, i livelli di emissione generati dalle diverse sorgenti in particolare in prossimità dei ricettori al fine di verificarne la conformità rispetto ai valori limite stabiliti dal II DPCM 14/11/1997.
- valutare, in via previsionale, i livelli di immissione in prossimità dei ricettori più prossimi al fine di verificarne la conformità rispetto ai valori limite stabiliti dal II DPCM 14/11/1997.
- valutare, in via previsionale, il rispetto del criterio differenziale in corrispondenza dei ricettori al fine di verificarne la conformità rispetto ai valori limite stabiliti dal II DPCM 14/11/1997.

Qualora la valutazione previsionale della rumorosità dimostrasse un potenziale non rispetto dei valori limite fissati dalla normativa vigente saranno individuate le sorgenti di rumore responsabili del superamento del suddetto limite e saranno stabiliti gli interventi di mitigazione necessari a riportare a conformità di legge i livelli di emissione e di immissione sia assoluti che differenziali riscontrati nell'area indagata.

Gli eventuali effetti di mitigazione dovranno poi essere verificati attraverso opportuni accertamenti fonometrici.

La presente valutazione di impatto acustico ha lo scopo di ottemperare alle vigenti disposizioni di legge (art.8 comma 4 Legge Quadro n° 447/95).

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## **2 VALUTAZIONE PREVISIONALE IN FASE DI ESERCIZIO**

### **2.1 Acquisizione degli elementi costruttivi**

Dal punto di vista del rumore l'aerogeneratore può essere considerato una sorgente puntiforme omnidirezionale, dunque per la valutazione della rumorosità che caratterizzerà il territorio interessato dalle emissioni sonore dell'opera in progetto si è fatto riferimento alle applicazioni delle tecniche di calcolo previsionali, necessarie poiché l'area in esame risulta di vasta estensione e di particolare complessità.

### **2.2 Il modello di calcolo**

Come base per il calcolo sono state utilizzate le norme ISO 9613-1 e ISO 9613-2 che definiscono l'equazione di calcolo che permettono di determinare il livello di pressione sonora ad una certa distanza dalla sorgente puntiforme in funzione anche delle caratteristiche dell'ambiente di propagazione.

L'equazione è data da:

$$LEM = Lw + Dc - A$$

dove:

$LEM [Lp(r)]$  = livello di pressione sonora alla distanza  $r$  (m) dalla sorgente (al ricettore);

$Lw$  = livello di potenza sonora della sorgente;

$Dc$  = indice di direttività;

$A$  = attenuazione

*Il livello di pressione sonora al ricettore è pari al livello di potenza sonora alla sorgente corretto dall'indice di direttività (pari a zero se la sorgente è omnidirezionale) a meno del termine di attenuazione.*

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## 2.3 Coordinate degli aerogeneratori

Le coordinate degli aerogeneratori nel sistema di riferimento WGS84 UTM ZONE 33N sono di seguito riportate:

Name	X	Y
WTG 01	580611,109981535	4503235,976489310
WTG 02	580678,119956884	4500873,813404170
WTG 03	580781,850982953	4499754,547228170
WTG 04	580328,041780903	4499287,236618980
WTG 05	582623,775244480	4498335,565438360
WTG 06	581426,461941583	4497874,767360130
WTG 07	582309,117556253	4497079,734741820
WTG 08	582421,082243766	4496364,010256480
WTG 09	577012,324950225	4499247,948762330
WTG 10	577880,090210099	4498854,875961860
WTG 11	576939,748181217	4498156,962577290
WTG 12	576280,155134959	4497898,372419230

## 2.4 Livello di potenza sonora alla sorgente

L'impianto è costituito da n. 12 aerogeneratori (WTG) tripala ad asse orizzontale di marca **SIEMENS GAMESA, modello SG 6.6-170** ciascuno della potenza di 6,6 MW, per una potenza complessiva dell'impianto eolico pari a 79,20 MW.

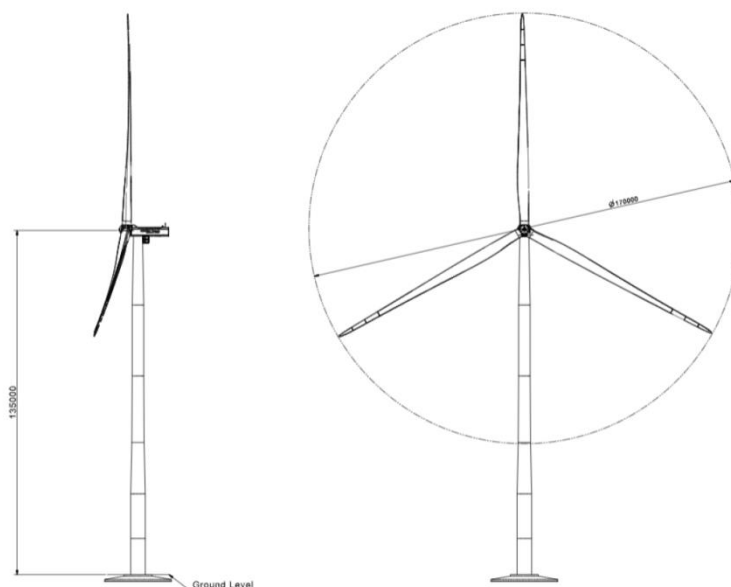
Le dimensioni previste per ciascun aerogeneratore sono le seguenti:

- Altezza mozzo 135 m;
- Diametro rotore 170 m;
- Lunghezza della pala 83,33m;

<b>Codice Progetto</b>	<b>Oggetto</b>	<b>Codice Elaborato</b>
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Di seguito si riportano in tabella i valori di rumorosità generati dal funzionamento dell'aerogeneratore come indicati nella specifica scheda tecnica presente nell'Allegato A "Scheda tecnica":

Wind speed m/s	<i>L<sub>wa</sub></i>
3	92.0
4	92.0
5	94.5
6	98.4
7	101.8
8	104.7
9	106.0
10	106.0
11	106.0
12	106.0
Up to cut-out	106.0



*Figura 1 Prospetto aerogeneratore*

## 2.5 Indice di direttività

Dal punto di vista del rumore l'aerogeneratore può essere considerato una sorgente puntiforme omnidirezionale, dunque, l'indice di direttività è assunto pari a zero.

<b>Codice Progetto</b>	<b>Oggetto</b>	<b>Codice Elaborato</b>
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

## 2.6 Attenuazioni

L'attenuazione è ottenuta come:

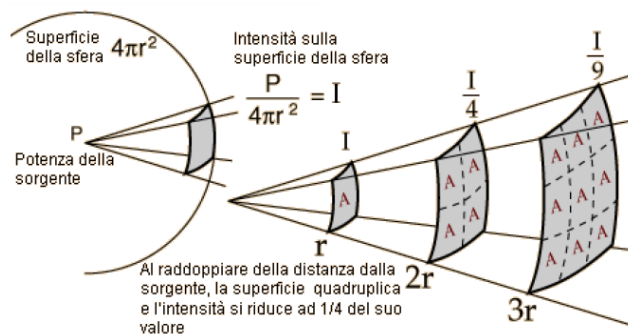
$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{ground} + A_{bar} + A_{meteo} + A_{veg} + A_{edifici} + A_{industrie}$$

dove:

- $A_{div}$  = attenuazione per divergenza;
- $A_{atm}$  = attenuazione per assorbimento atmosferico;
- $A_{ground}$  = attenuazione per effetto del suolo;
- $A_{bar}$  = attenuazione per presenza di ostacoli (barriere);
- $A_{meteo}$  = attenuazione per effetto di variazioni dei verticali di temperature e di velocità del vento e della turbolenza atmosferica;
- $A_{veg}$  = attenuazione per presenza di vegetazione;
- $A_{edifici}$  = attenuazione per presenza di siti residenziali;
- $A_{industrie}$  = attenuazione per presenza di siti industriali.

### 2.6.1 Attenuazione per divergenza

$$A_{div} = 20 \log r + 11 \text{ (dB) (propagazione sferica)}$$



### 2.6.2 Attenuazione per assorbimento atmosferico

**Table 2 — Atmospheric attenuation coefficient  $\alpha$  for octave bands of noise**

Temperature °C	Relative humidity %	Atmospheric attenuation coefficient $\alpha$ , dB/km							
		Nominal midband frequency, Hz							
		63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
10	70	0,1	0,4	1,0	1,9	3,7	9,7	32,8	117
20	70	0,1	0,3	1,1	2,8	5,0	9,0	22,9	76,6
30	70	0,1	0,3	1,0	3,1	7,4	12,7	23,1	59,3
15	20	0,3	0,6	1,2	2,7	8,2	28,2	88,8	202
15	50	0,1	0,5	1,2	2,2	4,2	10,8	36,2	129
15	80	0,1	0,3	1,1	2,4	4,1	8,3	23,7	82,8

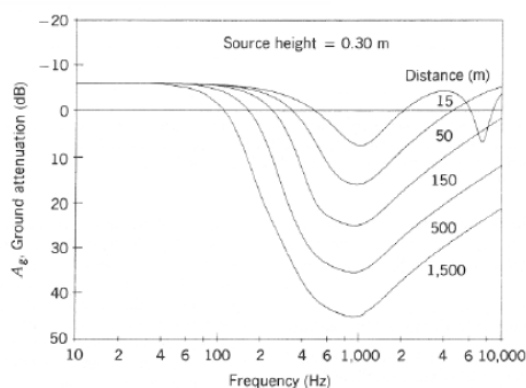


Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Nel caso in esame sono stati impostati 10°C di temperatura e 70 % di umidità relativa.

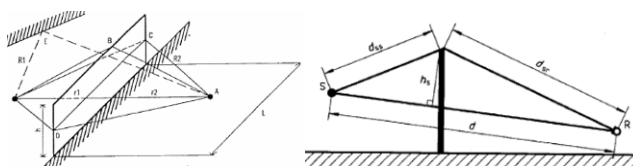
### 2.6.3 Attenuazione per effetto del suolo

L'assorbimento del terreno si esprime attraverso il coefficiente di assorbimento  $G$  che rappresenta il rapporto fra energia sonora assorbita e energia sonora incidente ( $G$  è pari a 1 su terreni porosi e pari a 0 su superfici lisce e riflettenti). Il problema dell'attenuazione del suolo si traduce pertanto nella conoscenza e nella determinazione del parametro  $G$ . Il terreno, nelle varie direzioni di propagazione dell'onda sonora, si può classificare praticamente in toto come "terreno poroso" (terreno agricolo), pertanto nel calcolo si è assunto un fattore  $G = 0.5$ .



### 2.6.4 Attenuazione per presenza di barriere

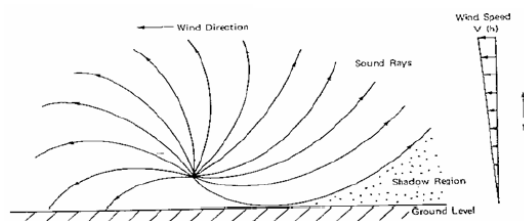
L'effetto di attenuazione della barriera è legata a quanto questa incrementa la distanza che il raggio sonoro deve compiere per raggiungere il ricettore a partire dalla sorgente.



Cautelativamente non si sono tenute in considerazione eventuali barriere (alberi, edifici, etc.) a vantaggio dell'effetto conservativo della dispersione sonora.

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

### 2.6.5 Effetto del vento



La ISO 9613 prevede il calcolo del livello sonoro sul lungo termine che tiene conto dell'effetto del vento attraverso il calcolo del coefficiente correttivo  $C_{met}$  che è funzione dell'altezza del ricevitore e della sorgente e della percentuale dei giorni/anno favorevoli alla propagazione.

### 2.6.6 Altre Attenuazioni

Cautelativamente nel calcolo non sono state considerate altre attenuazioni.

### 2.6.7 Il software di calcolo utilizzato

Il software CadnaA ha consentito di eseguire il calcolo previsionale degli effetti sonori del progetto in esame, dando luogo alle mappe iso-sonore descritte successivamente e di determinare nei pressi dei ricettori sensibili scelti il valore degli effetti sonori. Infine ha consentito di sommare le sorgenti energetiche già presenti in sito, rilevate mediante l'indagine fonometrica effettuata e successivamente descritta, al calcolo previsionale degli effetti sonori del progetto in esame.

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## 2.7 Risultati del modello di calcolo

Attraverso il modello matematico ed il software di calcolo, è stata ottenuta modellazione dell'effetto acustico prodotto dal progetto in esame nelle condizioni di massima rumorosità:

- Wind speed at hub height > 9 m/s con Sound Power Level at Hub Height 106 dB(A).

Tale effetto è stato graficizzato mediante la produzione della mappa delle curve iso-sonore, ovvero una cartografia che contiene le curve di egual livello sonoro prodotto:



Tavola 1 – Mappa delle curve isosonore e individuazione dei possibili ricettori in scala 1:25.000

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## 2.8 Ricerca dei possibili ricettori

Dall'analisi condotta a Maggio 2023 i progettisti hanno censimento tutti gli edifici presenti nel territorio circostante potenzialmente sensibili; tali edifici sono stati considerati possibili ricettori nel presente studio al fine di verificare su di essi gli effetti acustici del progetto in esame.

Il modello matematico ha quindi consentito la stima del valore raggiungibile in facciata nelle condizioni di rumorosità massime dell'impianto (VLW,max).

Tuttavia, non tutti gli edifici oggetto di indagine possono essere considerati ricettori sensibili così come definiti dalla norma poiché edifici diruti, disabitati o capannoni; escludendo tali edifici sono stati ottenuti i seguenti risultati:

		Grado decimale (WGS84)		Coordinate UTM (WGS84)-Z:33T	
		N	E	E	N
Ricettore	R1	40.6250377298404	15.893122271948	575537.479	4497517.397
Ricettore	R2	40.6244230702996	15.8935519501985	575574.513	4497449.536
Ricettore	R3	40.6242215182872	15.8941214740224	575622.910	4497427.652
Ricettore	R4	40.6244595699987	15.9015385257848	576249.966	4497460.478
Ricettore	R5	40.6304188316387	15.8913527728611	575381.767	4498113.205
Ricettore	R6	40.6331919212615	15.8984710762515	575980.627	4498427.154
Ricettore	R7	40.6345795279274	15.9004155866127	576143.493	4498582.866
Ricettore	R8	40.6348918109863	15.9002356505419	576127.922	4498617.375
Ricettore	R9	40.6350921427777	15.9003129896862	576134.234	4498639.679
Ricettore	R10	40.635434316956	15.9084194422319	576819.366	4498684.710
Ricettore	R11	40.6382152609672	15.9105747581063	576998.435	4498995.292
Ricettore	R12	40.6336223841538	15.9155858296098	577427.484	4498489.859
Ricettore	R13	40.6311494758436	15.916791135532	577532.274	4498216.417
Ricettore	R14	40.626597333353	15.9143790056009	577333.531	4497708.985
Ricettore	R15	40.629294178003	15.9187549608848	577700.506	4498012.203
Ricettore	R16	40.6316908709893	15.9179592601283	577630.436	4498277.544
Ricettore	R17	40.6313583785467	15.9211494680279	577900.617	4498243.456
Ricettore	R18	40.6326271661151	15.9208334893703	577872.420	4498384.017
Ricettore	R19	40.6340042217534	15.9264160908961	578342.923	4498541.833
Ricettore	R20	40.6344976035075	15.9282393317064	578496.530	4498598.226
Ricettore	R21	40.6407664352291	15.9189893894056	577707.029	4499285.884



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Ricettore	R22	40.640481253802	15.9190949708324	577716.288	4499254.320
Ricettore	R23	40.6393368318955	15.9290964397765	578563.339	4499136.169
Ricettore	R24	40.6410668537129	15.9423952823526	579685.832	4499340.172
Ricettore	R25	40.6427633858377	15.9417024413216	579625.231	4499527.868
Ricettore	R26	40.6549603502222	15.9448706885842	579878.578	4500884.665
Ricettore	R27	40.6551021185762	15.94561441412	579941.284	4500901.078
Ricettore	R28	40.6601851828189	15.9526459979645	580529.622	4501471.741
Ricettore	R29	40.6609756865517	15.9505712710788	580353.289	4501557.593
Ricettore	R30	40.6563467729188	15.9608600378697	581228.642	4501053.213
Ricettore	R31	40.6565725191274	15.9610673801886	581245.897	4501078.464
Ricettore	R32	40.6518790043031	15.9649324754745	581578.362	4500561.037
Ricettore	R33	40.6498478236326	15.9643706082785	581533.332	4500335.045
Ricettore	R34	40.6495309176295	15.9632759503893	581441.168	4500298.852
Ricettore	R35	40.6493574270741	15.9636218868893	581470.627	4500279.914
Ricettore	R36	40.6492146354101	15.9639234651573	581496.298	4500264.343
Ricettore	R37	40.6476956989644	15.9509601877242	580402.107	4500083.802
Ricettore	R38	40.6417675318796	15.9570002795734	580919.954	4499431.285
Ricettore	R39	40.6416228415443	15.9573042995746	580945.836	4499415.503
Ricettore	R40	40.6366324919051	15.9649542758127	581598.773	4498868.618
Ricettore	R41	40.6334994787075	15.9521148049145	580516.786	4498509.008
Ricettore	R42	40.6275273119379	15.9564797399877	580893.125	4497850.073
Ricettore	R43	40.6298699395918	15.9574362417915	580971.191	4498110.996
Ricettore	R44	40.629353680956	15.95842906532	581055.781	4498054.603
Ricettore	R45	40.6286353058157	15.9586501805632	581075.350	4497975.063
Ricettore	R46	40.6224609733537	15.9621094936369	581375.411	4497292.877
Ricettore	R47	40.6161921063367	15.9682434378025	581901.885	4496602.695
Ricettore	R48	40.6167439727275	15.9684404620661	581917.877	4496664.138
Ricettore	R49	40.6162923885849	15.9698468790385	582037.397	4496615.320
Ricettore	R50	40.6219095538565	15.8943461778408	575644.524	4497171.207
Ricettore	R51	40.6301010227004	15.8911525247672	575365.189	4498077.755
Ricettore	R52	40.6350337696043	15.9001485167102	576120.392	4498633.057
Ricettore	R53	40.644176599286	15.9220323634504	577960.369	4499667.121
Ricettore	R54	40.6275606075018	15.975731542728	582521.306	4497871.647



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Ricettore	R55	40.6399281223678	15.9648896691377	581589.297	4499234.389
Ricettore	R56	40.6456204168358	15.9404446795163	579515.489	4499843.875
Ricettore	R57	40.65193054372	15.9648396439658	581570.451	4500566.672
Ricettore	R58	40.6552681322891	15.9456610087854	579945.025	4500919.549
Ricettore	R59	40.6587724615973	15.9458542445688	579957.177	4501308.724
Ricettore	R60	40.6677446174923	15.9526204526278	580518.370	4502310.856
Ricettore	R61	40.6689190270683	15.9539012218439	580625.212	4502442.395
Ricettore	R62	40.6698215681002	15.954015844495	580633.813	4502542.687
Ricettore	R63	40.6738454943379	15.9433979564936	579731.578	4502979.680
Ricettore	R64	40.6734477877217	15.9426566459228	579669.399	4502934.860
Ricettore	R65	40.6718672998518	15.9538545462004	580617.716	4502769.627
Ricettore	R66	40.6764147400611	15.9466684304982	580004.916	4503267.852
Ricettore	R67	40.673236959387	15.9641866095483	581489.304	4502931.194



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## 2.9 Valori stimati in facciata e rilievo del del clima acustico

Il modello di calcolo ha quindi consentito anche di calcolare i valori in facciata degli edifici considerati potenziali ricettori sensibili ottenendo il seguente risultato:

ID Edificio	Valore in facciata dB(A)
R1	30,40
R2	30,80
R3	30,80
R4	38,20
R5	30,10
R6	34,80
R7	33,70
R8	33,00
R9	33,90
R10	35,30
R11	43,00
R12	38,00
R13	36,10
R14	35,00
R15	30,80
R16	36,10
R17	34,20
R18	37,00
R19	34,20
R20	32,50
R21	36,40
R22	37,00
R23	31,00
R24	33,20
R25	31,90
R26	31,50
R27	31,80
R28	33,50
R29	31,20
R30	34,90
R31	34,50



<b>Codice Progetto</b>	<b>Oggetto</b>	<b>Codice Elaborato</b>
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

<b>ID Edificio</b>	<b>Valore in facciata dB(A)</b>
R32	30,50
R33	31,30
R34	32,50
R35	32,60
R36	30,30
R37	36,70
R38	40,10
R39	40,00
R40	30,30
R41	31,90
R42	34,90
R43	35,90
R44	37,70
R45	38,10
R46	34,30
R47	32,00
R48	37,70
R49	38,90
R50	29,00
R51	29,50
R52	34,00
R53	29,40
R54	37,00
R55	29,20
R56	31,00
R57	32,00
R58	32,00
R59	29,90
R60	29,90
R61	25,30
R62	32,90
R63	28,60
R64	27,80
R65	37,00
R66	33,50
R67	28,30





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

<b>Codice Progetto</b>	<b>Oggetto</b>	<b>Codice Elaborato</b>
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

### 2.9.1 *Clima acustico ante operam*

Nei casi più semplici – caratterizzati da un campo di propagazione libero ed omogeneo – si effettuano misure fonometriche in prossimità dei ricettori oggetto di studio al fine di caratterizzare il clima acustico ante operam del territorio in cui ricadono.

Nel caso in esame, a valle dei risultati di calcolo ottenuti, della tipologia di ricettori interessati ed in relazione al territorio in cui ricadono, i ricettori sono stati raggruppati in 4 gruppi omogenei aventi le simili caratteristiche acustiche.

Per ogni gruppo omogeneo sono state svolte analisi a campione in aree pubbliche al fine di descrivere al meglio il clima acustico ante operam:

<b>ID</b>	<b>Gruppo omogeneo di appartenenza</b>
R1	D
R2	D
R3	D
R4	D
R5	D
R6	D
R7	D
R8	D
R9	D
R10	D
R11	D
R12	D
R13	D
R14	D
R15	D
R16	D
R17	D
R18	D
R19	D
R20	D
R21	D
R22	D
R23	D
R24	C
R25	C
R26	C
R27	C
R28	C
R29	C
R30	C



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

R31	C
R32	C
R33	C
R34	C
R35	C
R36	C
R37	C
R38	C
R39	C
R40	C
R41	B
R42	B
R43	B
R44	B
R45	B
R46	B
R47	A
R48	A
R49	A
R50	D
R51	D
R52	D
R53	D
R54	B
R55	C
R56	C
R57	C
R58	C
R59	C
R60	C
R61	C
R62	C
R63	C
R64	C
R65	C
R66	C
R67	C

Le misure dei livelli di rumorosità sono state svolte conformemente alle tecniche di rilevamento contenute nel *Decreto del Ministero dell'Ambiente 16/03/1998*.

Le misure sono state eseguite rilevando il livello sonoro in dB(A) per un periodo di tempo valutato in funzione delle caratteristiche di variabilità del rumore delle aree indagate. Per una corretta valutazione del fenomeno in esame, la misura fonometrica in ciascun punto è stata infatti eseguita per una durata sufficiente ad ottenere valori stabili, tali cioè che non vi siano variazioni superiori a circa 0,3 dB(A).

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Il microfono è stato posizionato a 1,5 m dal suolo, a non meno di 1 m da eventuali superfici riflettenti ed orientato verso la sorgente di rumore identificabile; è stato inoltre munito di cuffia antivento.

Le misure sono state eseguite in condizioni meteorologiche normali ed in assenza di precipitazioni atmosferiche.

In ciascun punto di misura è stato rilevato il livello equivalente di pressione sonora  $Leq$  ed il livello statistico L95 entrambi misurati in dB(A).

Il livello continuo equivalente di pressione sonora è definito per dare una rappresentazione immediata di un fenomeno sonoro la cui descrizione nel tempo sarebbe altrimenti difficoltosa; esso rappresenta il valore di un livello costante che possiede lo stesso contenuto energetico di un fenomeno sonoro variabile nel tempo. *Pertanto è stato utilizzato il  $Leq$  nel calcolo eseguito per la definizione del livello di rumore ambientale.*

Si è ritenuto comunque opportuno rilevare anche il livello statistico 95° percentile (L95), al fine di rappresentare il valore del livello che, durante l'accertamento strumentale, è superato per il 95% del tempo di misura.

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

### 2.9.2 Rilievo n. 1 - gruppo omogeneo A



Stralcio della tavola 1



Foto rilievo 1



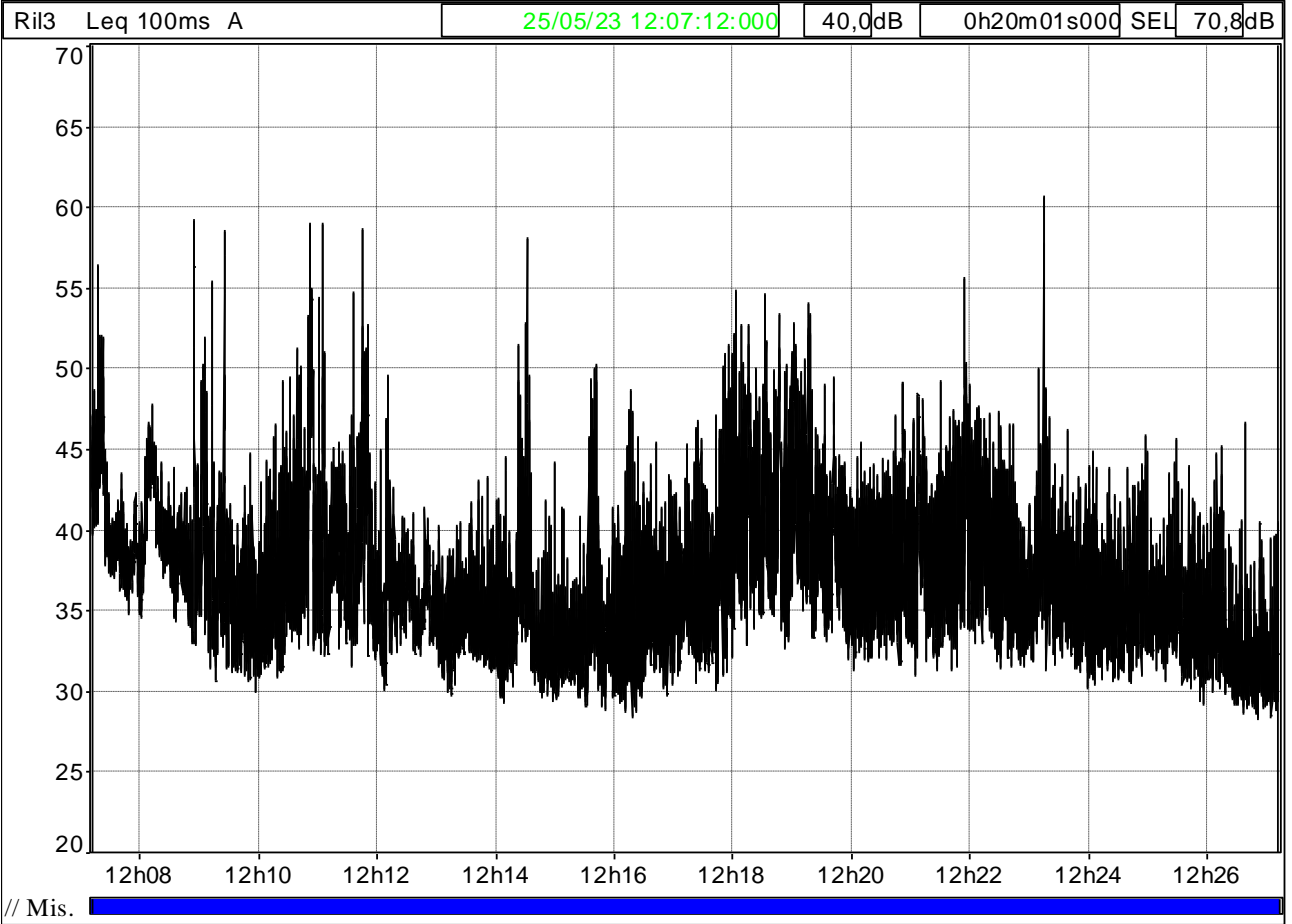
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Commenti	Rilievo 1 nel periodo diurno
Inizio	12:07:12:000 giovedì 25 maggio 2023
Fine	12:27:13:000 giovedì 25 maggio 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
25/05/23 12:07:12:000	42,2	34,5	56,4	36,2
25/05/23 12:08:12:000	42,1	32,3	59,2	34,6
25/05/23 12:09:12:000	39,4	29,9	58,5	31,4
25/05/23 12:10:12:000	43,4	30,8	59	32,5
25/05/23 12:11:12:000	41,8	30,1	58,6	32,1
25/05/23 12:12:12:000	36,2	30,7	49,5	32,1
25/05/23 12:13:12:000	35,1	29,3	44,5	30,7
25/05/23 12:14:12:000	37,7	29,4	58	30,3
25/05/23 12:15:12:000	36,1	28,8	50,2	29,8
25/05/23 12:16:12:000	37	28,3	48,7	30,4
25/05/23 12:17:12:000	40,8	30,1	54,8	31,9
25/05/23 12:18:12:000	43,8	32,6	54,6	34,7
25/05/23 12:19:12:000	41,4	31,3	54,1	33,4
25/05/23 12:20:12:000	39,7	30,9	49,1	32,9
25/05/23 12:21:12:000	41,1	31,2	55,7	33,3
25/05/23 12:22:12:000	38,7	31,4	49,9	32,6
25/05/23 12:23:12:000	39,6	30,2	60,6	31,9
25/05/23 12:24:12:000	36,4	30,5	45,8	31,5
25/05/23 12:25:12:000	36	29,2	45,6	30,9
25/05/23 12:26:12:000	33,6	28,3	46,6	29,2
25/05/23 12:27:12:000	35,7	30,7	40,5	30,6
<b>Globali</b>	<b>40</b>	<b>28,3</b>	<b>60,6</b>	<b>31,1</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

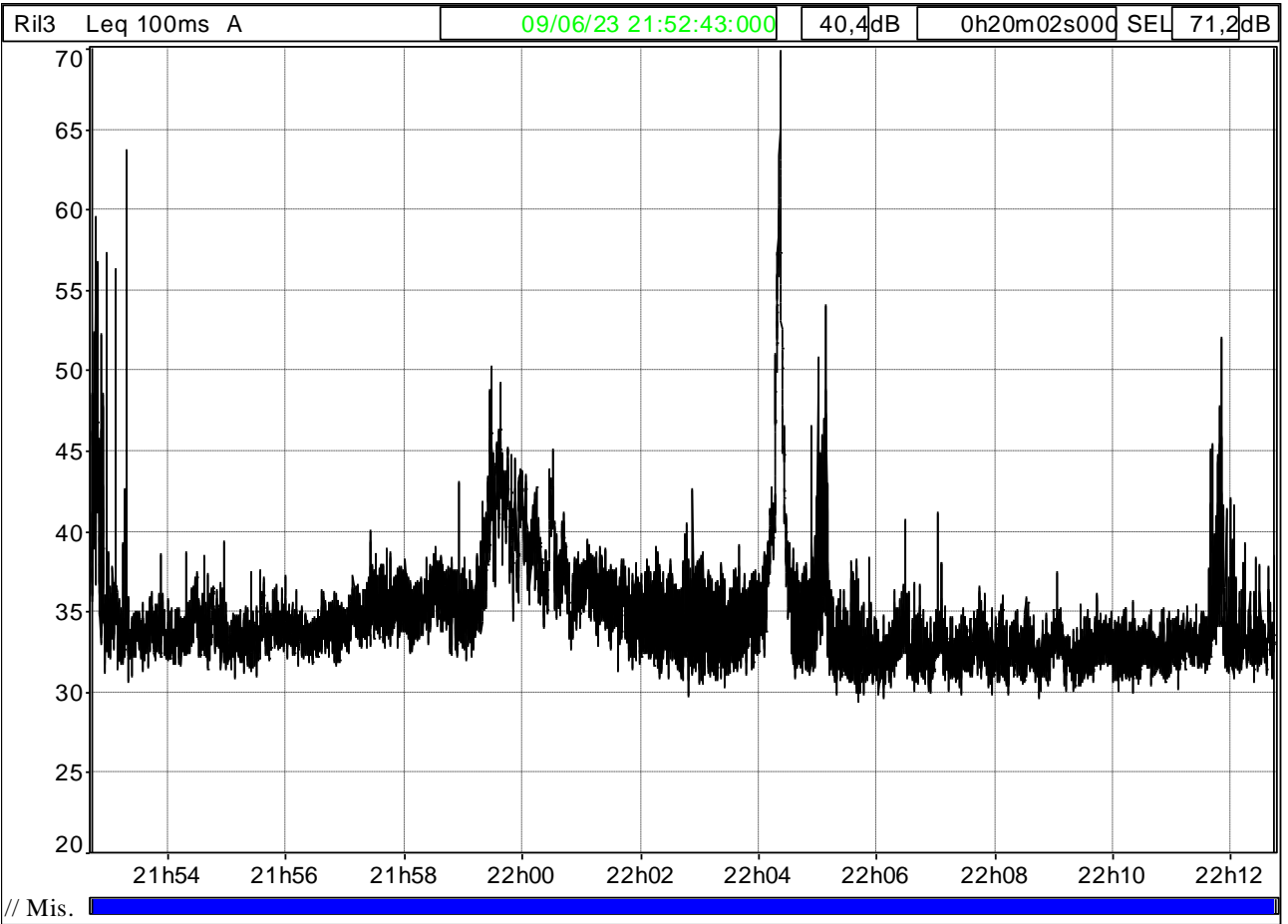
Commenti	Rilievo 1 nel periodo notturno
Inizio	21:52:43:000 venerdì 9 giugno 2023
Fine	22:12:45:000 venerdì 9 giugno 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
09/06/23 21:52:43:000	43,2	30,6	63,6	32,1
09/06/23 21:53:43:000	34	31,4	38,7	32,1
09/06/23 21:54:43:000	33,7	30,8	39,3	31,9
09/06/23 21:55:43:000	33,9	31,6	37,3	32,3
09/06/23 21:56:43:000	34,9	31,6	40	32,7
09/06/23 21:57:43:000	35,6	32,4	39	33,5
09/06/23 21:58:43:000	39,3	32	50,2	33,1
09/06/23 21:59:43:000	39,9	34	45,2	35,6
09/06/23 22:00:43:000	36,3	31,3	41,2	33,5
09/06/23 22:01:43:000	34,8	30,8	39	31,8
09/06/23 22:02:43:000	34,5	29,7	42,6	31,2
09/06/23 22:03:43:000	51,4	30,9	69,9	32,1
09/06/23 22:04:43:000	37,1	29,3	54,1	30,9
09/06/23 22:05:43:000	32,8	29,5	40,7	30,8
09/06/23 22:06:43:000	32,8	29,8	41,2	30,8
09/06/23 22:07:43:000	32,8	29,8	36,6	30,8
09/06/23 22:08:43:000	32,6	29,6	37,4	30,8
09/06/23 22:09:43:000	32,8	29,9	36,1	31
09/06/23 22:10:43:000	33,4	30,2	45,4	31,4
09/06/23 22:11:43:000	35,5	30,6	52	31,5
09/06/23 22:12:43:000	33,6	32,5	38,5	32,5
<b>Globali</b>	<b>40,4</b>	<b>29,3</b>	<b>69,9</b>	<b>31,4</b>





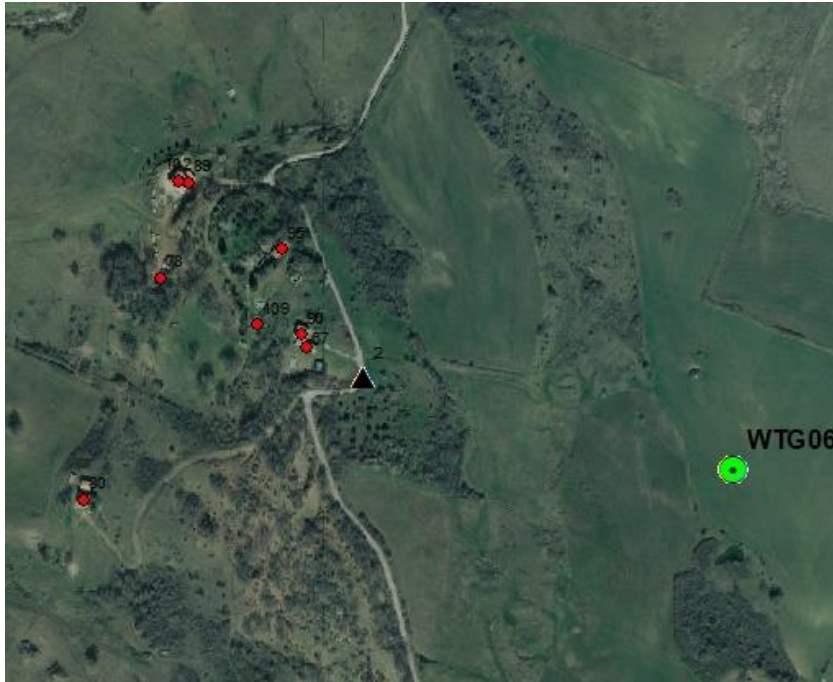
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

### 2.9.3 Rilievo n. 2 - gruppo omogeneo B



Stralcio della tavola 1



Foto rilievo 2



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

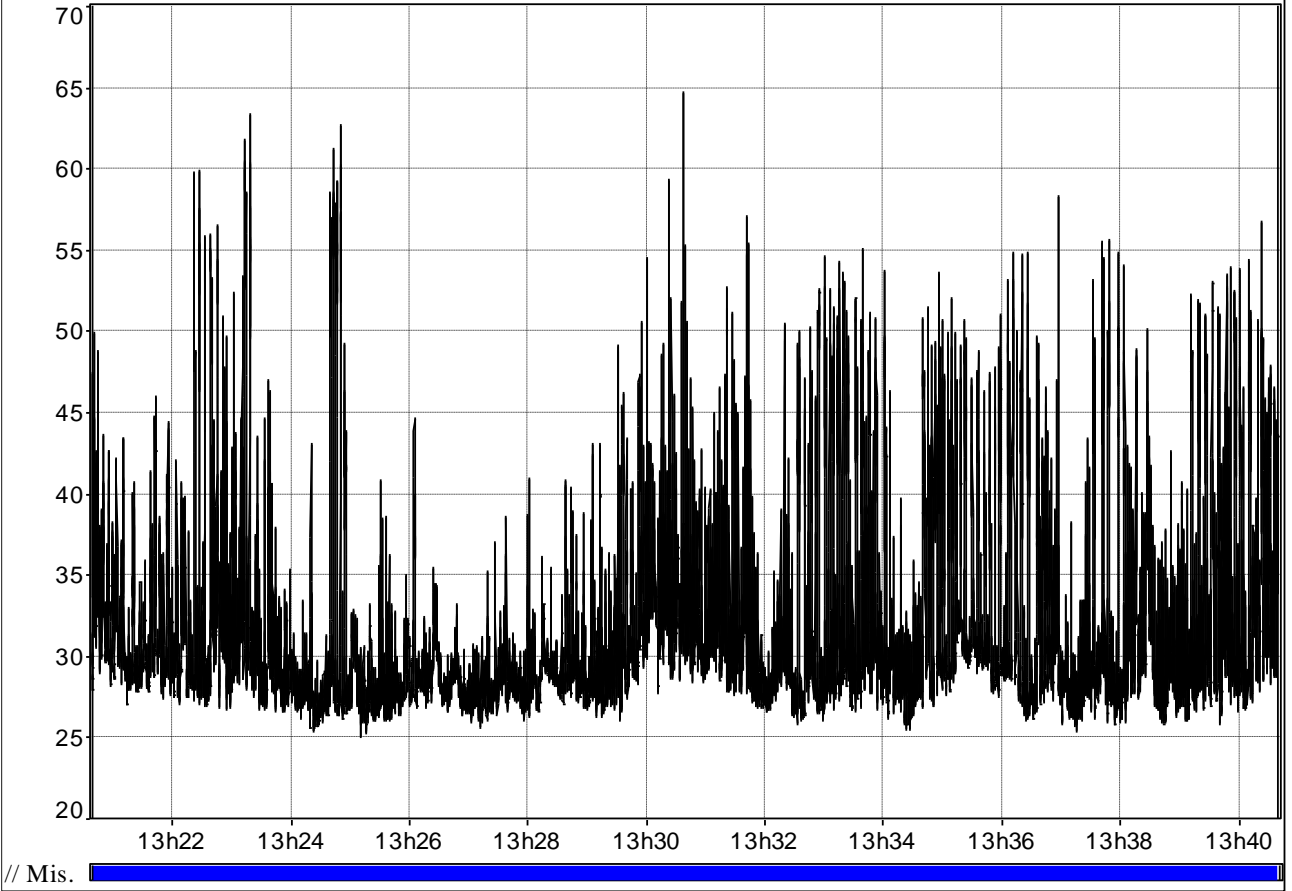
Commenti	Rilievo 2 nel periodo diurno
Inizio	13:20:39:000 giovedì 25 maggio 2023
Fine	13:40:41:000 giovedì 25 maggio 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
25/05/23 13:20:39:000	34,9	27	49,8	28
25/05/23 13:21:39:000	42,2	26,9	59,9	27,4
25/05/23 13:22:39:000	45,2	26,6	63,3	27,4
25/05/23 13:23:39:000	30	25,3	46,3	26,1
25/05/23 13:24:39:000	45,6	24,9	62,6	26,1
25/05/23 13:25:39:000	29,9	26	44,6	26,8
25/05/23 13:26:39:000	28,7	25,6	37	26,5
25/05/23 13:27:39:000	29,6	26,1	40,9	26,7
25/05/23 13:28:39:000	33,9	26	49,1	26,9
25/05/23 13:29:39:000	40,5	27,4	64,6	28,6
25/05/23 13:30:39:000	37,2	27,6	55,3	28,5
25/05/23 13:31:39:000	37,3	25,8	57,1	26,7
25/05/23 13:32:39:000	42	26	54,5	26,6
25/05/23 13:33:39:000	37,4	25,4	55	26,5
25/05/23 13:34:39:000	40,7	26,8	53,6	28,2
25/05/23 13:35:39:000	40,9	26,1	54,8	26,8
25/05/23 13:36:39:000	36,7	25,3	58,2	26,3
25/05/23 13:37:39:000	39,5	25,7	55,6	26,7
25/05/23 13:38:39:000	39,1	25,8	53	26,4
25/05/23 13:39:39:000	42,4	25,8	56,7	27,2
25/05/23 13:40:39:000	40	33,8	43,6	33,7
<b>Globali</b>	<b>40</b>	<b>24,9</b>	<b>64,6</b>	<b>26,7</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Ril3 Leq 100ms A      25/05/23 13:20:39:000      40,0dB      0h20m02s000 SEL      70,8dB





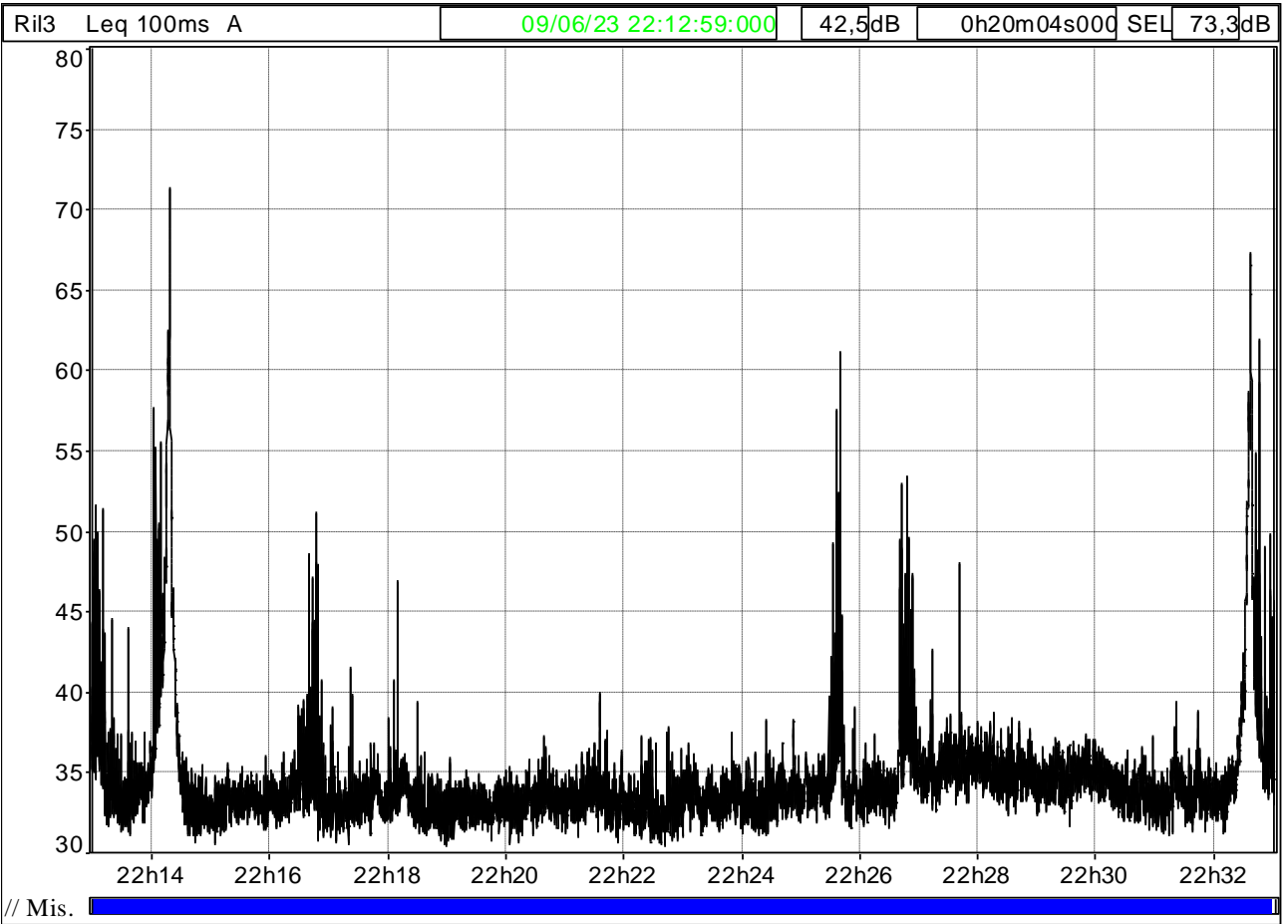
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Commenti	Rilievo 2 nel periodo notturno
Inizio	22:12:59:000 venerdì 9 giugno 2023
Fine	22:33:03:000 venerdì 9 giugno 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
09/06/23 22:12:59:000	37,2	31	51,6	32
09/06/23 22:13:59:000	53	30,6	71,4	31,7
09/06/23 22:14:59:000	33,2	30,5	36	31,6
09/06/23 22:15:59:000	36	30,8	51,1	32,1
09/06/23 22:16:59:000	33,6	30,5	41,4	31,6
09/06/23 22:17:59:000	33,8	30,8	46,9	31,5
09/06/23 22:18:59:000	33	30,4	35,9	31,5
09/06/23 22:19:59:000	33,3	30,5	37,3	31,8
09/06/23 22:20:59:000	33,8	30,6	39,9	31,8
09/06/23 22:21:59:000	33,1	30,4	37,7	31,2
09/06/23 22:22:59:000	33,6	31	37,4	31,9
09/06/23 22:23:59:000	33,6	31	38,3	31,6
09/06/23 22:24:59:000	39,1	31,5	61,2	32,4
09/06/23 22:25:59:000	37,1	31,5	53,3	32,4
09/06/23 22:26:59:000	35,6	32,5	48	33,5
09/06/23 22:27:59:000	35,3	32,3	38,7	33,4
09/06/23 22:28:59:000	34,8	31,7	37,3	33
09/06/23 22:29:59:000	34,2	31,4	37,3	32,2
09/06/23 22:30:59:000	34	31,1	39,4	32
09/06/23 22:31:59:000	50,1	31,2	67,3	32,5
09/06/23 22:32:59:000	37,9	33	45,7	33,6
<b>Globali</b>	<b>42,5</b>	<b>30,4</b>	<b>71,4</b>	<b>31,8</b>



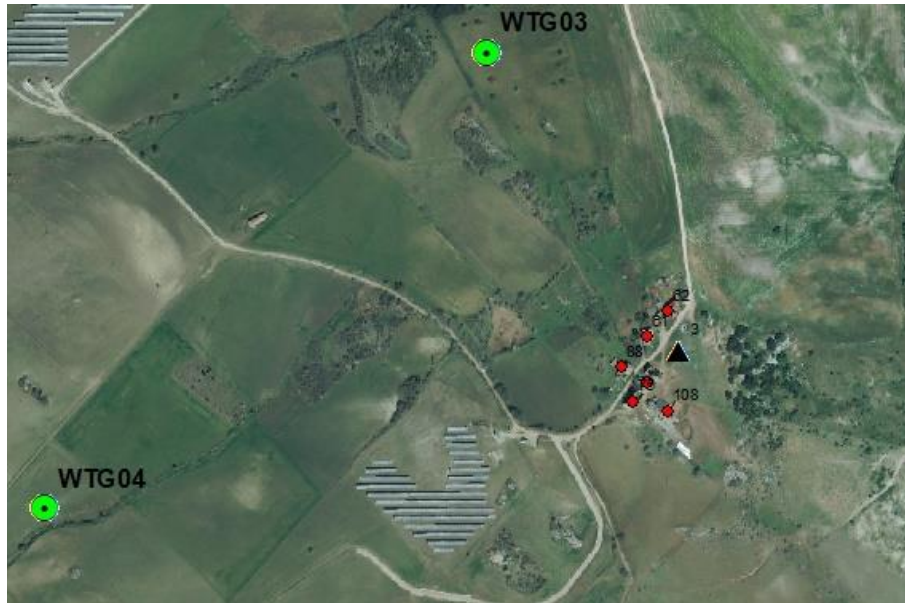
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

#### 2.9.4 Rilievo n. 3 - gruppo omogeneo C



Stralcio della tavola 1



Foto Rilievo 3



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

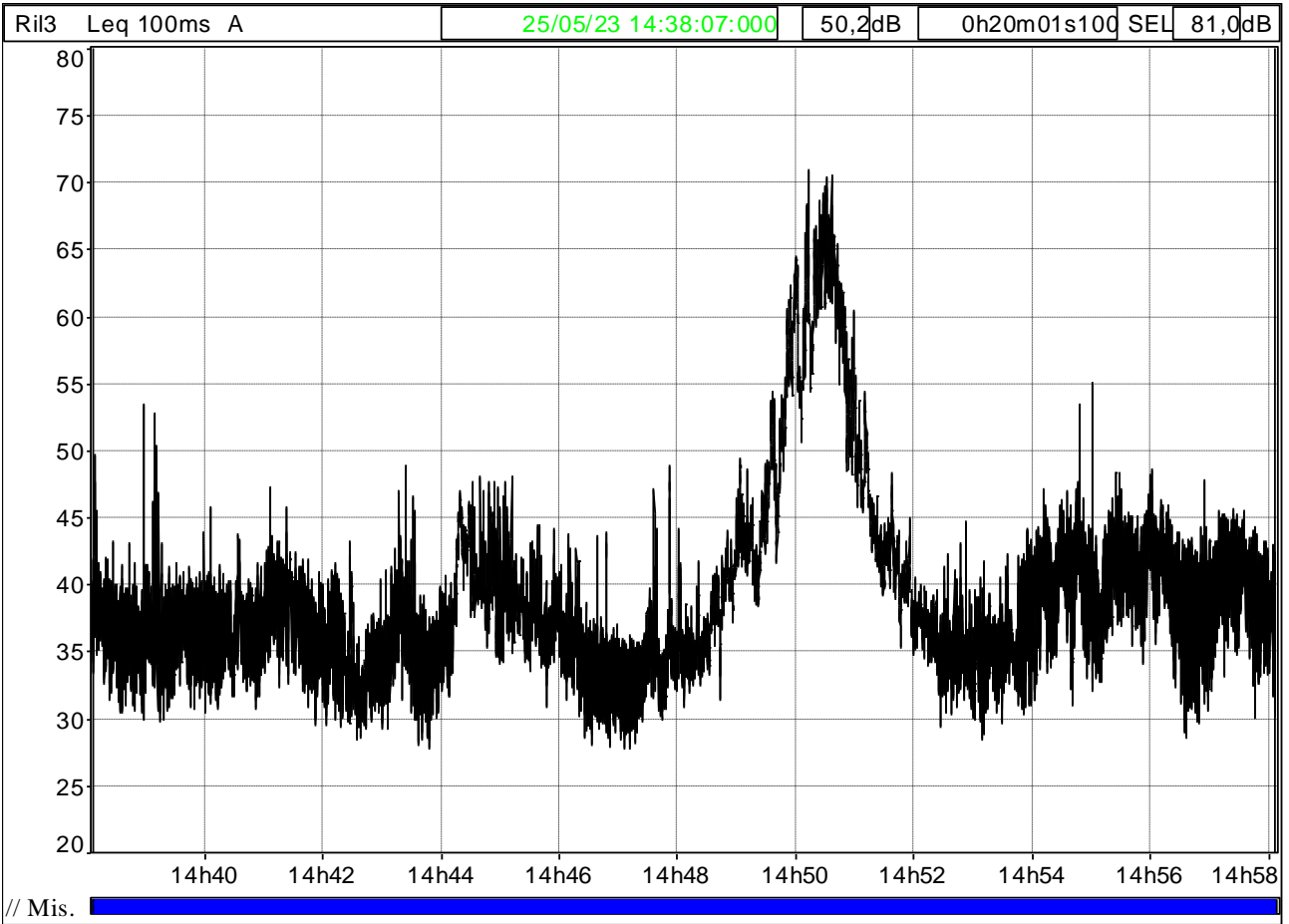
Commenti	Rilievo 3 nel periodo diurno
Inizio	14:38:07:000 giovedì 25 maggio 2023
Fine	14:58:08:100 giovedì 25 maggio 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
25/05/23 14:38:07:000	38,1	29,9	53,4	32,4
25/05/23 14:39:07:000	37,9	29,8	52,8	32,2
25/05/23 14:40:07:000	37,3	30,7	43,7	32,6
25/05/23 14:41:07:000	38,2	29,5	47,3	32,4
25/05/23 14:42:07:000	35,2	28,4	43,2	30
25/05/23 14:43:07:000	36,9	27,7	48,8	30,5
25/05/23 14:44:07:000	41,2	31,7	48,1	34,8
25/05/23 14:45:07:000	38,4	30,9	48,1	34,4
25/05/23 14:46:07:000	35	27,9	43,9	29,6
25/05/23 14:47:07:000	35,6	27,7	48,9	30,1
25/05/23 14:48:07:000	39,6	31,3	49,4	33,2
25/05/23 14:49:07:000	54,2	38,4	64,5	40
25/05/23 14:50:07:000	62,3	45,8	70,9	49,2
25/05/23 14:51:07:000	44,1	34,7	54,4	36,7
25/05/23 14:52:07:000	35,9	29,4	44,7	31,9
25/05/23 14:53:07:000	37	28,4	44,1	31,4
25/05/23 14:54:07:000	41,6	31	55,1	34,4
25/05/23 14:55:07:000	42,1	32,7	48,6	35,3
25/05/23 14:56:07:000	40,6	28,6	47,8	31,9
25/05/23 14:57:07:000	40,9	30	45,6	34,5
25/05/23 14:58:07:000	39,7	30,6	42,1	30,5
<b>Globali</b>	<b>50,2</b>	<b>27,7</b>	<b>70,9</b>	<b>31,7</b>





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6





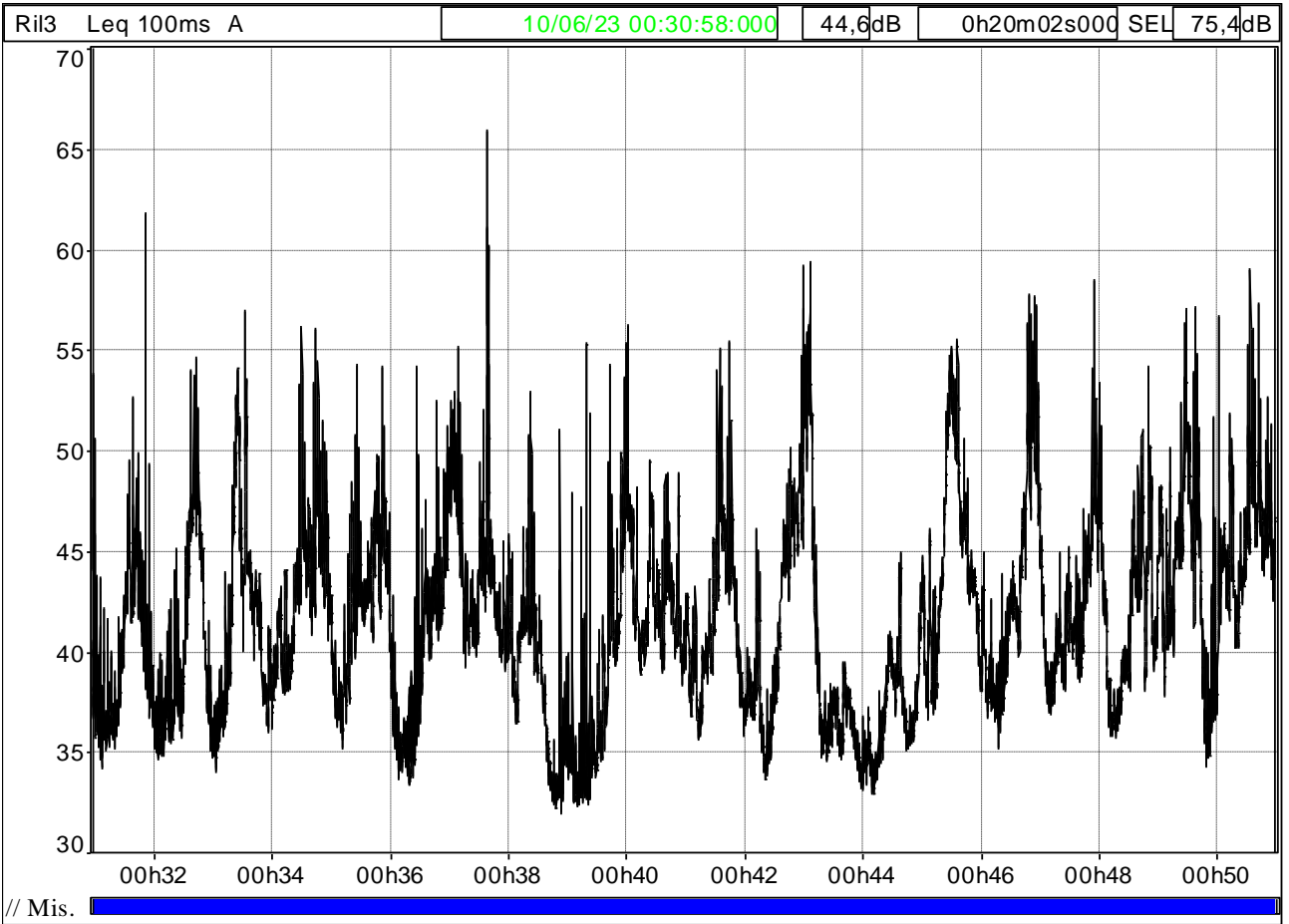
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Commenti	Rilievo 3 nel periodo notturno
Inizio	00:30:58:000 sabato 10 giugno 2023
Fine	00:51:00:000 sabato 10 giugno 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
10/06/23 00:30:58:000	42,8	34,2	61,8	35,6
10/06/23 00:31:58:000	43,5	34,6	54,7	35,4
10/06/23 00:32:58:000	44,7	34	56,9	35,2
10/06/23 00:33:58:000	44,6	36,1	56,1	38,2
10/06/23 00:34:58:000	43,8	35,2	54,3	36,7
10/06/23 00:35:58:000	41,6	33,3	54,2	34,2
10/06/23 00:36:58:000	47,2	39	65,9	40,3
10/06/23 00:37:58:000	40,8	31,9	52,9	32,8
10/06/23 00:38:58:000	40,7	32,3	55,3	32,8
10/06/23 00:39:58:000	44,5	38,3	56,3	39,5
10/06/23 00:40:58:000	43,6	35,6	55,4	36,8
10/06/23 00:41:58:000	43,1	33,6	54,8	34,6
10/06/23 00:42:58:000	46,4	33,5	59,4	34,7
10/06/23 00:43:58:000	37,4	32,9	44,9	33,6
10/06/23 00:44:58:000	47,7	36,6	55,5	37,8
10/06/23 00:45:58:000	46,2	35,1	57,7	37,1
10/06/23 00:46:58:000	43,8	36,9	58,5	37,8
10/06/23 00:47:58:000	44	35,7	54,2	36,4
10/06/23 00:48:58:000	46,4	34,3	57,2	35,9
10/06/23 00:49:58:000	46,5	36,9	59	40,1
10/06/23 00:50:58:000	45,5	43,2	46,7	43,5
<b>Globali</b>	<b>44,6</b>	<b>31,9</b>	<b>65,9</b>	<b>34,6</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

2.9.5 Rilievo n. 4 - gruppo omogeneo D



Stralcio della tavola 1



Foto Rilievo 4



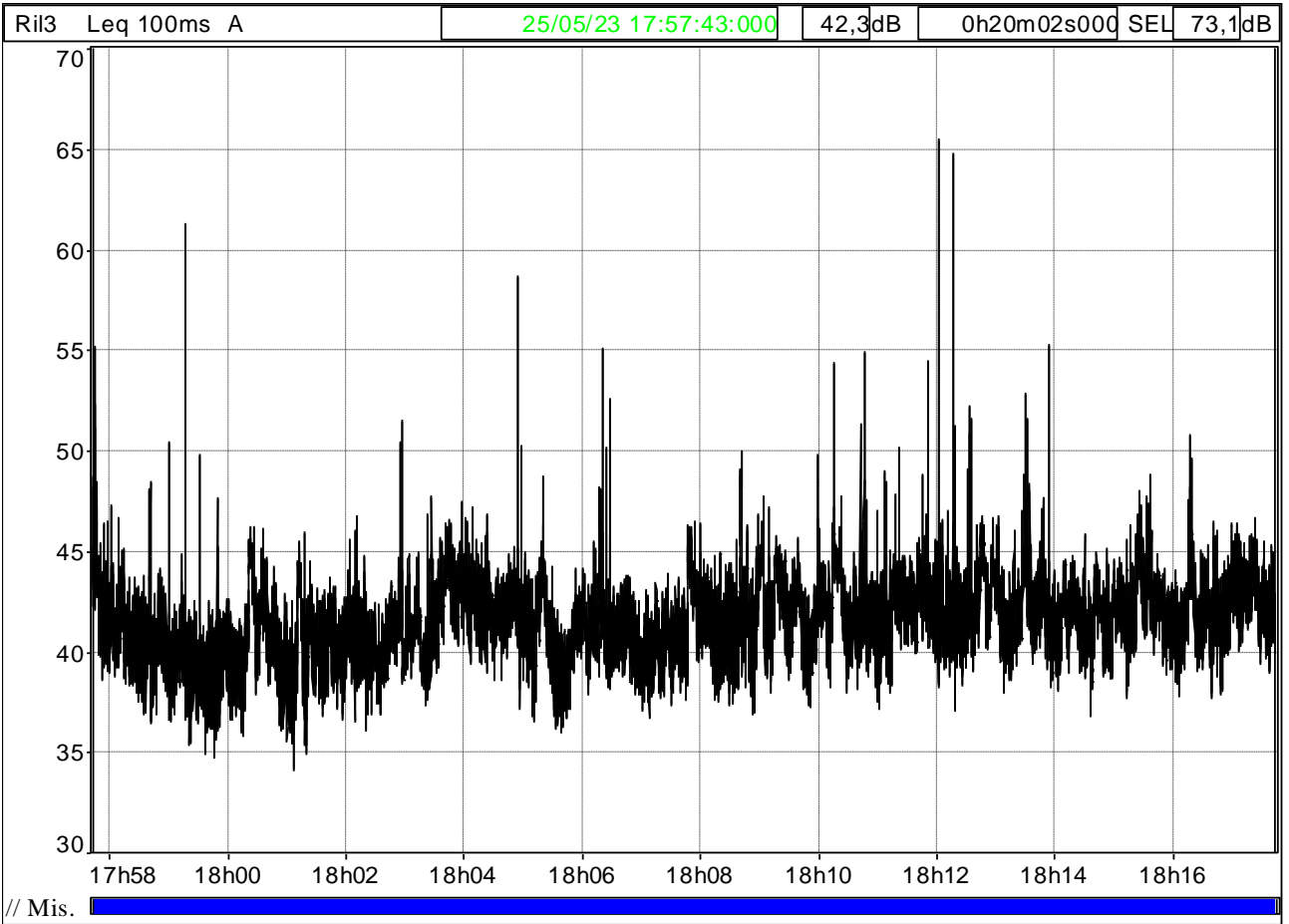
Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

Commenti	Rilievo 4 nel periodo diurno
Inizio	17:57:43:000 giovedì 25 maggio 2023
Fine	18:17:45:000 giovedì 25 maggio 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
25/05/23 17:57:43:000	42,3	36,5	55,2	38,4
25/05/23 17:58:43:000	41,3	34,9	61,3	36,8
25/05/23 17:59:43:000	41,1	34,7	47,6	37
25/05/23 18:00:43:000	40,4	34,1	46	36,6
25/05/23 18:01:43:000	40,6	36,1	46,7	38
25/05/23 18:02:43:000	41,8	37,3	51,5	38,6
25/05/23 18:03:43:000	42,8	38,5	47,4	40,1
25/05/23 18:04:43:000	42,1	35,9	58,7	37,5
25/05/23 18:05:43:000	41,6	36,7	55,1	38,6
25/05/23 18:06:43:000	40,7	36,7	43,9	38,1
25/05/23 18:07:43:000	42,4	37,3	49,9	38,5
25/05/23 18:08:43:000	42,8	36,8	47,7	39,1
25/05/23 18:09:43:000	42,5	37,2	54,4	38,8
25/05/23 18:10:43:000	42,6	37,1	54,9	39
25/05/23 18:11:43:000	45,1	37,1	65,4	39,4
25/05/23 18:12:43:000	43,2	37,9	52,8	40
25/05/23 18:13:43:000	42,2	36,8	55,2	39
25/05/23 18:14:43:000	42,7	37,7	48,8	39,7
25/05/23 18:15:43:000	42,3	37,7	50,7	39,3
25/05/23 18:16:43:000	42,8	37,9	46,7	40,1
25/05/23 18:17:43:000	41,6	39,9	43,1	40
<b>Globali</b>	<b>42,3</b>	<b>34,1</b>	<b>65,4</b>	<b>38,2</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6





Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>

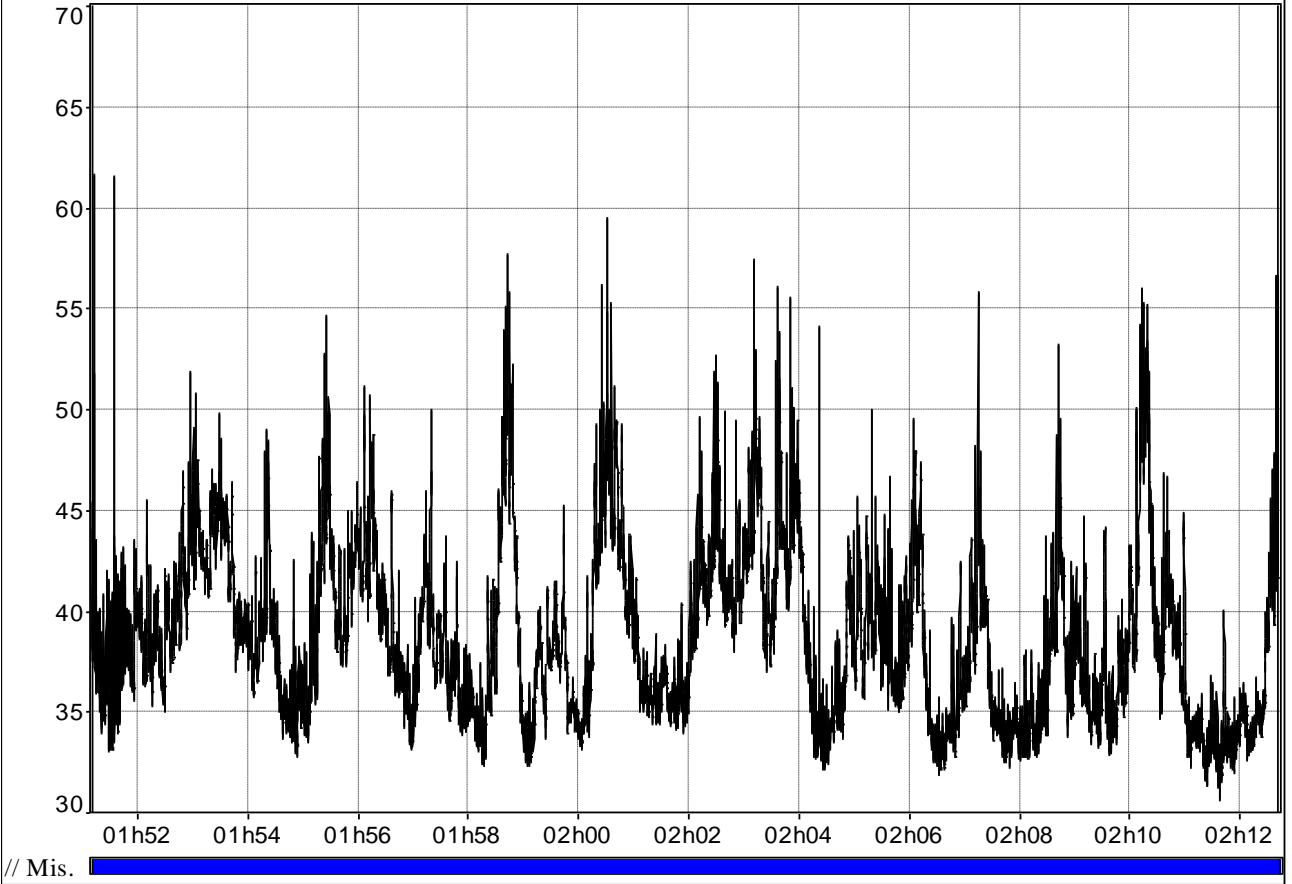
Commenti	Rilievo 4 nel periodo notturno
Inizio	01:51:11:000 sabato 10 giugno 2023
Fine	02:12:43:000 sabato 10 giugno 2023
Device type	FUSION
Device serial number	11126
Sensor serial number	233231

Inizio periodo	Leq	Lmin	Lmax	L95
10/06/23 01:51:11:000	40,8	33	61,6	34,1
10/06/23 01:52:11:000	41,7	35	51,8	36,3
10/06/23 01:53:11:000	42,5	35,7	49,8	37,2
10/06/23 01:54:11:000	38,6	32,8	48,9	33,6
10/06/23 01:55:11:000	43,3	35,4	54,6	37,1
10/06/23 01:56:11:000	40,3	33,1	50,6	34,1
10/06/23 01:57:11:000	38,9	33,3	49,9	34,2
10/06/23 01:58:11:000	44	32,3	57,7	32,9
10/06/23 01:59:11:000	37,4	33	45,2	33,8
10/06/23 02:00:11:000	44,5	33,7	59,5	35,6
10/06/23 02:01:11:000	36,8	33,9	45,7	34,5
10/06/23 02:02:11:000	43,3	37,9	52,6	39,3
10/06/23 02:03:11:000	44,9	36,4	57,4	37,8
10/06/23 02:04:11:000	37,7	32,1	54,1	32,8
10/06/23 02:05:11:000	40,4	35	50	35,6
10/06/23 02:06:11:000	37,6	31,8	47,3	32,6
10/06/23 02:07:11:000	38,1	32,2	55,8	32,9
10/06/23 02:08:11:000	39,4	32,8	53,2	33,5
10/06/23 02:09:11:000	38,2	32,9	50	33,6
10/06/23 02:10:11:000	44,7	32,2	56	33,6
10/06/23 02:11:11:000	33,9	30,6	40	31,9
10/06/23 02:12:11:000	41,8	33	56,6	33,3
<b>Globali</b>	<b>41,3</b>	<b>30,6</b>	<b>61,6</b>	<b>33,3</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Ril3 Leq 100ms A 10/06/23 01:51:11:000 41,3dB 0h21m32s000 SEL 72,4dB







Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Riepilogo valori rilevati:

Rilievi	Periodo diurno			Periodo notturno		
	Leq dB(A)	L95	Minuti	Leq dB(A)	L95	Minuti
Rilievo 1 – gruppo omogeneo A	40,0	31,1	21	40,4	31,4	21
Rilievo 2– gruppo omogeneo B	40,0	26,7	21	42,5	31,8	21
Rilievo 3– gruppo omogeneo C	50,2	21,7	21	44,6	34,6	21
Rilievo 4– gruppo omogeneo D	42,3	38,2	21	41,3	33,3	22

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

## 2.10 Verifica dei valori limite

Con riferimento alla situazione attuale, mancando la zonizzazione acustica comunale per i comuni in cui ricade l'intervento, non è possibile identificare i valori limite e dunque si dovrà fare riferimento alle previsioni e prescrizioni del *D.P.C.M. 1 Marzo 1991*, laddove lo stesso prevede l'introduzione di una "zonizzazione provvisoria" di immediata applicabilità su tutto il territorio nazionale attraverso una definizione di tipo urbanistico secondo la tabella seguente:

Zonizzazione	Limite diurno Leq dB(A)	Limite notturno Leq dB(A)
<b>Tutto il territorio nazionale</b>	<b>70</b>	<b>60</b>
Zona A (D.M. n. 1444/68, art. 2)	65	55
Zona B (D.M. n. 1444/68, art. 2)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

L'area oggetto di studio e di valutazione è pertanto rientrante nella prima tipologia: il limite diurno Leq dB(A) è fissato nel valore 70, quello notturno nel valore 60.

Al fine di verificare i valori limite dettati dalla normativa è necessario calcolare il livello di rumore ambientale ( $L_A$ ) ovvero il livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato "A" prodotto da tutte le sorgenti di rumore esistenti. Il rumore ambientale è costituito dall'insieme del rumore residuo ovvero dal clima acustico ante operam  $L_R$ , ottenuto dalle indagini in sito, e da quello prodotto dalle sorgenti disturbanti ovvero l'emissione acustica del progetto in esame  $L_{EM}$ , ottenuto mediante la simulazione di calcolo.

Il livello di rumore ambientale si calcola con la successiva espressione:

$$L_A = 10 \times \log \left( 10^{\frac{L_{EM}}{10}} + 10^{\frac{L_R}{10}} \right)$$



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

ID Edificio	Valore in facciata (LEM)	Gruppo omogeneo	Periodo Diurno 6:00-22:00		Periodo Notturno 22:00-6:00	
			Rumore residuo (LR)	Rumore ambientale (LA)	Rumore residuo (LR)	Rumore ambientale (LA)
R1	30,40	D	42,30	42,57	41,30	41,64
R2	30,80	D	42,30	42,60	41,30	41,67
R3	30,80	D	42,30	42,60	41,30	41,67
R4	38,20	D	42,30	43,73	41,30	43,03
R5	30,10	D	42,30	42,55	41,30	41,62
R6	34,80	D	42,30	43,01	41,30	42,18
R7	33,70	D	42,30	42,86	41,30	42,00
R8	33,00	D	42,30	42,78	41,30	41,90
R9	33,90	D	42,30	42,89	41,30	42,03
R10	35,30	D	42,30	43,09	41,30	42,27
R11	43,00	D	42,30	45,67	41,30	45,24
R12	38,00	D	42,30	43,67	41,30	42,97
R13	36,10	D	42,30	43,23	41,30	42,45
R14	35,00	D	42,30	43,04	41,30	42,21
R15	30,80	D	42,30	42,60	41,30	41,67
R16	36,10	D	42,30	43,23	41,30	42,45
R17	34,20	D	42,30	42,93	41,30	42,07
R18	37,00	D	42,30	43,42	41,30	42,67
R19	34,20	D	42,30	42,93	41,30	42,07
R20	32,50	D	42,30	42,73	41,30	41,84
R21	36,40	D	42,30	43,29	41,30	42,52
R22	37,00	D	42,30	43,42	41,30	42,67
R23	31,00	D	42,30	42,61	41,30	41,69
R24	33,20	C	50,20	50,29	44,60	44,90
R25	31,90	C	50,20	50,26	44,60	44,83
R26	31,50	C	50,20	50,26	44,60	44,81
R27	31,80	C	50,20	50,26	44,60	44,82
R28	33,50	C	50,20	50,29	44,60	44,92
R29	31,20	C	50,20	50,25	44,60	44,79
R30	34,90	C	50,20	50,33	44,60	45,04
R31	34,50	C	50,20	50,32	44,60	45,00
R32	30,50	C	50,20	50,25	44,60	44,77
R33	31,30	C	50,20	50,26	44,60	44,80
R34	32,50	C	50,20	50,27	44,60	44,86
R35	32,60	C	50,20	50,27	44,60	44,87
R36	30,30	C	50,20	50,24	44,60	44,76



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
<b>NEX W 018</b>	<b>IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW</b>	<b>A_6</b>



Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

ID Edificio	Valore in facciata (LEM)	Gruppo omogeneo	Periodo Diurno 6:00-22:00		Periodo Notturno 22:00-6:00	
			Rumore residuo (LR)	Rumore ambientale (LA)	Rumore residuo (LR)	Rumore ambientale (LA)
R37	36,70	C	50,20	50,39	44,60	45,25
R38	40,10	C	50,20	50,60	44,60	45,92
R39	40,00	C	50,20	50,60	44,60	45,89
R40	30,30	C	50,20	50,24	44,60	44,76
R41	31,90	B	40,00	40,63	42,50	42,86
R42	34,90	B	40,00	41,17	42,50	43,20
R43	35,90	B	40,00	41,43	42,50	43,36
R44	37,70	B	40,00	42,01	42,50	43,74
R45	38,10	B	40,00	42,16	42,50	43,85
R46	34,30	B	40,00	41,04	42,50	43,11
R47	32,00	A	40,00	40,64	40,40	40,99
R48	37,70	A	40,00	42,01	40,40	42,27
R49	38,90	A	40,00	42,50	40,40	42,72
R50	29,00	D	42,30	42,50	41,30	41,55
R51	29,50	D	42,30	42,52	41,30	41,58
R52	34,00	D	42,30	42,90	41,30	42,04
R53	29,40	D	42,30	42,52	41,30	41,57
R54	37,00	B	40,00	41,76	42,50	43,58
R55	29,20	C	50,20	50,23	44,60	44,72
R56	31,00	C	50,20	50,25	44,60	44,79
R57	32,00	C	50,20	50,27	44,60	44,83
R58	32,00	C	50,20	50,27	44,60	44,83
R59	29,90	C	50,20	50,24	44,60	44,74
R60	29,90	C	50,20	50,24	44,60	44,74
R61	25,30	C	50,20	50,21	44,60	44,65
R62	32,90	C	50,20	50,28	44,60	44,88
R63	28,60	C	50,20	50,23	44,60	44,71
R64	27,80	C	50,20	50,22	44,60	44,69
R65	37,00	C	50,20	50,40	44,60	45,30
R66	33,50	C	50,20	50,29	44,60	44,92
R67	28,30	C	50,20	50,23	44,60	44,70

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

Alla luce dei valori ottenuti in facciata e dei valori rilevati in sito con indagini a campione, possiamo affermare che la potenziale rumorosità del progetto non concorre al superamento dei valori limite.

Tuttavia ricordiamo che gli studi affrontati nella presente relazione sono previsionali pertanto non tenendo conto di situazioni puntuali che potranno essere affrontate nella progettazione esecutiva.

Le sorgenti sonore di tipo fisso devono rispettare, inoltre, il “criterio differenziale” di immissione sonora all’interno delle abitazioni, sia per il periodo diurno (limite di +5dB) che per il periodo notturno (limite di +3dB). Il livello di immissione differenziale presso il ricettore deve essere valutato eseguendo la differenza fra i livelli del rumore ambientale  $L_a$  e del rumore residuo  $L_r$ .

È possibile escludere il superamento della soglia di applicabilità del limite di immissione differenziale qualora il livello esterno sia minore dei livelli di soglia che, ad oggi fanno riferimento all’art. 4 c.2 del DPCM 14/11/97.

Alla luce dei valori ottenuti in facciata e dei valori rilevati in sito con indagini a campione, il criterio differenziale non viene rispettato nelle ore notturne in corrispondenza del ricettore n. R11. Tuttavia il criterio differenziale dovrà essere verificato a valle della realizzazione del parco eolico poiché in questa sede non è possibile verificare le caratteristiche dell’involucro edilizio. Qualora il criterio non venga rispettato si dovranno progettare misure gestionali di mitigazione dell’impatto acustico.

Si suggerisce sin d’ora l’esecuzione di un piano di monitoraggio e valutazioni specifiche a valle della realizzazione dell’opera; lo stesso consentirà la valutazione del reale impatto acustico della stessa opera e soprattutto la verifica puntuale del criterio differenziale. Potranno adottarsi misure di attenuazione del rumore fino ad ottenere il rispetto dei limiti; nei casi più estremi si dovranno adottare misure di riduzione della velocità di cut-out al raggiungimento di valori limite.

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

### **3 VALUTAZIONE PREVISIONALE IN FASE DI CANTIERE**

Nel presente paragrafo si riportano considerazioni sull'impatto acustico in fase di cantiere del parco eolico proposto.

Durante la fase di costruzione, in linea generale, il clima acustico esistente sarà alterato dalla rumorosità dei mezzi utilizzati per la realizzazione dell'impianto. Le attività cantieristiche saranno però limitate al periodo di costruzione dell'impianto, che durerà per circa dodici mesi, e alle sole ore diurne, periodo di esercizio del cantiere; pertanto non saranno apportati effetti dannosi irreversibili all'uomo o all'ambiente circostante.

È altresì opportuno evidenziare come tali emissioni diffuse possano efficacemente controllarsi attraverso idonee e costanti operazioni gestionali nel cantiere di lavoro, ad esempio utilizzando mezzi a basso impatto acustico, spegnendo i mezzi in sosta, ovvero riducendo la velocità dei mezzi in movimento o manovra.

Per quanto riguarda la fase di cantiere, si sono valutati gli effetti indotti sul clima acustico dai mezzi di trasporto per l'approvvigionamento e il trasporto dei materiali e dalle macchine operatrici impiegate per la realizzazione delle varie fasi costruttive. Durante la realizzazione dell'opera, solo una buona programmazione delle fasi di lavoro (GANTT) può evitare la sovrapposizione di sorgenti di rumore che possono provocare un elevato e anomalo innalzamento delle emissioni sonore.

Nell'area in cui si situerà il cantiere, si è evidenziata la sostanziale assenza di sorgenti significative di rumore, ad eccezione della viabilità locale (provinciale, comunale ed interpodereale), che comunque è interessata da flussi di traffico piuttosto limitati. L'attuale qualità acustica dell'area è quindi senz'altro elevata, ed ogni attività svolta nel sito risulta di conseguenza percepibile nel territorio circostante.

Con riferimento alla componente rumore, le operazioni e le lavorazioni eseguite all'interno dei cantieri temporanei e mobili generalmente superano i valori limite fissati dalla normativa vigente, sia per tipologia di lavorazione che per tipologia di macchine e attrezzature utilizzate. Tuttavia, per le sorgenti connesse con attività temporanee, ossia che si esauriscono in periodi di tempo limitati e che possono essere legate ad ubicazioni variabili, la legge quadro 447/95 prevede la possibilità di deroga al superamento dei limiti. Laddove, quindi, le previsioni di impatto acustico effettuate per un cantiere determinino un superamento dei limiti vigenti, nonché risultino non sufficienti gli interventi di mitigazione proposti, è necessario chiedere l'autorizzazione in deroga al comune presentando apposita domanda, corredata da documentazione descrittiva del progetto.

Codice Progetto	Oggetto	Codice Elaborato
NEX W 018	IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW	A_6

La stima della potenza sonora dei singoli macchinari impiegati generalmente costituisce un serio problema laddove non esiste, a livello nazionale, una banca dati specifica per tipologia di mezzi e non sono disponibili, almeno in questa fase, le schede dei macchinari che saranno utilizzati con il livello di potenza sonora dichiarato dal produttore. Tale difficoltà è sperimentata sia dal tecnico, che deve effettuare ipotesi semplificative e spesso poco applicabili alla situazione in esame, sia dagli enti competenti, che dovranno valutare la stima di impatto e non hanno a disposizione elementi di confronto.

Bisogna comunque sottolineare che l'area interessata risulta scarsamente popolata e che le operazioni di cantiere si svolgeranno essenzialmente nel periodo diurno ed interesseranno un orizzonte temporale relativamente breve, quindi, non si ritiene necessario approntare specifiche opere di mitigazione acustica nella fase di cantierizzazione, fatte salve delle procedure di carattere generale, finalizzate al contenimento delle emissioni rumorose, che dovranno essere adottate dall'appaltatore.

Bari, 13 Giugno 2023

**SIT&A S.r.l.**

**dott. ing. Tommaso Farenga**

**Tecnico competente in acustica ambientale**



# Developer Package

## SG 6.6-170

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2830475/006	Approved	2021-11-01	en-US

Original or translation of
Original

File name
D2830475_006-SGRE ON SG 6.6-170 Developer Package.docx/.pdf

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

Disclaimer of liability and conditions of use To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its 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.....	16
10. Power Derating Curves by Ambient Temperature.....	18
11. Flexible Rating Specification.....	25
12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM 0.....	27
13. Acoustic Emission.....	32
14. Electrical Specifications .....	34
15. Simplified Single Line Diagram .....	35
16. Transformer Specifications ECO 30 kV .....	35
17. Switchgear Specifications.....	36
18. Grid Performance Specifications – 50 Hz.....	38
19. Grid Performance Specifications – 60 Hz.....	42
20. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz.....	46
21. SCADA System Description .....	52
22. Codes and Standards .....	55
23. Ice Detection System and Operations with Ice .....	57

## 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 <sup>2</sup>
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	8 degrees

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

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

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

Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

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

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

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

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

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

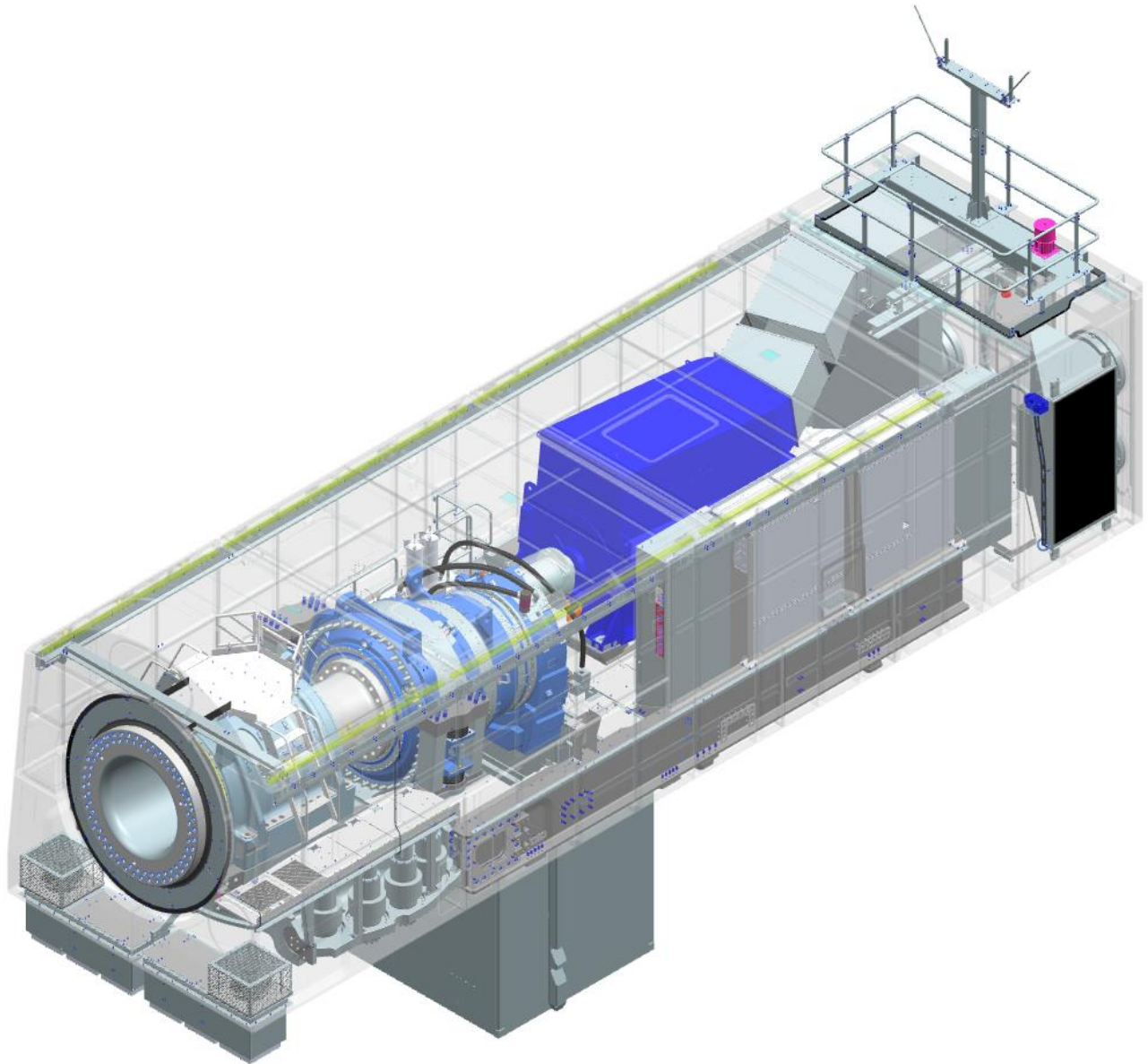
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	115m to 185 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

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

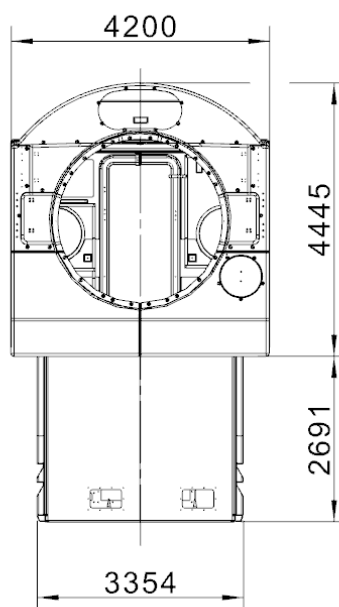
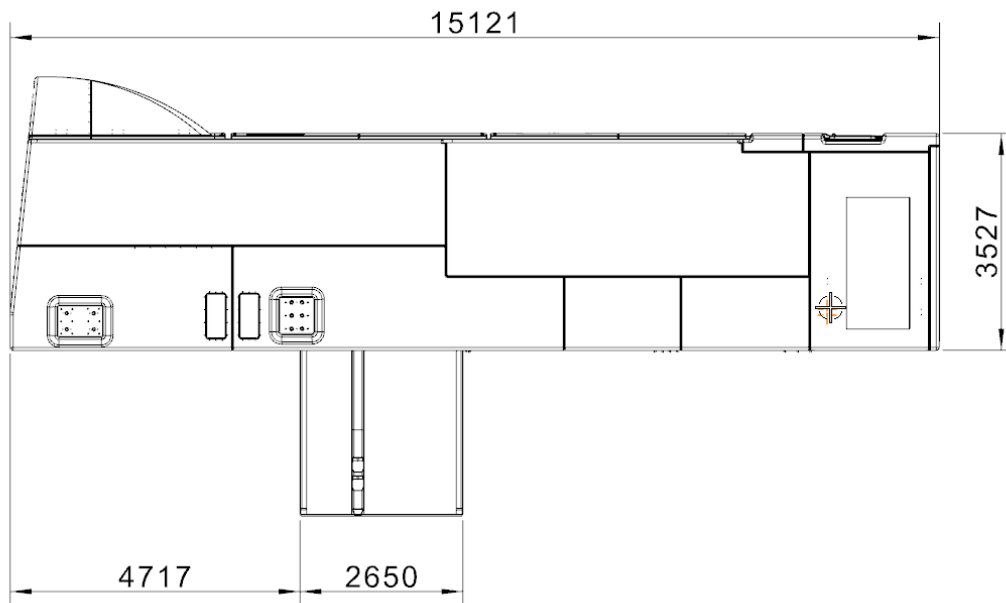
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.





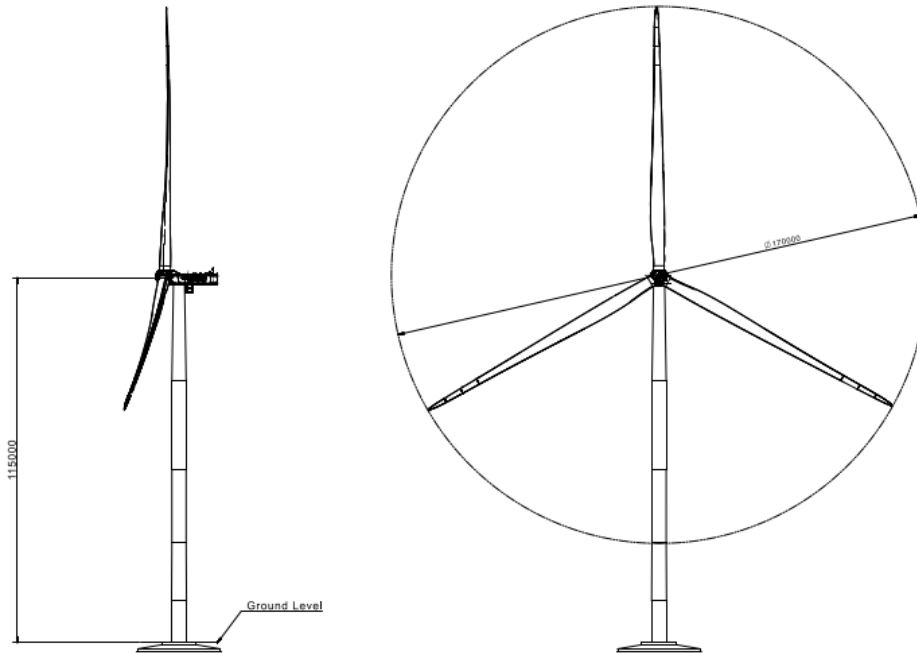
## 5. Nacelle Dimensions

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

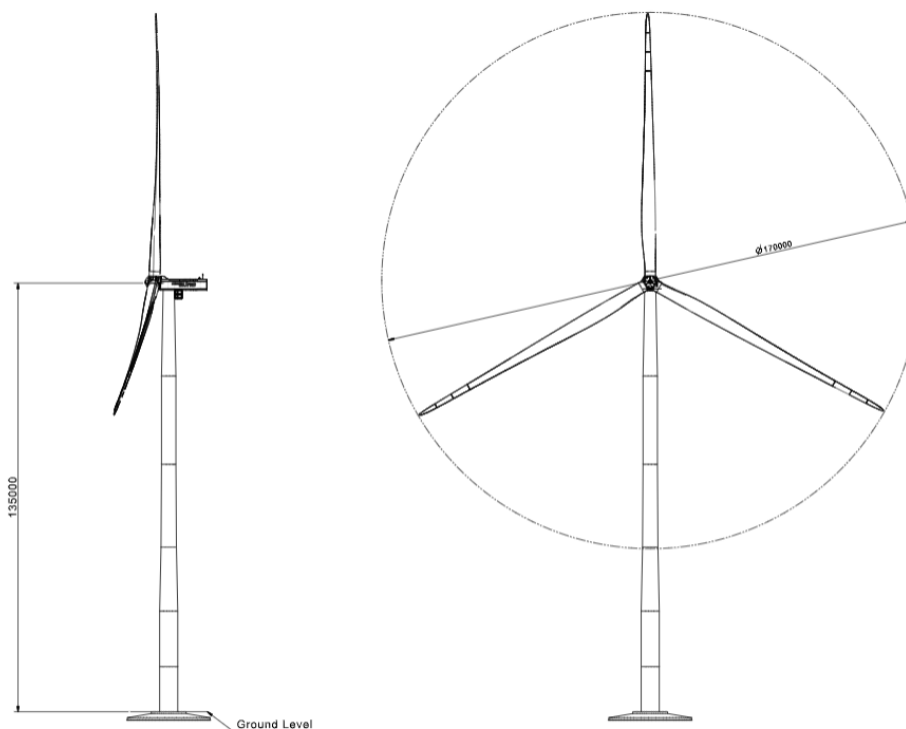


## 6. Elevation Drawing

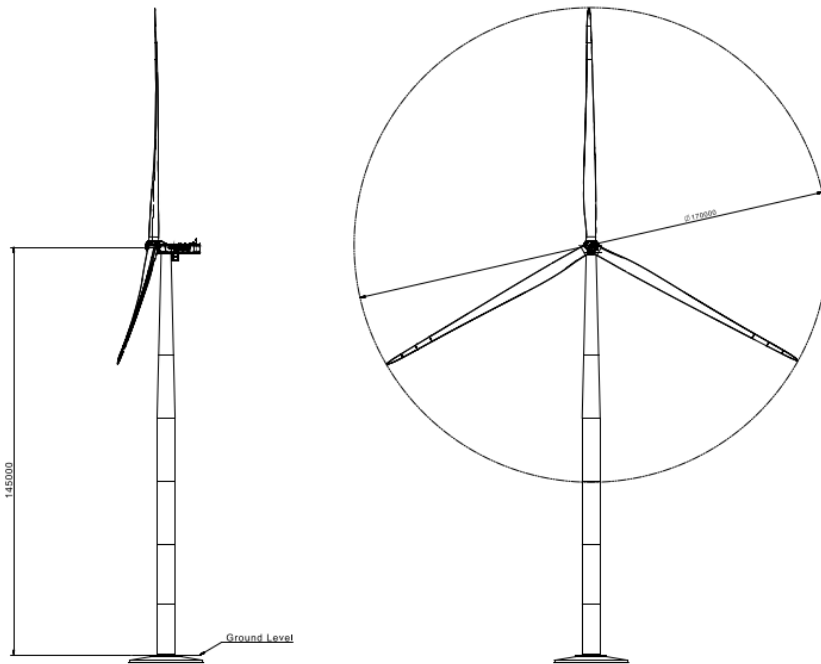
### 6.1. SG 6.6-170 115 m



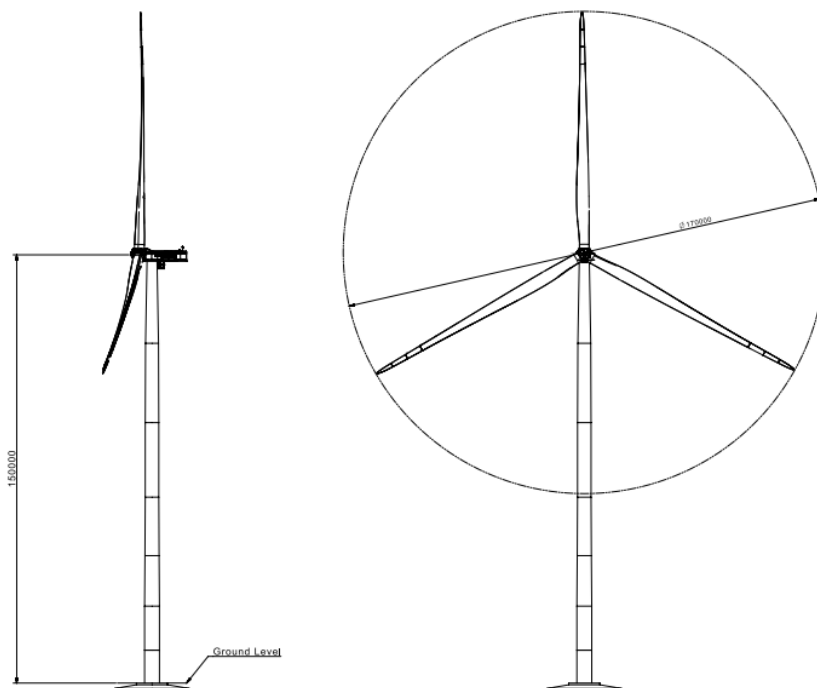
### 6.2. SG 6.6-170 135m



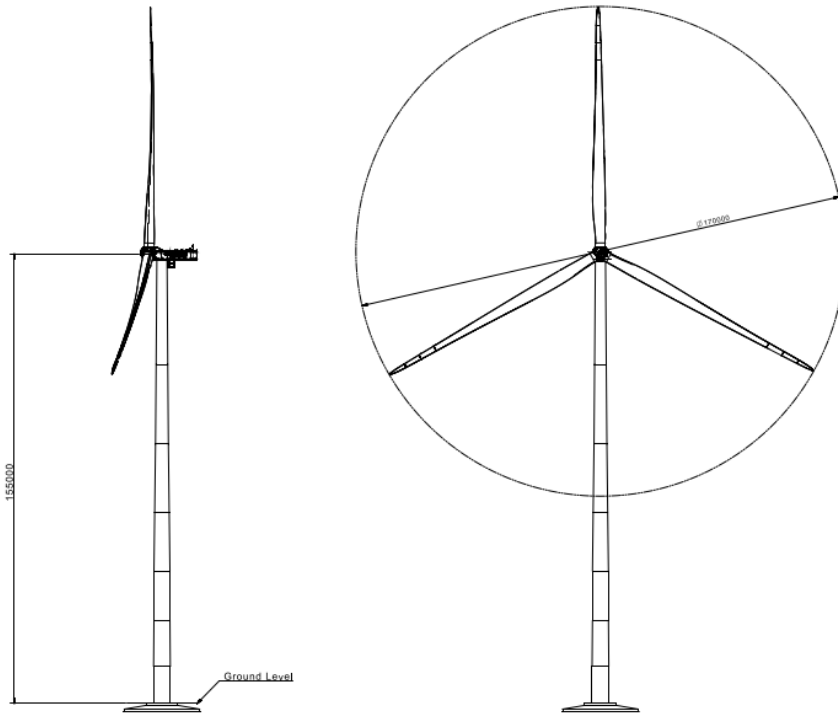
### 6.3. SG 6.6-170 145 m



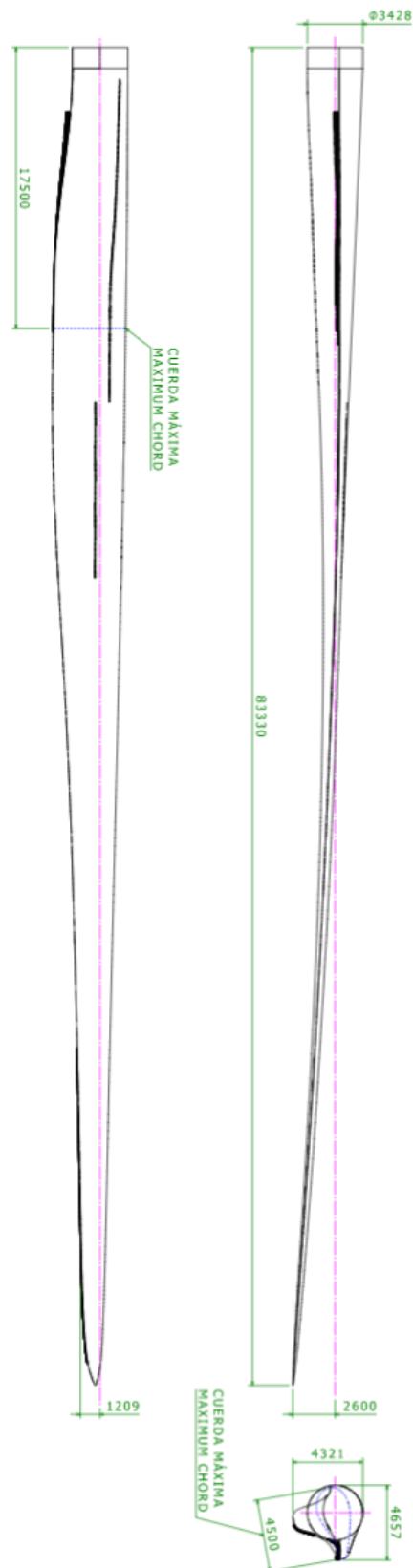
### 6.4. SG 6.6-170 150 m



## 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 115m-155m. All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

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

<b>T115-56A</b>	<b>Section 1</b>	<b>Section 2</b>	<b>Section 3</b>	<b>Section 4</b>	<b>Section 5</b>
<b>External diameter upper flange (m)</b>	4,700	4,485	4,490	4,490	3,503
<b>External diameter lower flange (m)</b>	4,700	4,700	4,485	4,490	4,490
<b>Section's height (m)</b>	13,274	18,200	22,960	28,000	29,970
<b>Total weight (kg)</b>	80089	78827	82122	74150	66283
<b>Total Tower weight (kg)</b>	381471				

### 8.2. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

<b>T135-52A</b>	<b>Section 1</b>	<b>Section 2</b>	<b>Section 3</b>	<b>Section 4</b>	<b>Section 5</b>	<b>Section 6</b>
<b>External diameter upper flange (m)</b>	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518	3,503
<b>External diameter lower flange (m)</b>	6,000	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518
<b>Section's height (m)</b>	14,160	17,360	20,160	26,040	27,720	26,974
<b>Total weight (kg)</b>	87.286	83.972	83.763	86.821	68.428	56.565
<b>Total Tower weight (kg)</b>	466.836					

### 8.3. Tower hub height 145m. Tapered tubular steel tower

<b>T145-51A</b>	<b>Section 1</b>	<b>Section 2</b>	<b>Section 3</b>	<b>Section 4</b>	<b>Section 5</b>	<b>Section 6</b>
<b>External diameter upper flange (m)</b>	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895	3,503
<b>External diameter lower flange (m)</b>	6,400	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895
<b>Section's height (m)</b>	17,924	21,280	22,400	22,400	22,400	36,000
<b>Total weight (kg)</b>	102614	102123	94231	82003	64794	84293
<b>Total Tower weight (kg)</b>	530058					

### 8.4. Tower hub height 150m. Tapered tubular steel tower

<b>T150-50A</b>	<b>Section 1</b>	<b>Section 2</b>	<b>Section 3</b>	<b>Section 4</b>	<b>Section 5</b>	<b>Section 6</b>	<b>Section 7</b>
<b>External diameter upper flange (m)</b>	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518	3,503
<b>External diameter lower flange (m)</b>	5,200	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518
<b>Section's height (m)</b>	11,486	15,400	17,640	20,440	26,040	27,720	28,688
<b>Total weight (kg)</b>	89875	87575	86506	86758	87129	68463	60905
<b>Total Tower weight (kg)</b>	567212						

## 8.5. Tower hub height 155m. Tapered tubular steel tower

<b>T155-51A</b>	<b>Section 1</b>	<b>Section 2</b>	<b>Section 3</b>	<b>Section 4</b>	<b>Section 5</b>	<b>Section 6</b>	<b>Section 7</b>
<b>External diameter upper flange (m)</b>	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015	3,503
<b>External diameter lower flange (m)</b>	5,800	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015
<b>Section's height (m)</b>	12,880	15,680	17,080	20,160	23,520	27,440	35,850
<b>Total weight (kg)</b>	90081	86929	85534	85621	85117	77921	74076
<b>Total Tower weight (kg)</b>	585279						

## 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
<b>0. Design lifetime</b>	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 <sup>1</sup>
	0.1	Design lifetime	years	25
<b>1. Wind, operation</b>	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	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, $\alpha$	-	0.36
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, $I_{ref}$	-	0.16 <sup>2</sup>
	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	-
<b>2. Wind, extreme</b>	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, $V_{ref}$	m/s	42.5 <sup>3</sup>
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, $V_{e50}$	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, $\alpha$	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	N/A
<b>3. Temperature</b>	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 <sup>4</sup>
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
<b>4. Corrosion</b>	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)

<sup>1</sup> All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1:2018 Ed4.

<sup>2</sup> NTM and ETM as per IEC A

<sup>3</sup> EWM as per IEC 2

<sup>4</sup> 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.



Subject	ID	Issue	Unit	Value
<b>5. Lightning</b>	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
<b>6. Dust</b>	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m <sup>3</sup>	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m <sup>3</sup>
	6.3	Concentration of particles	mg/m <sup>3</sup>	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/M <sup>3</sup>
<b>7. Hail</b>	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
<b>8. Ice</b>	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
<b>9. Solar radiation</b>	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m <sup>2</sup>	1000
<b>10. Humidity</b>	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
<b>11. Obstacles</b>	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.		
<b>12. Precipitation<sup>5</sup></b>	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

<sup>5</sup> 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

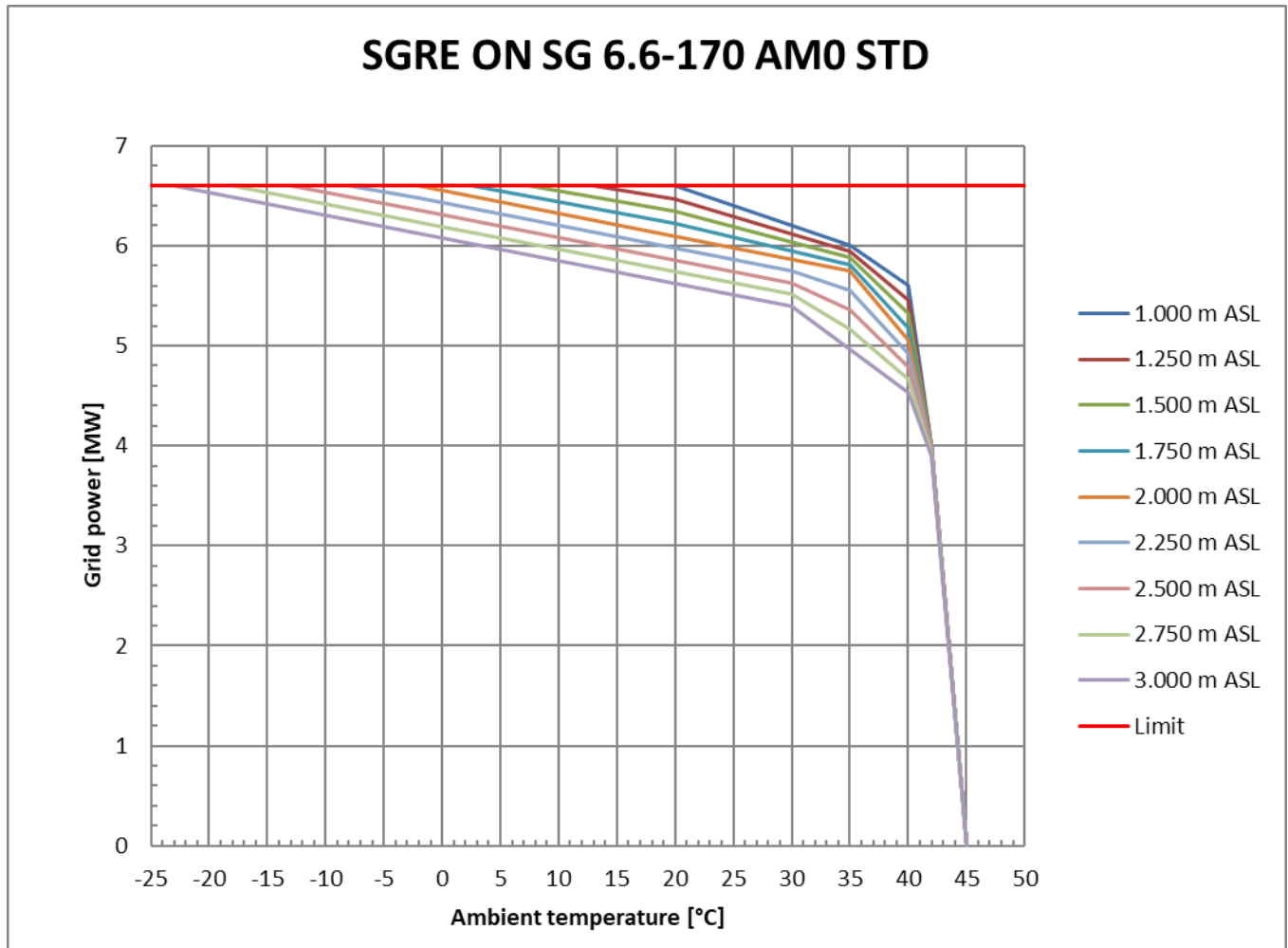


Figure 1: SG 6.6-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

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

<b>SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD</b>		<b>6.60</b>	<b>MW</b>	<b>8.83</b>	<b>RPM</b>			
<b>Altitude</b>		<b>1,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6</b>	<b>5.6</b>	<b>4</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.91</b>	<b>0.85</b>	<b>0.61</b>	<b>0</b>		
<b>Altitude</b>		<b>1,250 m ASL</b>						
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	
<b>Altitude</b>		<b>1,500 m ASL</b>						
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	
<b>Altitude</b>		<b>1,750 m ASL</b>						
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	
<b>Altitude</b>		<b>2,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-2</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.75</b>	<b>5.05</b>	<b>4</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.87</b>	<b>0.77</b>	<b>0.61</b>	<b>0</b>		
<b>Altitude</b>		<b>2,250 m ASL</b>						
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
<b>Altitude</b>		<b>2,500 m ASL</b>						
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
<b>Altitude</b>		<b>2,750 m ASL</b>						
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
<b>Altitude</b>		<b>3,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-23</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.4</b>	<b>4.53</b>	<b>3.9</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.82</b>	<b>0.69</b>	<b>0.59</b>	<b>0</b>		

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

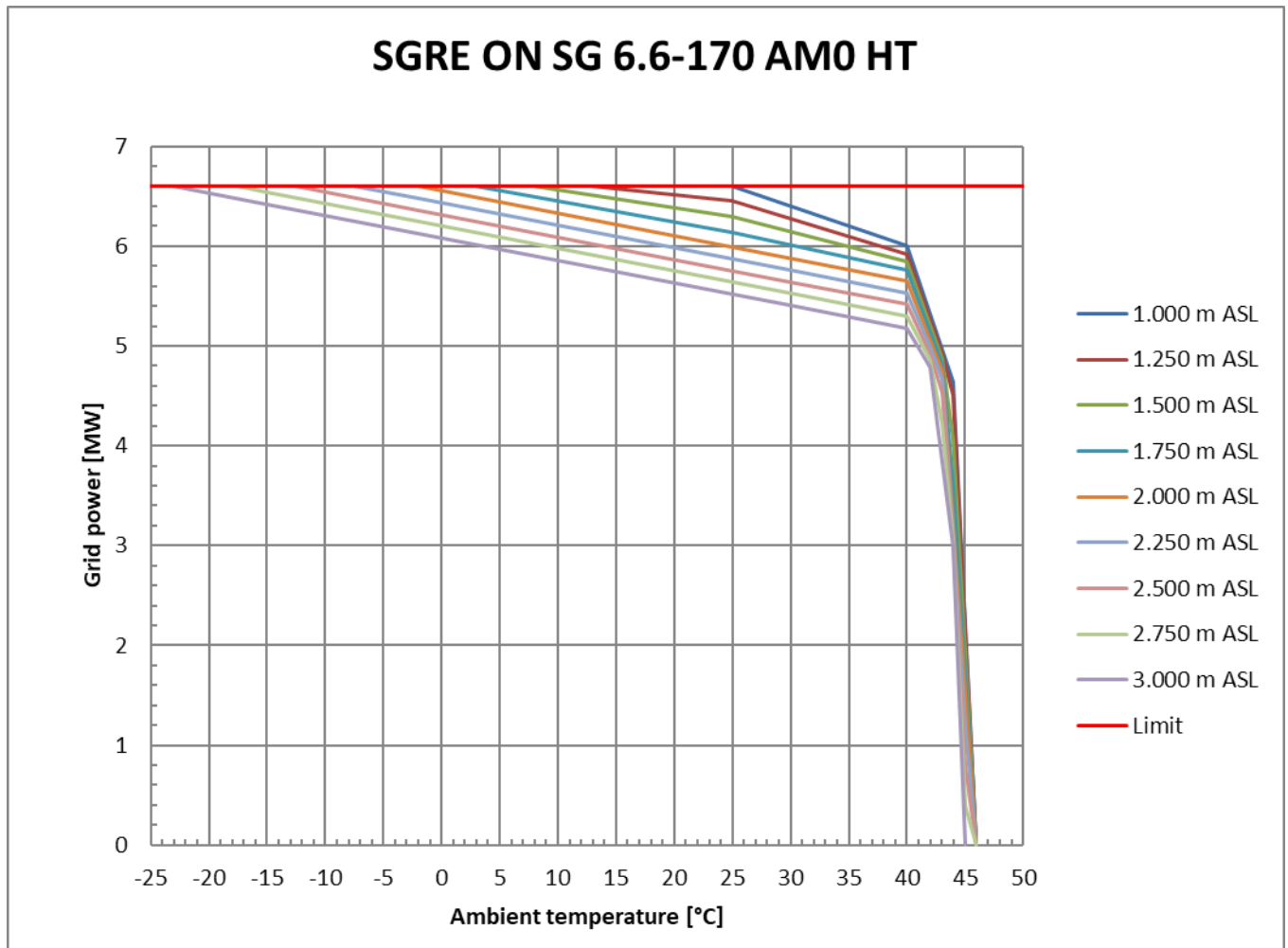


Figure 2: SG 6.6-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

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						
<b>Altitude</b>		<b>1,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>25</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>46</b>						
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6</b>	<b>4.64</b>	<b>0</b>						
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.91</b>	<b>0.7</b>	<b>0</b>						
<b>Altitude</b>		<b>1,250 m ASL</b>									
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				
<b>Altitude</b>		<b>1,500 m ASL</b>									
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				
<b>Altitude</b>		<b>1,750 m ASL</b>									
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				
<b>Altitude</b>		<b>2,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-2</b>	<b>40</b>	<b>43</b>	<b>46</b>						
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.65</b>	<b>4.75</b>	<b>0</b>						
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.86</b>	<b>0.72</b>	<b>0</b>						
<b>Altitude</b>		<b>2,250 m ASL</b>									
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	
<b>Altitude</b>		<b>2,500 m ASL</b>									
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	
<b>Altitude</b>		<b>2,750 m ASL</b>									
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
<b>Altitude</b>		<b>3,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-23</b>	<b>-15</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>45</b>			
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6.42</b>	<b>5.41</b>	<b>5.18</b>	<b>4.79</b>	<b>2.99</b>	<b>0</b>			
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.97</b>	<b>0.82</b>	<b>0.78</b>	<b>0.73</b>	<b>0.45</b>	<b>0</b>			

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		

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



## 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 Modes<sup>6</sup>.

### 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. These modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 but with decreased rating and improved temperature de-rating than the corresponding Application Mode 0. In addition, the turbine's electrical performance is constant for the full set of application modes, as shown on the table below.

The SG 6.6-170 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC S for 25 year lifetime. All other Application Modes may be analyzed for more demanding site conditions.

### 11.2. Full list of Application Modes

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities <sup>7</sup>
						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

<sup>6</sup> 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.

### 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 ® controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed. Sound Power Levels correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

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

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities <sup>8</sup>
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

### 11.4. Control Strategy

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

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

### 12.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

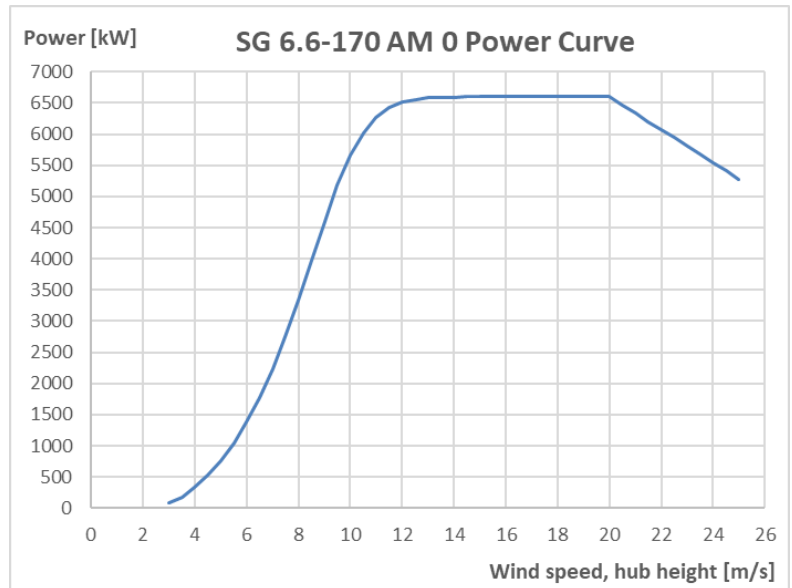
<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ 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/m<sup>3</sup>. 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 (D2834432).

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



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	12851	15328	17704	19934	21989	23852	25514	26972	28233	29302	30193
	2.0	11605	14534	17472	20334	23061	25614	27970	30114	32035	33730	35195
	2.5	10392	13504	16768	20051	23247	26281	29107	31704	34061	36180	38062

Annual Production [MWh] SG 6.6-170 Rev 0, AM 0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m<sup>3</sup>

## 12.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

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

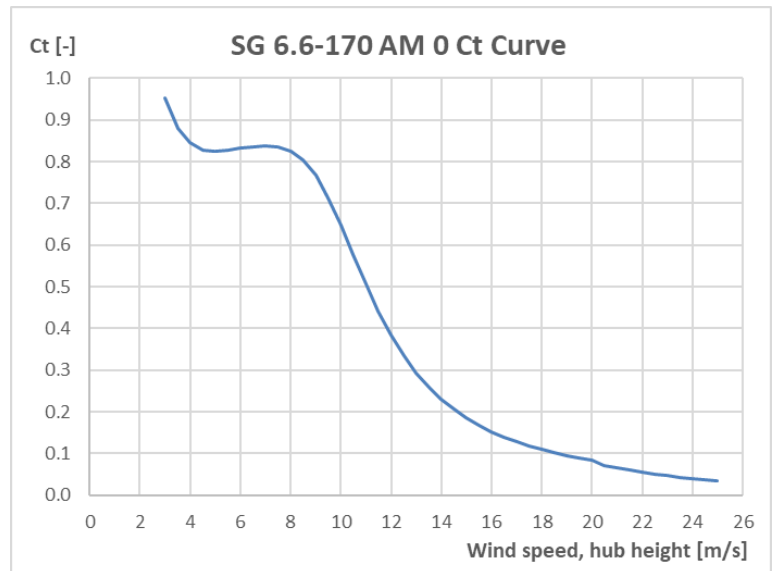
ρ = Air density [kg/m<sup>3</sup>]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m<sup>2</sup>]

For a detailed description of Application Mode - AM 0, please refer to latest version of Flexible Rating Specification (D2834432).

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



## 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 Specifications

### Nominal output and grid conditions

Nominal power .....	6600 kW
Nominal voltage.....	690 V
Power factor correction.....	Frequency converter control
Power factor range .....	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

### Generator

Type.....	DFIG Asynchronous
Maximum power .....	6750 kW @20°C ext. ambient

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

### Generator Protection

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

### Generator Cooling

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

### Frequency Converter

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

### Main Circuit Protection

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

### Peak Power Levels

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

### Grid Capabilities Specification

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

### Power Consumption from Grid (approximately)

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

### Controller back-up

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

### Transformer Specification

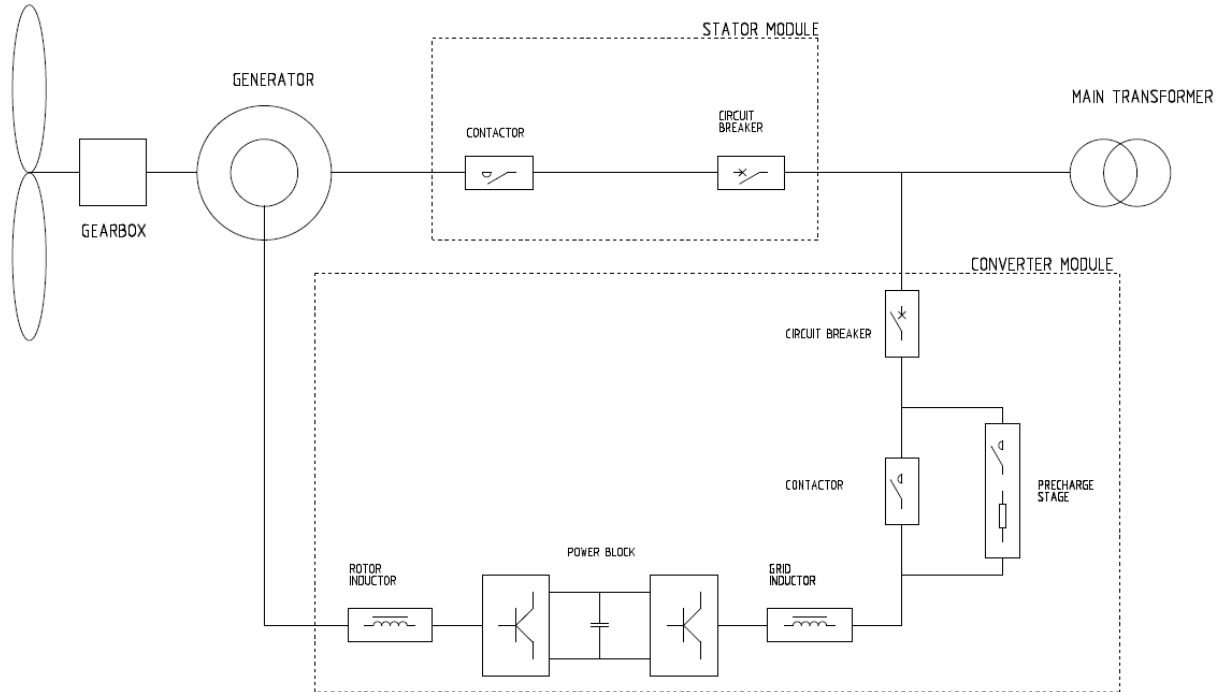
Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage .....	690 V
Vector group .....	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

### Earthing Specification

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

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

## 15. 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	Glystantin

### 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 (SF<sub>6</sub>) 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/cgmosmos 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 <sub>6</sub>
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
<b>Interface to turbine control</b>	
Breaker status	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

\*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

## 18. Grid Performance Specifications – 50 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

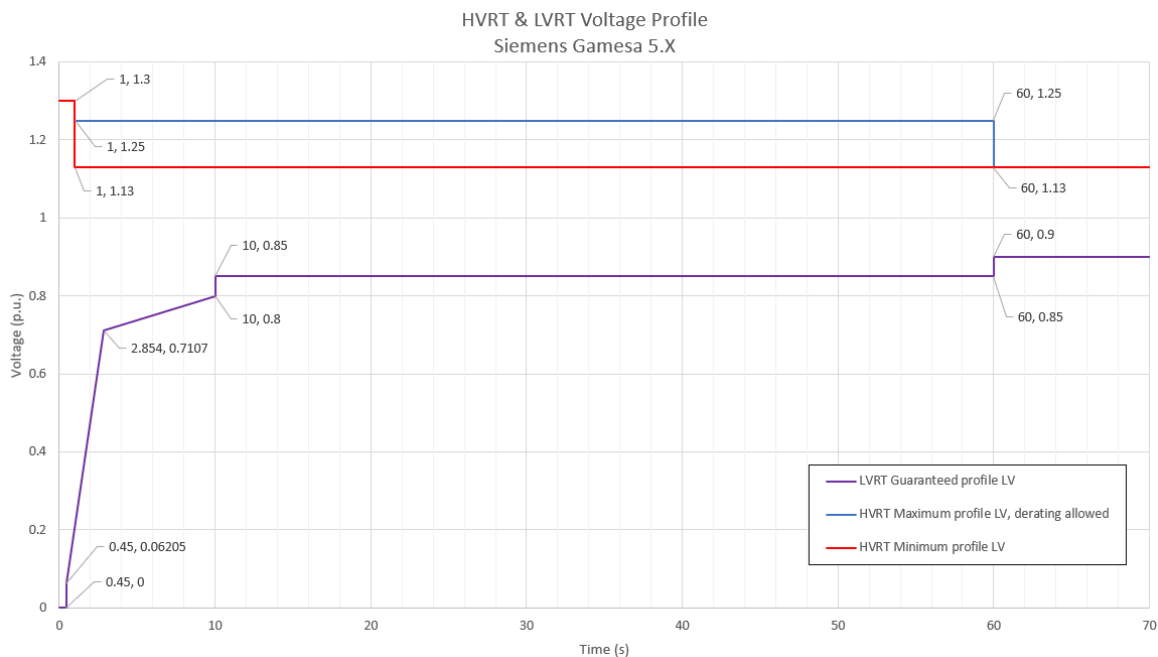
### 18.1. Fault Ride Through (FRT) Capability

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. Power Factor (Reactive Power) Capability

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

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

### 18.3. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

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

### 18.4. Frequency Capability

The wind turbine can operate in the frequency range between 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.

### 18.5. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

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

### 18.6. Flicker and Harmonics

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

### 18.7. Reactive Power -Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference

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

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

## 18.8. Frequency Control

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

## 18.9. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, V = 0.95, f = ±3% Applicable to any AM and turbine variant
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: ≥ 2.0* Q-Direct: ≥ 3.0**	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I <sub>q</sub> Injection Curve during FRT	k = [2 – 6]	Configurable by parameters
I <sub>q</sub> Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I <sub>q</sub> Settling Time (FRT)	≤ 60ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation



		-10% +20% required step
Active Power Ramp	$\pm 6\%$ Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	$\pm 5000$ kVAr/s	Configurable by parameter

**Note 1.**

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

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

**All data are subject to tolerances in accordance with IEC.**

## 19. Grid Performance Specifications – 60 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

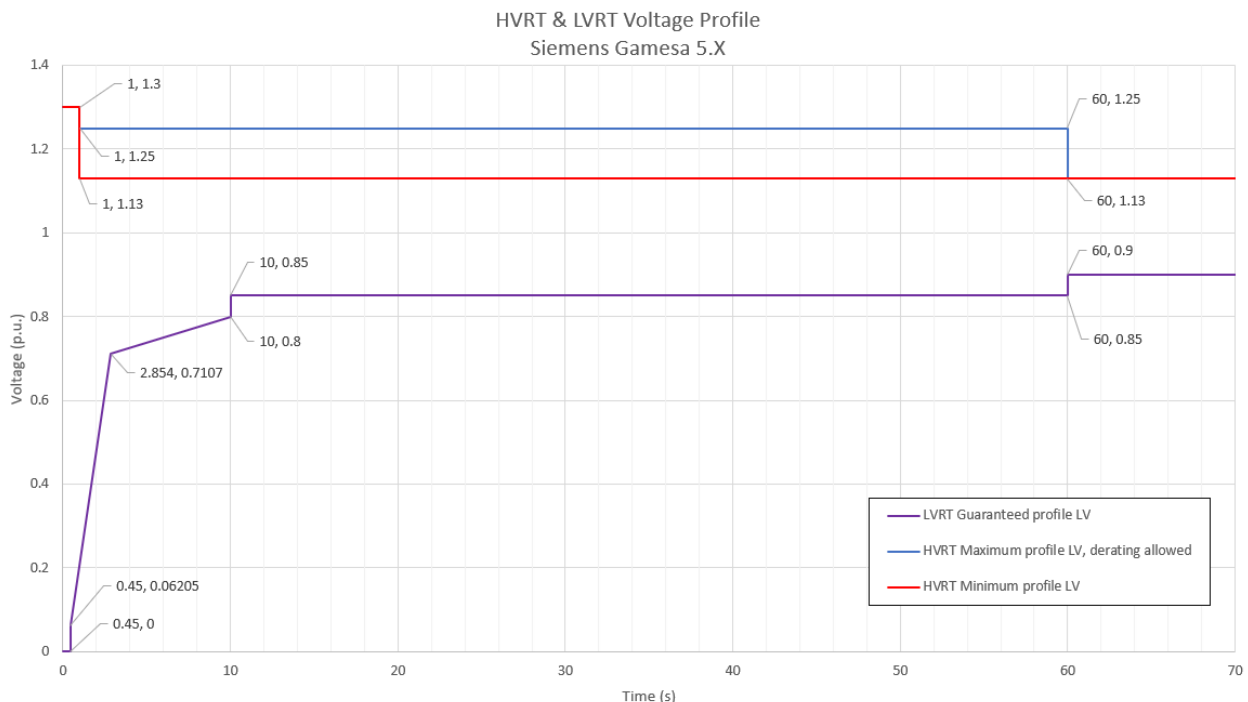
### 19.1. Fault Ride Through (FRT) Capability

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

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

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

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.



**Figure 4.** High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

### 19.2. Power Factor (Reactive Power) Capability

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

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

### 19.3. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

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

### 19.4. Frequency Capability

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

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

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

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

### 19.5. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

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

### 19.6. 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.

### 19.7. 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.

## 19.8. 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.

## 19.9. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, V = 0.95, f = ±3% Applicable to any AM and turbine variant
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: ≥ 2.0* Q-Direct: ≥ 3.0**	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I <sub>q</sub> Injection Curve during FRT	k = [2 – 6]	Configurable by parameters
I <sub>q</sub> Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I <sub>q</sub> Settling Time (FRT)	≤ 60ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	± 6% Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter

**Note 1.**

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

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

**All data are subject to tolerances in accordance with IEC.**

## 20. 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 5.Xwind 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.

### 20.1. 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 5** 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 6** 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.

## 20.2. 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 UVRT transients.

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

## 20.3. 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.

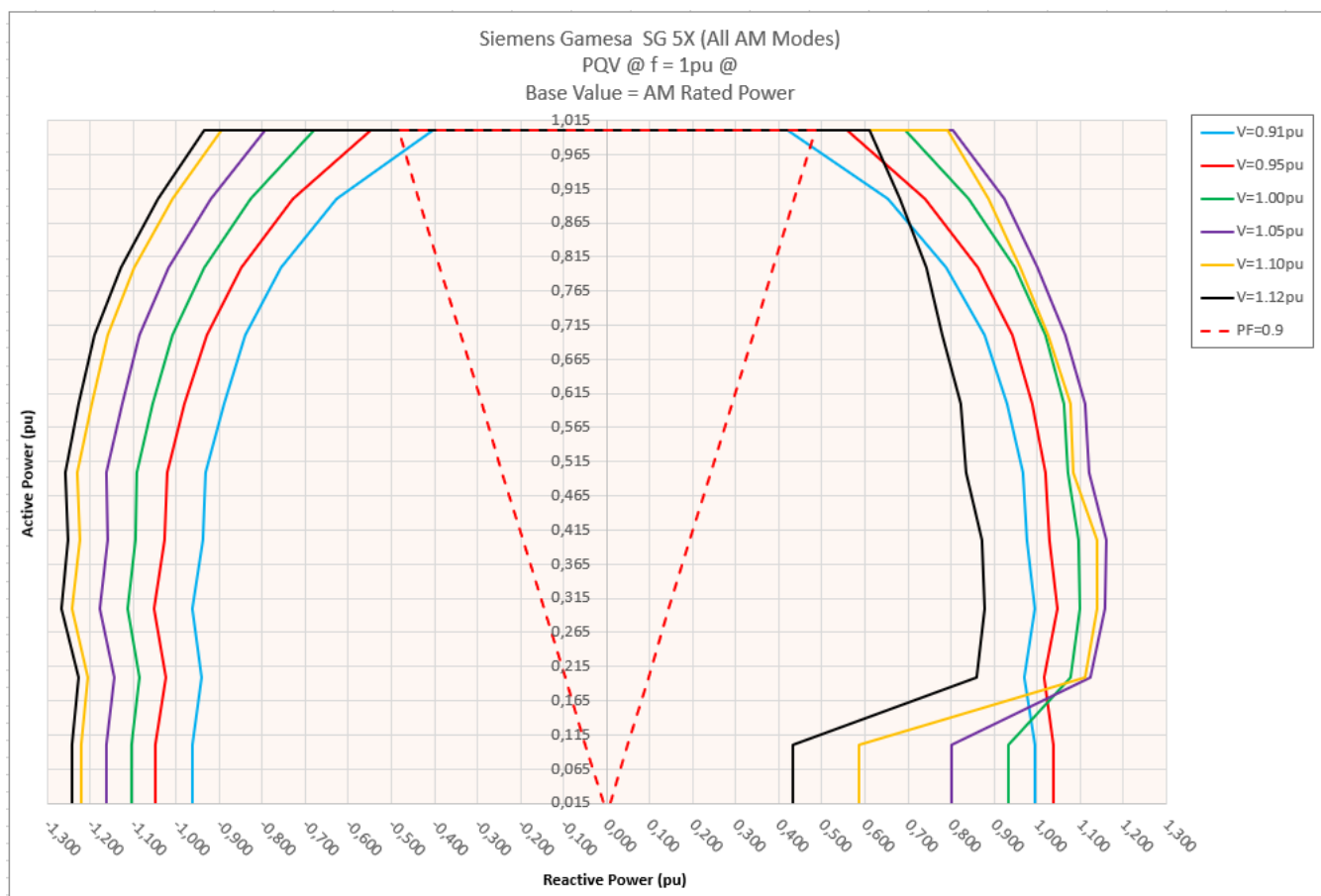
In the maximum configurable values of the voltage protection parameters (permanent operation, 85% and 113%):

- 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.



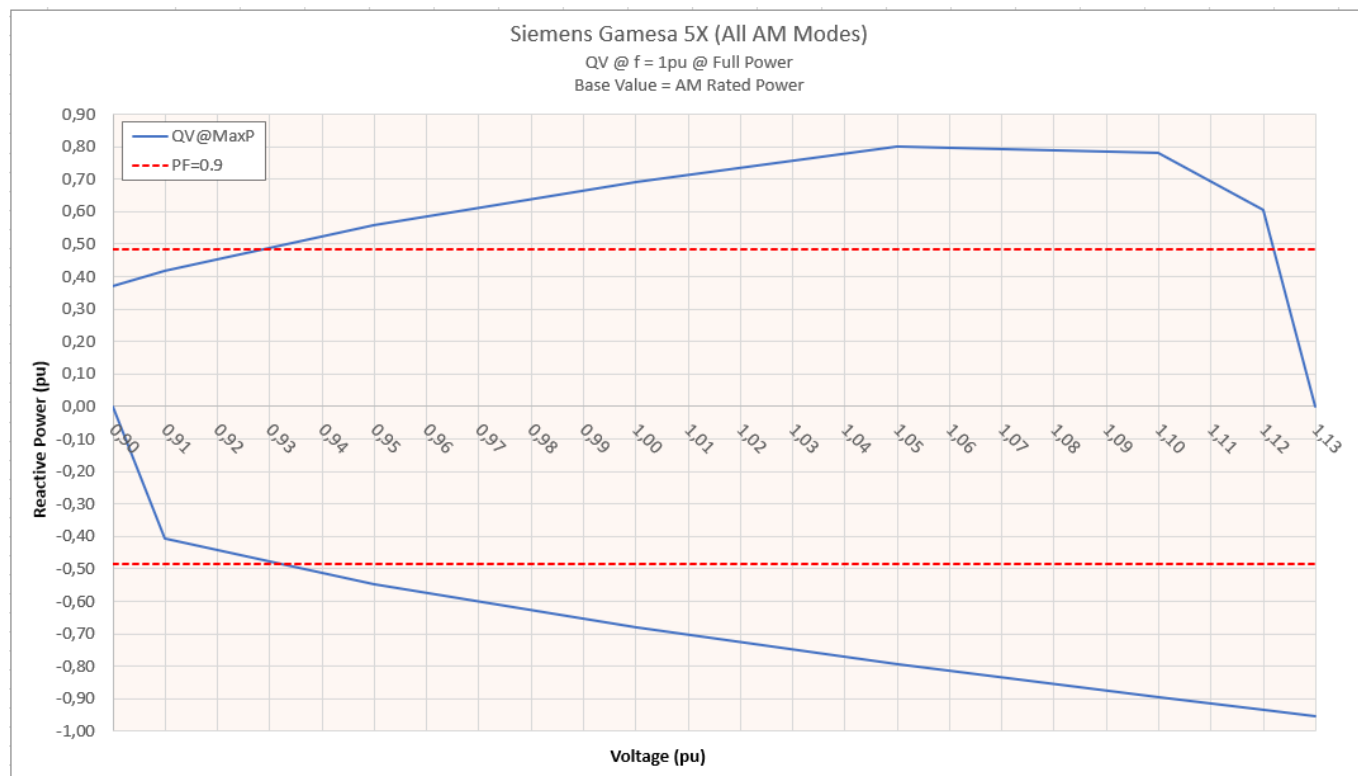
**Figure 5:** Siemens Gamesa 5.X Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

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 6:** 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)	<b>0,015*</b>	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	<b>0,10</b>	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	<b>0,20</b>	0,957	0,969	1,018	1,077	1,124	1,112	0,860	0
	<b>0,30</b>	0,982	0,995	1,047	1,098	1,157	1,140	0,877	0
	<b>0,40</b>	0,962	0,975	1,029	1,095	1,160	1,139	0,873	0
	<b>0,50</b>	0,955	0,968	1,018	1,073	1,121	1,085	0,834	0
	<b>0,60</b>	0,914	0,929	0,990	1,063	1,112	1,076	0,823	0
	<b>0,70</b>	0,861	0,877	0,942	1,019	1,065	1,026	0,781	0
	<b>0,80</b>	0,770	0,789	0,862	0,949	1,001	0,962	0,742	0
	<b>0,90</b>	0,629	0,652	0,741	0,842	0,923	0,888	0,682	0
<b>1,00</b>	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.

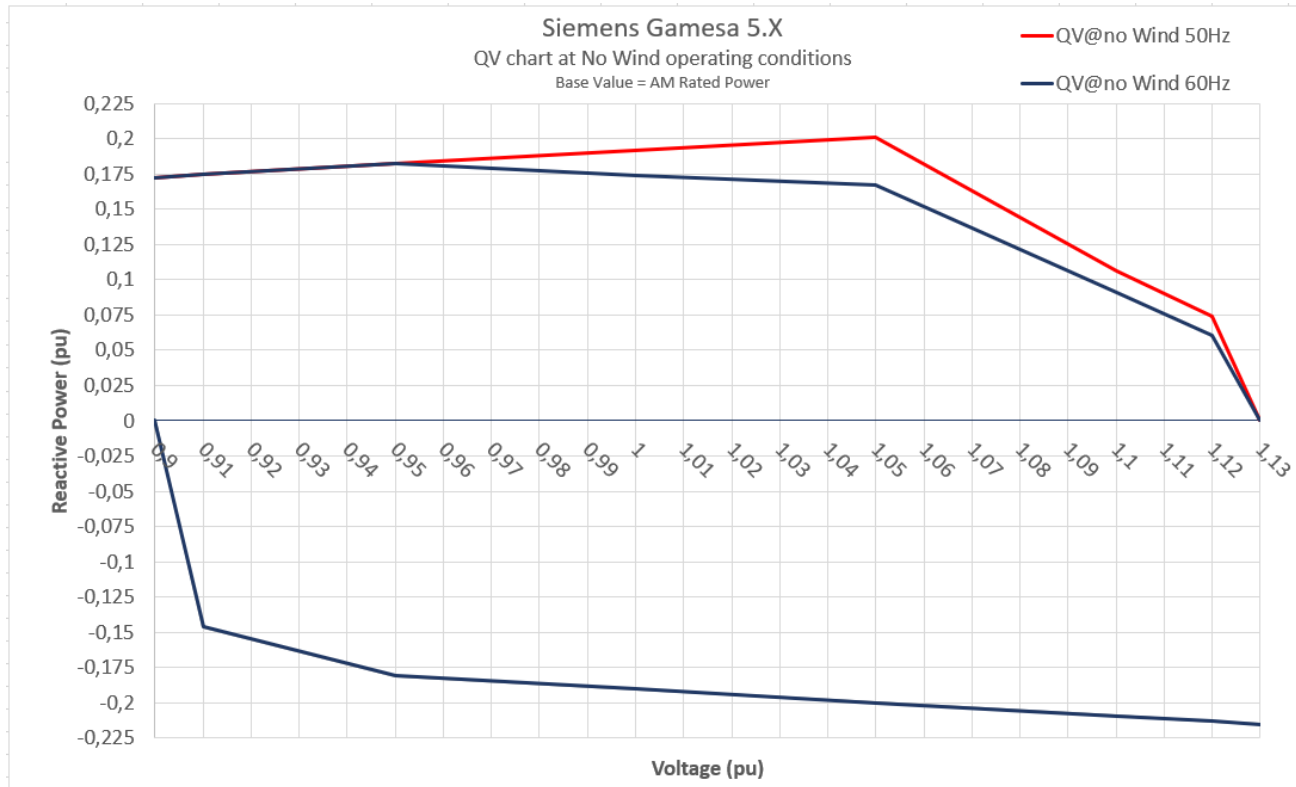
Base Value = AM Rated Power		Voltage (pu)							
		0,9	0,91	0,95	1	1,05	1,1	1,12	1,13
Active Power (pu)	0,015*	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,10	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,20	0	-0,941	-1,024	-1,085	-1,144	-1,204	-1,228	-1,241
	0,30	0	-0,962	-1,050	-1,114	-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 7:** 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.

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

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

## 21. SCADA System Description

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

### 21.1. Main features

The SCADA system has the following main features:

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

### 21.2. Wind turbine hardware

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

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

### 21.3. 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.

## 21.4. SCADA server panel

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

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

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

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

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

## 21.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

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

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

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

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

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

## 21.6. Signal exchange

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

## 21.7. SGRE SCADA software

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

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

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

## 21.8. Virus protection solution

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

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

## 21.9. Back-up & restore

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

## 22. 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.

### 22.1. 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.*

## 22.2. GEARBOX

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

## 22.3. 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*

## 22.4. QUALITY

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

## 22.5. 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*

## 22.6. 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)*



## 23. 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.

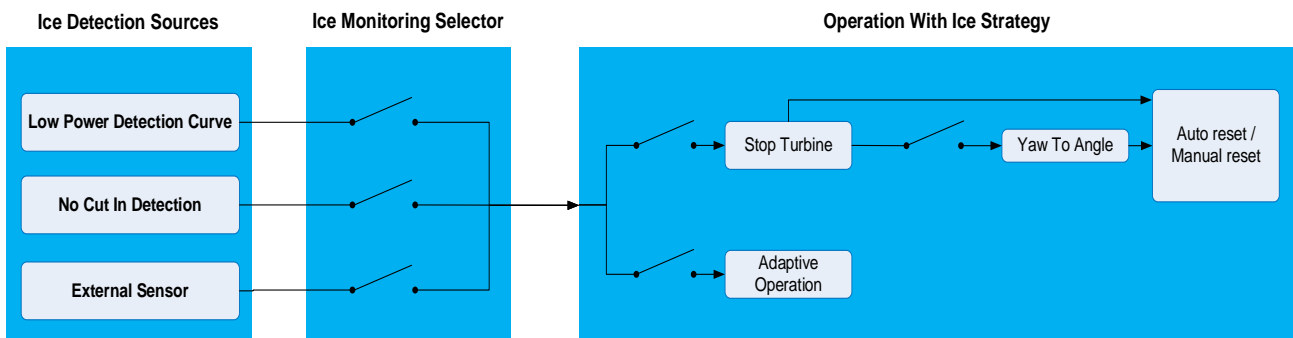


Figure 1: Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines



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.

## 23.1. Ice Detection Sources

### 23.1.1. 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.

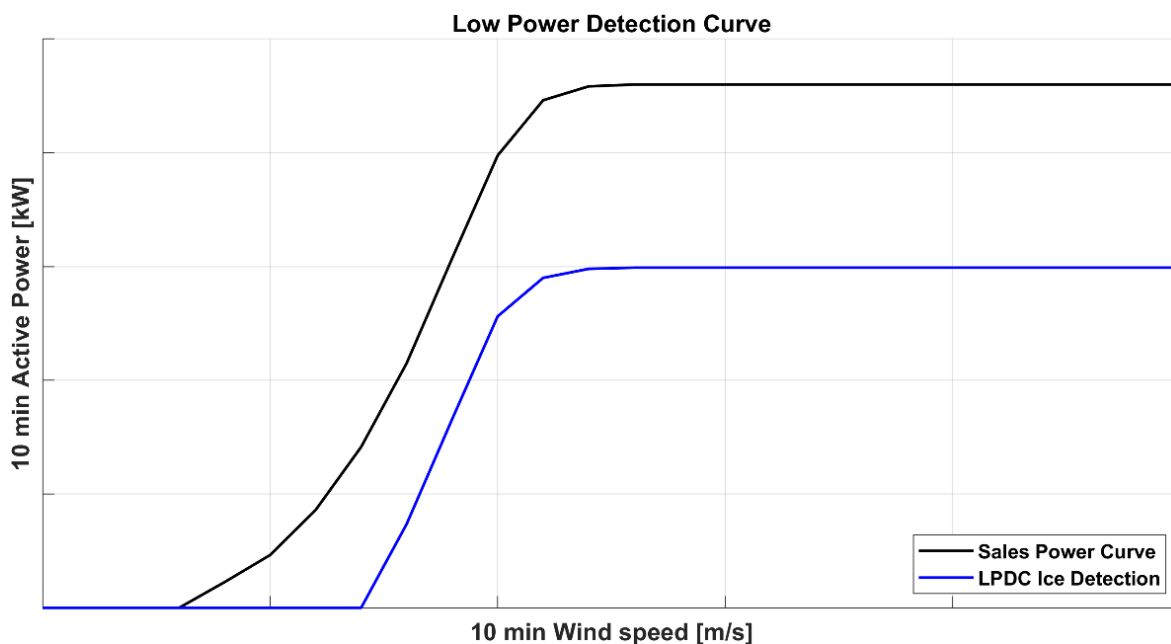


Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

### 23.1.2. 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”.

### 23.1.3. External Sensor Options

D2830475/006 – Restricted

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2021. All rights reserved.

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.

#### 23.1.4. External Sensor Types

#### 23.1.5. 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.

#### 23.1.6. 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.

#### 23.1.7. 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

## 23.2. Operation with Ice Strategy

### 23.2.1. 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

### 23.2.2. 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.

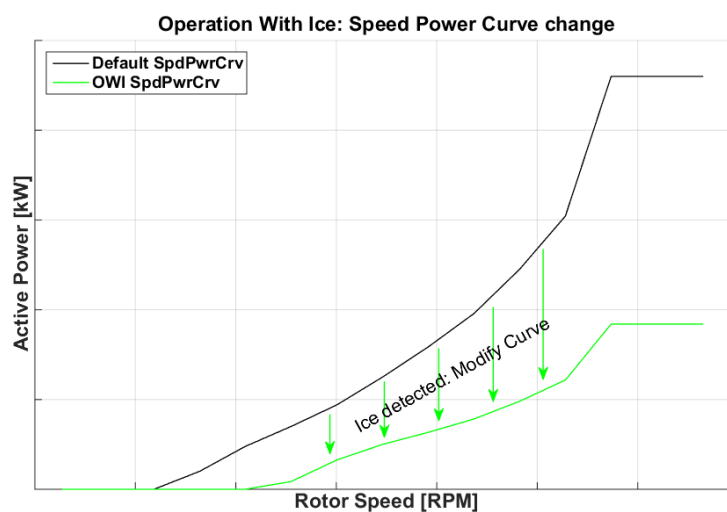


Figure 4: Illustration of OWI Speed-Power curve modification

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.



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 1 di 11

Page 1 of 11

- Data di Emissione: 2022/01/05  
*date of Issue*

- cliente Sit&a S.r.l.  
*customer*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- destinatario Sit&a S.r.l.  
*addressee*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- richiesta 507/21  
*application*

- in data 2021/12/21  
*date*

- Si riferisce a:  
*Referring to*

- oggetto Fonometro  
*Item*

- costruttore 01 dB  
*manufacturer*

- modello Fusion  
*model*

- matricola 11126  
*serial number*

- data delle misure 2022/01/05  
*date of measurements*

- registro di laboratorio 11280  
*laboratory reference*

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N. 185 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 ed 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.

*This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT No. 185 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 applicando le procedure citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i Campioni di Riferimento da cui inizia la catena di riferibilità del Centro ed 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 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 al livello di fiducia di circa il 95%. Normalmente tale fattore 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.*

Il Responsabile del Centro  
*Head of the Centre*

*Baruto Tonzo*



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

## Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 2 di 11

Page 2 of 11

Di seguito vengono riportate le seguenti informazioni:

*In the following information is reported about:*

- la descrizione dell'oggetto in taratura (se necessaria);
- *description of the item to be calibrated (if necessary);*
- l'identificazione delle procedure in base alle quali sono state eseguite le tarature;
- *technical procedures used for calibration performed;*
- i Campioni di Riferimento da cui ha inizio la catena della riferibilità del Centro;
- *reference standards from which traceability chain is originated in the Centre;*
- gli estremi dei certificati di taratura di tali campioni e l'Ente che li ha emessi;
- *the relevant calibration certificates of those standards with the issuing Body;*
- luogo di taratura (se effettuata fuori dal laboratorio);
- *site of calibration (if different from the Laboratory);*
- condizioni ambientali e di taratura;
- *calibration and environmental conditions;*
- i risultati delle tarature e la loro incertezza estesa.
- *calibration results and their expanded uncertainty.*

#### Strumenti sottoposti a verifica

*Instrumentation under test*

Strumento	Costruttore	Modello	Serie/Matricola	Classe
Fonometro	01 dB	Fusion	11126	Classe 1
Microfono	G.R.A.S.	40CE	331180	WS2F
Preamplificatore	01 dB	Integrated	N.p.	-

#### Normative e prove utilizzate

*Standards and used tests*

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure : **Fonometri 61672 - PR 15 - Rev. 2/2015**  
*The measurement result reported in this Certificate were obtained following the Procedures:*

Il gruppo di strumenti analizzato è stato verificato seguendo le normative: **IEC 61672-3:2006 - EN 61672-3:2006 - CEI EN 61672-3:2006**  
*The devices under test was calibrated following the Standards:*

#### Catena di Riferibilità e Campioni di Riferimento - Strumentazione utilizzata per la taratura

*Traceability and First Line Standards - Instrumentation used for the measurements*

Strumento	Tipo	Marca e modello	N. Serie	Certificato N.	Data Emiss.	Ente validante
Multimetro	R	Agilent 34401A	MY41043722	LAT 019 64318	21/03/09	AVIATRONIK
Barometro	R	Druck DPI 142	2125275	124-SM-21	21/03/12	WKA
Termoigrometro	R	Rotronic HL-D	A 17121390	21-SU-0298-0297	21/03/11	CAMAR
Attenuatore	L	ASIC	C1001	1406	22/01/03	SONORA - PR 8
Generatore	L	Stanford Research DS360	61101	1405	22/01/03	SONORA - PR 7
Calibratore Multifunzione	L	B&K 4226	2433645	LAT 185/11274	22/01/03	SONORA - PR 5

#### Capacità metrologiche ed incertezze del Centro

*Metrological abilities and uncertainties of the Centre*

Grandezze	Strumento	Gamme Livelli	Gamme Frequenze	Incertezze
Livello di Pressione Sonora	Fonometri	25 - 140 dB	315 - 12500 Hz	0,15 - 0,8 dB
Livello di Pressione Sonora	Fonometri	124 dB	250 Hz	0,15 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO





## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 3 di 11  
Page 3 of 11

#### Condizioni ambientali durante la misura

Environmental parameters during measurements

Pressione Atmosferica	<b>1006,9 hPa ± 0,5 hPa</b>	(rif. 1013,3 hPa ± 20,0 hPa)
Temperatura	<b>21,6 °C ± 1,0 °C</b>	(rif. 23,0 °C ± 3,0 °C)
Umidità Relativa	<b>50,9 UR% ± 3 UR%</b>	(rif. 50,0 UR% ± 10,0 UR%)

#### Modalità di esecuzione delle Prove

Directions for the testings

Sugli elementi sotto verifica vengono eseguite misure acustiche ed elettriche. Le prove acustiche vengono effettuate tenendo conto delle condizioni fisiche al contorno e dopo un adeguato tempo di acclimatamento e preriscaldamento degli strumenti. Le prove elettriche vengono invece eseguite utilizzando adattatori capacitivi di adeguata impedenza. Le unità di misura "dB" utilizzate nel presente certificato sono valori di pressione assoluta riferiti a 20 microPa.

#### Elenco delle Prove effettuate

Test List

Nelle pagine successive sono descritte le singole prove nei loro dettagli esecutivi e vengono indicati i parametri di prova utilizzati, i risultati ottenuti, le deviazioni riscontrate, gli scostamenti e le tolleranze ammesse dalla normativa considerata.

Codice	Denominazione	Revisione	Categoria	Complesso	Incertezza	Esito
-	Ispezione Preliminare	2011-05	Generale		-	Superata
-	Rilevamento Ambiente di Misura	2011-05	Generale		-	Superata
PR 15.01	Indicazione alla Frequenza di Verifica della Taratura	2015-01	Acustica	FPM	0,15 dB	Superata
PR 15.02	Rumore Autogenerato	2015-01	Acustica	FPM	7,8 dB	Superata
PR 15.03	Ponderazione di Frequenza con segnali Acustici AE	2015-01	Acustica	FPM	0,38..0,58 dB	Non utilizzata
PR 15.04	Ponderazione di Frequenza con segnali Acustici MF	2015-01	Acustica	FPM	0,38..0,58 dB	Classe 1
PR 1.03	Rumore Autogenerato	2016-04	Elettrica	FP	6,0 dB	Superata
PR 15.06	Ponderazione di Frequenza con segnali Elettrici	2015-01	Elettrica	FP	0,15..0,15 dB	Classe 1
PR 15.07	Ponderazione di Frequenza e Temporalità a 1 kHz	2015-01	Elettrica	FP	0,15..0,15 dB	Classe 1
PR 15.08	Linearità di livello nel campo di misura di Riferimento	2015-01	Elettrica	FP	0,15 dB	Classe 1
PR 15.09	Linearità di livello comprendente il selettore del campo di	2015-01	Elettrica	FP	0,15 dB	Classe 1
PR 15.10	Risposta ai treni d'Onda	2015-01	Elettrica	FP	0,15..0,15 dB	Classe 1
PR 15.11	Livello Sonoro Picco C	2015-01	Elettrica	FP	0,15..0,15 dB	Classe 1
PR 15.12	Indicazione di Sovraccarico	2015-01	Elettrica	FP	0,21 dB	Classe 1

#### Altre informazioni e dichiarazioni secondo la Norma 61672-3:2006

- Per l'esecuzione della verifica periodica sono state utilizzate le procedure della Norma IEC 61672-3:2006.
- Dati Tecnici: Livello di Riferimento: 94,0 dB - Frequenza di Verifica: 1000 Hz - Campo di Riferimento: 23,0-138,0 dB - Versione Sw: 2.12
- Il Manuale di Istruzioni, dal titolo "User's Manual" (August 26 2011), è stato fornito con il fonometro.
- Non esiste documentazione pubblica comprovante che il fonometro ha superato le prove di valutazione di Modello applicabili della IEC 61672-2:2003.
- I dati di correzione per la prova 11.7 della Norma IEC 61672-3 sono stati ottenuti da: NESSUNA ().
- Nessuna informazione sull'incertezza di misura, richiesta in 11.7 della IEC 61672-3:2006, relativa ai dati di correzione indicati nel NESSUNA è stata pubblicata nel manuale di istruzioni o resa disponibile dal costruttore o dal fornitore. Pertanto, l'incertezza di misura dei dati di regolazione è stata considerata essere numericamente zero ai fini di questa prova periodica. Se queste incertezze non sono effettivamente zero, esiste la possibilità che la risposta in frequenza del fonometro possa non essere conforme alle prescrizioni della IEC 61672-1:2002.
- Il fonometro sottoposto alle prove ha superato con esito positivo le prove periodiche della Classe 1 della IEC 61672-3:2006, per le condizioni ambientali nelle quali esse sono state eseguite. Tuttavia nessuna dichiarazione o conclusione generale può essere fatta sulla conformità del fonometro a tutte le prescrizioni della IEC 61672-1:2002 poiché non è pubblicamente disponibile la prova, da parte di una organizzazione di prova indipendente responsabile dell'approvazione dei modelli, per dimostrare che il modello di fonometro è risultato completamente conforme alle prescrizioni della IEC 61672-1:2002 e perchè le prove periodiche della IEC 61672-3:2006 coprono solo una parte limitata delle specifiche della IEC 61672-1:2002.

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 4 di 11

Page 4 of 11

### - - Ispezione Preliminare

- Scopo** Verifica della integrità e della funzionalità del DUT.
- Descrizione** Ispezione visiva e meccanica.
- Impostazioni** Effettuazione del preriscaldamento del DUT come prescritto dalla casa costruttrice.
- Lecture** Osservazione dei dettagli e verifica della conformità e del rispetto delle specifiche costruttive.
- Note**

Controlli Effettuati	Risultato
Ispezione Visiva	superato
Integrità meccanica	superato
Integrità funzionale (comandi, indicatore)	superato
Stato delle batterie, sorgente alimentazione	superato
Stabilizzazione termica	superato
Integrità Accessori	superato
Marcatura (min. marca, modello, s/n)	superato
Manuale Istruzioni	superato
Stato Strumento	Condizioni Buone

### - - Rilevamento Ambiente di Misura

- Scopo** Rilevamento dei parametri fisici dell'ambiente di misura.
- Descrizione** Lecture dei valori di Pressione Atmosferica Locale, Temperatura ed Umidità Relativa del laboratorio.
- Impostazioni** Attivazione degli strumenti necessari per le misure.
- Lecture** Lecture effettuate direttamente sugli strumenti (barometro, termometro ed igrometro).
- Note**

Riferimenti: Limiti: Patm=1013,25hpa ±20,0hpa - T aria=23,0°C ±3,0°C - UR=50,0% ±10,0%

Grandezza	Condizioni Iniziali	Condizioni Finali
Pressione Atmosferica	1006,9 hpa	1007,1 hpa
Temperatura	21,6 °C	21,5 °C
Umidità Relativa	50,9 UR%	51,0 UR%

### PR 15.01 - Indicazione alla Frequenza di Verifica della Taratura

- Scopo** Verifica dell'indicazione del livello alla frequenza prescritta, ed eventuale regolazione della sensibilità acustica dell'insieme fonometro-microfono, con lo scopo di predisporre lo strumento per le prove successive.
- Descrizione** La prova viene effettuata applicando il calibratore sonoro alla frequenza ed al livello prescritti dal costruttore dello strumento (per es. 1kHz @ 94 dB). Se l'utente non fornisce il calibratore od esso non va tarato congiuntamente al fonometro presso il laboratorio, si raccomanda l'uso del campione di Prima Linea, pistonofono di classe 0.
- Impostazioni** Ponderazione Lin (se disponibile, altrimenti ponderazione A), costante di tempo Fast (se disponibile altrimenti Slow), campo di misura principale (di riferimento) che comprende il livello di calibrazione, Indicazione Lp e Leq.
- Lecture** Lecture dell'indicazione del fonometro. Nel caso di taratura con il pistonofono con frequenza del segnale di calibrazione di 250 Hz e di impostazione della ponderazione "A", occorre sommare alla lettura 8,6 dB.
- Note**

Calibratore: CAL 31, s/n 84098 tarato da LAT 185 con certif. 11279 del 2022/01/05

Parametri	Valore	Livello	Lettura
Frequenza Calibratore	1000,00 Hz	Prima della Calibrazione	94,0 dB
Liv. Nominale del Calibratore	93,9 dB	Atteso Corretto	93,90 dB
		Finale di Calibrazione	93,9 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

## Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 5 di 11

Page 5 of 11

#### PR 15.02 - Rumore Autogenerato

**Scopo** E' la misura del rumore autogenerato dalla linea di misura completa, composta da fonometro, preamplificatore e microfono.

**Descrizione** Il sistema di misura viene isolato dall'ambiente inserendolo in un'apposita camera fonoisolata ed a tenuta stagna. Se il microfono ed il preamplificatore sono smontabili, solo essi vengono inseriti nella camera e vengono collegati al fonometro tramite un cavo di prolunga.

**Impostazioni** Ponderazione A, media temporale (Leq) oppure ponderazione temporale S se disponibile, altrimenti F, campo di massima sensibilità, Indicazione Lp e Leq.

**Letture** Si legge l'indicazione relativa al rumore autogenerato sul display del fonometro.

**Note**

**Metodo :** Rumore Massimo Lp(A): 18,5 dB

Grandezza	Misura
Livello Sonoro, Lp	17,1 dB(A)
Media Temporale, Leq	17,0 dB(A)

#### PR 15.04 - Ponderazione di Frequenza con segnali Acustici MF

**Scopo** Si verifica la risposta acustica del complesso fonometro-preamplificatore-microfono per la ponderazione C o per la ponderazione A tramite Calibratore Multifunzione.

**Descrizione** La prova viene effettuata inviando al microfono segnali acustici sinusoidali tramite il calibratore Multifunzione. Si inviano al microfono segnali sinusoidali. I segnali sono tali da produrre un livello equivalente a 94dB e frequenze corrispondenti ai centri banda di ottava a 125, 1k, 4k ed 8 kHz.

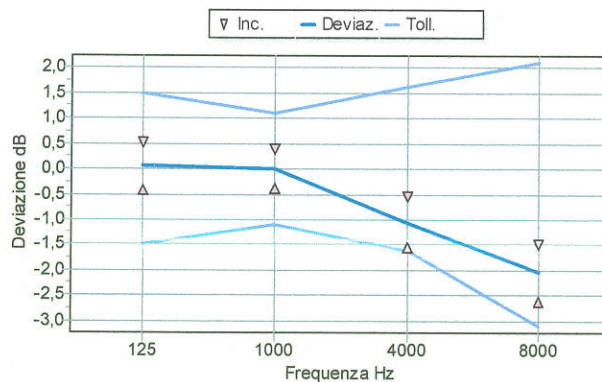
**Impostazioni** Ponderazione C (se disponibile) o Ponderazione A, Ponderazione temporale F (se disponibile), altrimenti ponderazione temporale S o Media Temporale, Campo di Misura Principale, Indicazione Lp e Leq.

**Letture** Lettura dell'indicazione del livello sul fonometro nell'impostazione selezionata, per ognuna delle frequenze stabilite.

**Note**

**Metodo :** Calibratore Multifunzione - Curva di Ponderazione: C - Freq. Normalizzazione: 1 kHz

Freq.	Let. 1	Let. 2	Media	Pond.	FF-MF	Access.	Deviaz.	Toll.	Incert.	Toll±Inc
125 Hz	93,9 dB	93,9 dB	93,9 dB	-0,2 dB	0,0 dB	0,0 dB	0,1dB	±1,5 dB	0,46 dB	±10 dB
1000 Hz	94,1dB	94,0 dB	94,1dB	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,1dB	0,38 dB	±0,7 dB
4000 Hz	92,2 dB	92,2 dB	92,2 dB	-0,8 dB	0,0 dB	0,0 dB	-1,0 dB	±1,6 dB	0,50 dB	±1,1dB
8000 Hz	89,0 dB	89,0 dB	89,0 dB	-3,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	-2,0 dB	-3,1,+2,1dB	0,58 dB	-2,5,+15 dB



#### PR 1.03 - Rumore Autogenerato

**Scopo** Misura del livello di rumore elettrico autogenerato dal fonometro.

**Descrizione** Si cortocircuita l'ingresso del fonometro con l'opportuno adattatore capacitivo montato sul preamplificatore microfonico. La capacità deve essere paragonabile a quella del microfono.

**Impostazioni** Ponderazione A (in alternativa Lin), Indicazione Leq (in alternativa Lp), Costante di tempo Slow, Campo di massima sensibilità.

**Letture** Lettura dell'indicatore del fonometro. Non sono previste tolleranze. Il valore letto deve essere riportato nel Rapporto di Prova.

**Note**

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 6 di 11

Page 6 of 11

Ponderazione	Livello Sonoro, Lp	Media Temporale, Leq
Curva Z	14,1 dB	14,0 dB
Curva A	8,8 dB	8,8 dB
Curva C	8,9 dB	8,8 dB

### PR 15.06 - Ponderazione di Frequenza con segnali Elettrici

**Scopo** Viene verificata elettricamente la risposta delle curve di ponderazione A, C e Z disponibili sul fonometro.

**Descrizione** Si effettua prima la regolazione a 1kHz generando un segnale sinusoidale continuo in modo da ottenere un livello pari al fondo scala del campo principale -45 dB sul fonometro. Si genera poi un segnale sinusoidale continuo alle frequenze di 63-125-50-500-2k-4k-8k-16Hz ad un livello pari a quello generato ad 1kHz corretto inversamente rispetto alla

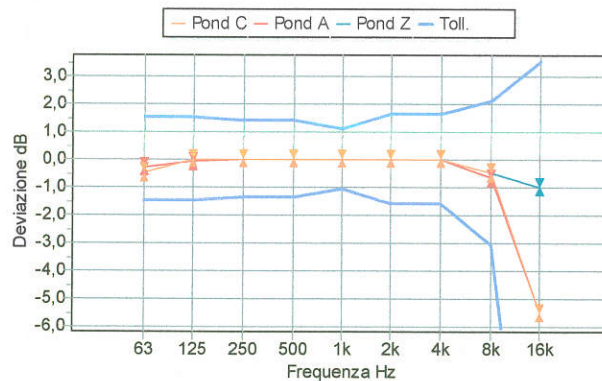
**Impostazioni** Ponderazione Temporale F e Media Temporale, campo di misurazione principale (campo di riferimento), Curve di ponderazione A, C e Z, Indicazione Lp e Leq.

**Lettura** Si registrano le deviazioni dei valori visualizzati dal fonometro, che indicano lo scostamento dal livello ad 1kHz. Ai valori letti si sottrae il livello registrato ad 1kHz, ottenendo lo scostamento relativo. A questi valori vengono aggiunte le correzioni relative all'uniformità di risposta in funzione della frequenza tipica del microfono e dell'effetto

**Note**

**Metodo :** Livello Ponderazione F

Frequenza	Dev.Curva Z	Dev.Curva A	Dev.Curva C	Toll.	Incert.	Toll±inc
63 Hz	-0,5 dB	-0,3 dB	-0,5 dB	±1,5 dB	0,15 dB	±14 dB
125 Hz	0,0 dB	-0,1 dB	0,0 dB	±1,5 dB	0,15 dB	±14 dB
250 Hz	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,4 dB	0,15 dB	±13 dB
500 Hz	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,4 dB	0,15 dB	±13 dB
1000 Hz	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±10 dB
2000 Hz	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,6 dB	0,15 dB	±15 dB
4000 Hz	0,0 dB	0,0 dB	0,0 dB	±1,6 dB	0,15 dB	±15 dB
8000 Hz	-0,5 dB	-0,7 dB	-0,5 dB	-3,1,+2,1 dB	0,15 dB	-3,0,+2,0 dB
16000 Hz	-10 dB	-5,5 dB	-5,5 dB	-17,0,+3,5 dB	0,15 dB	-16,9,+3,4 dB



### PR 15.07 - Ponderazione di Frequenza e Temporalità a 1 kHz

**Scopo** Verifica delle Ponderazioni in Frequenza e Temporalità a 1kHz.

**Descrizione** E' una prova duplice, atta a verificare al livello di calibrazione ed alla frequenza di 1kHz la coerenza di indicazione 1) delle ponderazioni in frequenza C, Z e Flat rispetto alla ponderazione A 2) delle ponderazioni temporali F e Media Temporale rispetto alla ponderazione S.

**Impostazioni** Campo di misura di Riferimento, 1) Ponderazione in Frequenza A ed a seguire C, Z e Flat con ponderazione temporale S; 2) Ponderazione Temporale S ed a seguire F e Media temporale con ponderazione in frequenza A.

**Lettura** Si annotano le indicazioni visualizzate dal fonometro e si calcolano gli scostamenti tra: 1) l'indicazione LA, S e LC, S - LZ, S - LF, S 2) l'indicazione LA, S e LA, F - Leq, A.

**Note**

**Metodo :** Livello di Riferimento = 94,0 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

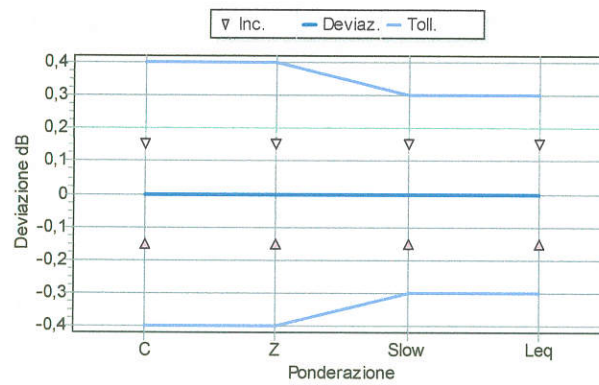
## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 7 di 11

Page 7 of 11

Ponderazioni	Letture	Deviazione	Toll.	Incert.	Toll±Inc
C	94,0 dB	0,0 dB	±0,4 dB	0,15 dB	±0,3 dB
Z	94,0 dB	0,0 dB	±0,4 dB	0,15 dB	±0,3 dB
Slow	94,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	0,15 dB	±0,2 dB
Leq	94,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	0,15 dB	±0,2 dB



### PR 15.08 - Linearità di livello nel campo di misura di Riferimento

**Scopo** E' la verifica della caratteristica di linearità del campo di misura di Riferimento del fonometro.

**Descrizione** Si effettua preventivamente la regolazione di Riferimento a 8 kHz generando un segnale sinusoidale continuo in modo da ottenere il livello desiderato sul fonometro (da reperire sul Manuale di Istruzioni). Si procede poi alla generazione dei livelli a passi prima di 5 dB poi di 1 dB incrementando o decrementando il livello a seconda della fase di misura.

**Impostazioni** Ponderazione in frequenza A, Ponderazione temporale F (se disponibile, altrimenti Media Temporale), Campo di misura di Riferimento.

**Letture** Si registra il livello letto ad ogni nuovo livello generato, ponendo attenzione nelle fasi finali alle indicazioni di overload od under-range. La deviazione deve rientrare nelle tolleranze.

**Note**

**Metodo** : Livello Ponderazione F - Livello di Riferimento = 94,0 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



**CENTRO DI TARATURA LAT N° 185**

*Calibration Centre*

**Laboratorio Accreditato di Taratura**

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

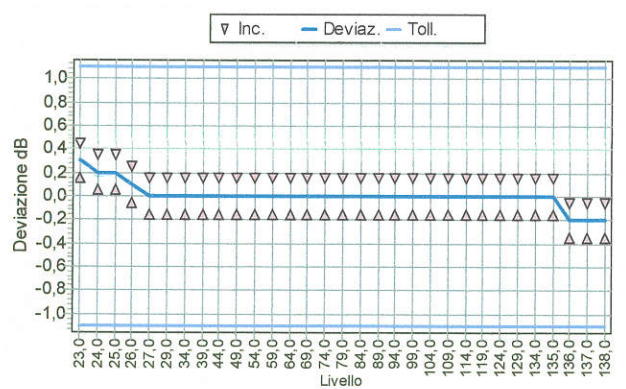
**CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280**

*Certificate of Calibration*

Pagina 8 di 11

Page 8 of 11

Livello	Letture	Deviazione	Toll.	Incert.	Toll±Inc
23,0 dB	23,3 dB	0,3 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
24,0 dB	24,2 dB	0,2 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
25,0 dB	25,2 dB	0,2 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
26,0 dB	26,1 dB	0,1 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
27,0 dB	27,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
29,0 dB	29,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
34,0 dB	34,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
39,0 dB	39,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
44,0 dB	44,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
49,0 dB	49,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
54,0 dB	54,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
59,0 dB	59,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
64,0 dB	64,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
69,0 dB	69,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
74,0 dB	74,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
79,0 dB	79,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
84,0 dB	84,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
89,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
94,0 dB	94,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
99,0 dB	99,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
104,0 dB	104,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
109,0 dB	109,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
114,0 dB	114,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
119,0 dB	119,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
124,0 dB	124,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
129,0 dB	129,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
134,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
135,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
136,0 dB	135,8 dB	-0,2 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
137,0 dB	136,8 dB	-0,2 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB
138,0 dB	137,8 dB	-0,2 dB	±1,1 dB	0,15 dB	±1,0 dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 9 di 11

Page 9 of 11

### PR 15.09 - Linearità di livello comprendente il selettore del campo di misura

**Scopo** E' la verifica della caratteristica di linearità del selettore dei campi di misura, e quindi dei range secondari disponibili sul fonometro.

**Descrizione** Si invia un segnale sinusoidale a 1kHz e: 1) si effettua la selezione dei campi secondari mantenendo il livello originario e registrando le indicazioni del fonometro 2) si imposta il generatore in modo che il livello atteso sia 5 dB inferiore al limite superiore del campo di riferimento, e si registrano i livelli indicati ad ogni selezione di un range disponibile.

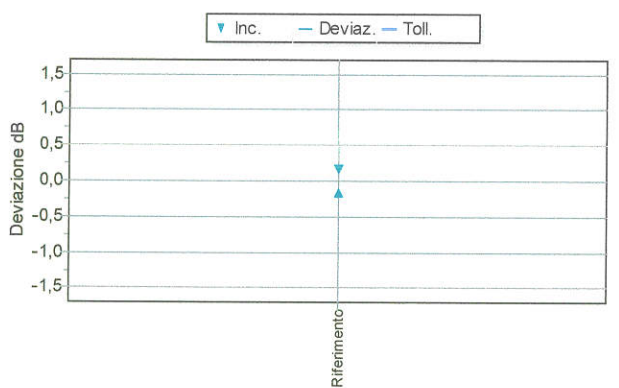
**Impostazioni** Ponderazione in frequenza A, Ponderazione temporale F (se disponibile, altrimenti Media Temporale), Campo di misura di Riferimento) e successivamente Range Secondari.

**Letture** Si annotano i livelli visualizzati dal fonometro. Si calcolano gli scostamenti tra i livelli indicati dal fonometro e quelli attesi.

**Note**

**Metodo :** Livello Ponderazione F

Campo	Atteso	Letture	Deviazione	Toll.	Incert.	Toll±Inc
Riferimento	94,0 dB	94,0 dB	0,0 dB	±1,1dB	0,15 dB	±10 dB



### PR 15.10 - Risposta ai treni d'Onda

**Scopo** Viene verificata la risposta del fonometro a segnali di breve durata (treni d'onda).

**Descrizione** Si inviano treni d'onda a 4kHz (tali che le sinusoidi inizino e terminino esattamente allo zero crossing) con diverse durate (differenti a seconda della costante di tempo selezionata).

**Impostazioni** Campo di misura di Riferimento, Ponderazione in frequenza A, Ponderazioni temporali S, F, Esposizione sonora o Media Temporale, indicazione Livello Massimo.

**Letture** Viene letta l'indicazione del livello massimo sul fonometro e valutato lo scostamento tra i livelli indicati e quelli attesi calcolati (teorici).

**Note**

**Metodo :** Livello di Riferimento = 135,0 dB

Tipi Treni d'Onda	Letture	Risposta	Deviaz.	Toll.	Incert.	Toll±Inc
FAST 200ms	134,0 dB	-10 dB	0,0 dB	±0,8 dB	0,15 dB	±0,7 dB
FAST 2 ms	117,0 dB	-18,0 dB	0,0 dB	-1,8..+1,3 dB	0,15 dB	-1,7..+1,2 dB
FAST 0,25 ms	107,9 dB	-27,0 dB	-0,1dB	-3,3..+1,3 dB	0,15 dB	-3,2..+1,2 dB
SLOW 200 ms	127,5 dB	-7,4 dB	-0,1dB	±0,8 dB	0,15 dB	±0,7 dB
SLOW 2 ms	108,0 dB	-27,0 dB	0,0 dB	-3,3..+1,3 dB	0,15 dB	-3,2..+1,2 dB
SEL 200ms	128,0 dB	-7,0 dB	0,0 dB	±0,8 dB	0,15 dB	±0,7 dB
SEL 2 ms	108,0 dB	-27,0 dB	0,0 dB	-1,8..+1,3 dB	0,15 dB	-1,7..+1,2 dB
SEL 0,25 ms	99,0 dB	-36,0 dB	0,0 dB	-3,3..+1,3 dB	0,15 dB	-3,2..+1,2 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



**CENTRO DI TARATURA LAT N° 185**

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



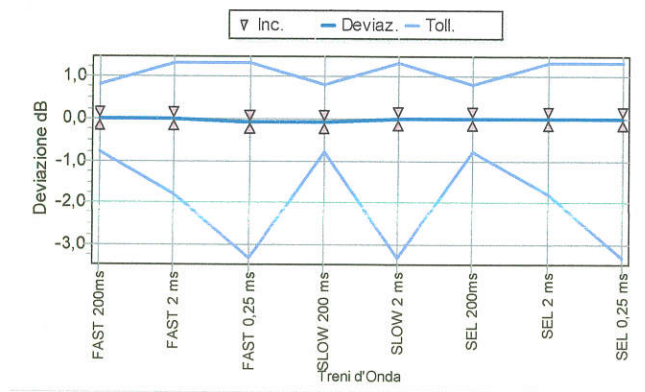
**LAT N°185**

**CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280**

Certificate of Calibration

Pagina 10 di 11

Page 10 of 11



**PR 15.11 - Livello Sonoro Picco C**

**Scopo** E' la verifica del circuito rilevatore di segnali di picco con pesatura C e della sua linearita' ai segnali impulsivi.

**Descrizione** Si iniettano in due fasi distinte della prova i segnali che consistono in una sinusoide completa ad 8 kHz e mezzi cicli (positivi e negativi) di una sinusoide a 500 Hz.

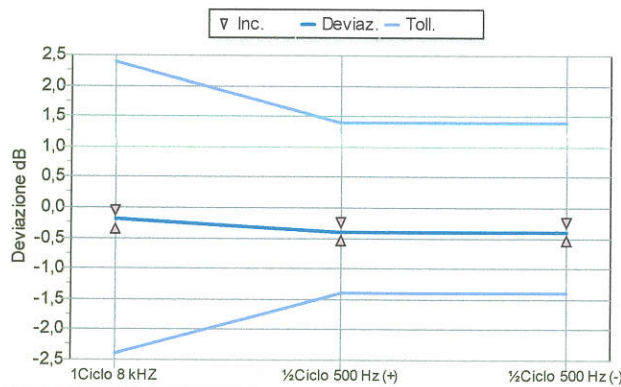
**Impostazioni** Ponderazione in frequenza C, Ponderazione temporale F (se disponibile o Media Temporale), indicazione Leq.

**Letture** Si annotano le indicazioni visualizzate dal fonometro nelle impostazioni consigliate. Viene calcolato lo scostamento tra la lettura effettuata e l'indicazione prodotta con il segnale stazionario.

**Note**

**Metodo :** Livello Ponderazione F - Livello di Riferimento= 132,0 dB

Segnali	Letture	Risposta	Devi.	Toll.	Incert.	Toll±Inc
1Ciclo 8 kHz	135,2 dB	3,4 dB	-0,2 dB	±2,4 dB	0,15 dB	±2,3 dB
½Cyc.500Hz (+)	134,0 dB	2,4 dB	-0,4 dB	±1,4 dB	0,15 dB	±1,3 dB
½Cyc.500Hz (-)	134,0 dB	2,4 dB	-0,4 dB	±1,4 dB	0,15 dB	±1,3 dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO





## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11280

Certificate of Calibration

Pagina 11 di 11

Page 11 of 11

#### PR 15.12 - Indicazione di Sovraccarico

**Scopo** Verifica del corretto funzionamento dell'indicatore del sovraccarico.

**Descrizione** Si inviano in due fasi distinte mezzi cicli positivi e negativi a 4kHz il cui livello deve essere incrementato (per passi di 0,5 dB) fino alla prima indicazione di sovraccarico (esclusa). Si procede poi per incrementi più fini, cioè a passo di 0,1dB fino alla successiva indicazione di sovraccarico.

**Impostazioni** Ponderazione in frequenza A, Media Temporale, indicazione Leq, campo di minor sensibilità. Vengono registrati i primi valori di livello del segnale che hanno fornito l'indicazione di overload, con la precisione di 0,1dB.

**Letture** La differenza tra i livelli dei segnali positivi e negativi che hanno provocato la prima indicazione di sovraccarico non deve superare le tolleranze indicate.

#### Note

Liv. riferimento	Ciclo Positivo	Ciclo Negativo	Deviaz.	Toll.	Incert.	Toll±Inc
137,0 dB	138,2 dB	137,9 dB	0,3 dB	±1,8 dB	0,21dB	±1,6 dB

L'Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 1 di 13

Page 1 of 13

- Data di Emissione: 2022/01/05  
*date of Issue*

- cliente Sit&a S.r.l.  
*customer*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- destinatario Sit&a S.r.l.  
*addressee*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- richiesta 507/21  
*application*

- in data 2021/12/21  
*date*

- Si riferisce a:  
*Referring to*

- oggetto Fonometro  
*Item*

- costruttore 01 dB  
*manufacturer*

- modello Fusion  
*model*

- matricola 11126 1/30tt.  
*serial number*

- data delle misure 2022/01/05  
*date of measurements*

- registro di laboratorio 11281  
*laboratory reference*

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N. 185 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 ed 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.

*This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT No. 185 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 applicando le procedure citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i Campioni di Riferimento da cui inizia la catena di riferibilità del Centro ed 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 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 al livello di fiducia di circa il 95%. Normalmente tale fattore 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.*

Il Responsabile del Centro  
*Head of the Centre*



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

#### Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 2 di 13

Page 2 of 13

Di seguito vengono riportate le seguenti informazioni:

*In the following information is reported about:*

- la descrizione dell'oggetto in taratura (se necessaria);  
*- description of the item to be calibrated (if necessary);*
- l'identificazione delle procedure in base alle quali sono state eseguite le tarature;  
*- technical procedures used for calibration performed;*
- i Campioni di Riferimento da cui ha inizio la catena della riferibilità del Centro;  
*- reference standards from which traceability chain is originated in the Centre;*
- gli estremi dei certificati di taratura di tali campioni e l'Ente che li ha emessi;  
*- the relevant calibration certificates of those standards with the issuing Body;*
- luogo di taratura (se effettuata fuori dal laboratorio);  
*- site of calibration (if different from the Laboratory);*
- condizioni ambientali e di taratura;  
*- calibration and environmental conditions;*
- i risultati delle tarature e la loro incertezza estesa.  
*- calibration results and their expanded uncertainty.*

#### Strumenti sottoposti a verifica

*Instrumentation under test*

Strumento	Costruttore	Modello	Serie/Matricola	Classe
Fonometro	01 dB	Fusion	11126 1/3Ott.	Classe 1
Preamplificatore	01 dB	Integrated	N.p.	-

#### Normative e prove utilizzate

*Standards and used tests*

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure : Filtri 61260 - PR 6 - Rev. 1/2016

*The measurement result reported in this Certificate were obtained following the Procedures:*

Il gruppo di strumenti analizzato è stato verificato seguendo le normative: IEC 61260:2002 - EN 61260:2002 - CEI EN 61260:2002

*The devices under test was calibrated following the Standards:*

#### Catena di Riferibilità e Campioni di Riferimento - Strumentazione utilizzata per la taratura

*Traceability and First Line Standards - Instrumentation used for the measurements*

Strumento	Tipo	Marca e modello	N. Serie	Certificato N.	Data Emiss.	Ente validante
Multimetro	R	Agilent 34401A	MY41043722	LAT 019 643 B	21/03/09	AVIATRONIK
Barometro	R	Druck DPI 142	2125275	124-SM-21	21/03/12	WKA
Termoigrometro	R	Rotronic HL-1D	A 17 12 1390	21-SU-0298-0297	21/03/11	CAMAR
Attenuatore	L	ASIC	C1001	1406	22/01/03	SONORA - PR 8
Generatore	L	Stanford Research DS360	6101	1405	22/01/03	SONORA - PR 7

#### Capacità metrologiche ed incertezze del Centro

*Metrological abilities and uncertainties of the Centre*

Grandezze	Strumento	Gamme Livelli	Gamme Frequenze	Incertezze
Livello di Pressione Sonora	Filtri Bande 1/3 Ottava	25 - 140 dB	20 - 20000 Hz	0,28 - 2 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

#### Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 3 di 13  
Page 3 of 13

#### Condizioni ambientali durante la misura

Environmental parameters during measurements

Pressione Atmosferica **1006,2 hPa ± 0,5 hPa** (rif. 1013,3 hPa ± 20,0 hPa)  
Temperatura **22,2 °C ± 1,0°C** (rif. 23,0 °C ± 3,0 °C)  
Umidità Relativa **48,2 UR% ± 3 UR%** (rif. 50,0 UR% ± 10,0 UR%)

#### Modalità di esecuzione delle Prove

Directions for the testings

Sugli elementi sotto verifica vengono eseguite misure acustiche ed elettriche. Le prove acustiche vengono effettuate tenendo conto delle condizioni fisiche al contorno e dopo un adeguato tempo di acclimatamento e preriscaldamento degli strumenti. Le prove elettriche vengono invece eseguite utilizzando adattatori capacitivi di adeguata impedenza. Le unità di misura "dB" utilizzate nel presente certificato sono valori di pressione assoluta riferiti a 20 microPa.

#### Elenco delle Prove effettuate

Test List

Nelle pagine successive sono descritte le singole prove nei loro dettagli esecutivi e vengono indicati i parametri di prova utilizzati, i risultati ottenuti, le deviazioni riscontrate, gli scostamenti e le tolleranze ammesse dalla normativa considerata.

Codice	Denominazione	Revisione	Categoria	Complesso	Incertezza	Esito
-	Ispezione Preliminare	2011-05	Generale		-	-
-	Rilevamento Ambiente di Misura	2011-05	Generale		-	-
PR 6.01	Verifica dell'Attenuazione Relativa	2016-01	Elettrica	FP	0,27..2,00 dB	-
PR 6.02	Verifica del Campo di Funzionamento Lineare	2016-01	Elettrica	FP	0,16 dB	-
PR 6.03	Verifica del funzionamento in Tempo Reale	2016-01	Elettrica	FP	0,12 dB	-
PR 6.04	Verifica del Filtro Anti-Aliasing	2016-01	Elettrica	FP	0,91 dB	-
PR 6.05	Verifica della Somma dei Segnali in Uscita	2016-01	Elettrica	FP	0,09 dB	-

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

#### Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 4 di 13  
Page 4 of 13

#### - - Ispezione Preliminare

**Scopo** Verifica della integrità e della funzionalità del DUT.

**Descrizione** Ispezione visiva e meccanica.

**Impostazioni** Effettuazione del preriscaldamento del DUT come prescritto dalla casa costruttrice.

**Lecture** Osservazione dei dettagli e verifica della conformità e del rispetto delle specifiche costruttive.

**Note**

##### Controlli Effettuati

Ispezione Visiva  
Integrità meccanica  
Integrità funzionale (comandi, indicatore)  
Stato delle batterie, sorgente alimentazione  
Stabilizzazione termica  
Integrità Accessori  
Marcatura (min. marca, modello, s/n)  
Manuale Istruzioni  
Stato Strumento

##### Risultato

superato  
superato  
superato  
superato  
superato  
superato  
superato  
superato  
Condizioni Buone

#### - - Rilevamento Ambiente di Misura

**Scopo** Rilevamento dei parametri fisici dell'ambiente di misura.

**Descrizione** Lecture dei valori di Pressione Atmosferica Locale, Temperatura ed Umidità Relativa del laboratorio.

**Impostazioni** Attivazione degli strumenti necessari per le misure.

**Lecture** Lecture effettuate direttamente sugli strumenti (barometro, termometro ed igrometro).

**Note**

**Riferimenti:** Limiti: Patm=1013,25hpa ±20,0hpa - T aria=23,0°C ±3,0°C - UR=50,0% ±10,0%

Grandezza	Condizioni Iniziali	Condizioni Finali
Pressione Atmosferica	1006,2 hpa	1005,5 hpa
Temperatura	22,2 °C	22,1 °C
Umidità Relativa	48,2 UR%	48,0 UR%

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

## Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 5 di 13

Page 5 of 13

#### PR 6.01 - Verifica dell'Attenuazione Relativa

**Scopo** Determinazione della caratteristica di attenuazione relativa curva di (risposta in frequenza) del filtro.

**Descrizione** Prova sulle bande estreme più 3 bande (2 per i filtri 1/1) con invio di segnali sinusoidali continui di livello inf. a 1dB dal limite superiore del campo principale, e di frequenze secondo la norma assegnata.

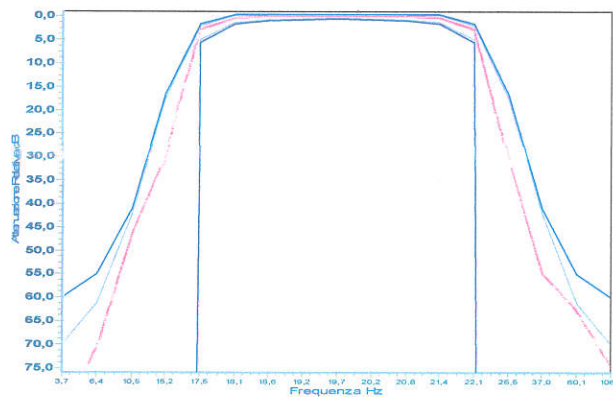
**Impostazioni** Ponderazione Lin, indicazione Lp, costante di tempo Fast, campo di misura principale.

**Letture** Indicazione sull'analizzatore.

**Note**

**Metodo :** Filtro Banda 20 Hz - Livello di Test = 136,0 dB

Frequenza	Letture	Attenuazione	Toll. C11	Toll. C12
3,7 Hz	51,2 dB	84,8 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
6,4 Hz	65,6 dB	70,4 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
10,5 Hz	89,6 dB	46,4 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
15,2 Hz	106,5 dB	29,5 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
17,5 Hz	133,2 dB	2,8 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
18,1 Hz	135,7 dB	0,3 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
18,6 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
19,2 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
19,7 Hz	136,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
20,2 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
20,8 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
21,4 Hz	135,7 dB	0,3 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
22,1 Hz	133,2 dB	2,8 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
25,5 Hz	105,6 dB	30,4 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
37,0 Hz	81,2 dB	54,8 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
60,1 Hz	73,2 dB	62,8 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
106,1 Hz	61,2 dB	74,8 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

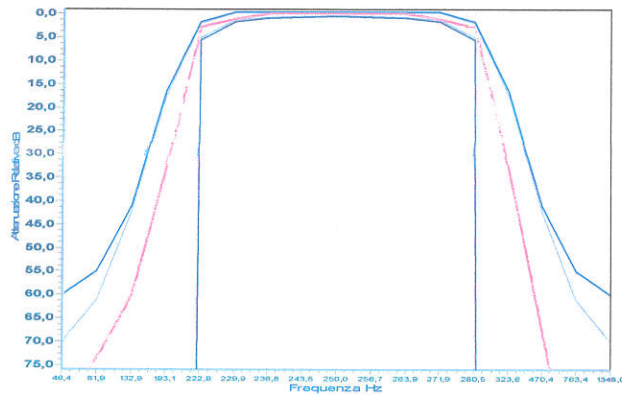
Certificate of Calibration

Pagina 6 di 13

Page 6 of 13

Metodo : Filtro Banda 250 Hz - Livello di Test = 136,0 dB

Frequenza	Letture	Attenuazione	Toll. C11	Toll. C12
46,4 Hz	52,3 dB	83,7 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
81,9 Hz	62,2 dB	73,8 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
132,9 Hz	75,6 dB	60,4 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
193,1 Hz	102,4 dB	33,6 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
222,8 Hz	133,2 dB	2,8 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
229,9 Hz	135,0 dB	1,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
236,8 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
243,5 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
250,0 Hz	136,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
256,7 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
263,9 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
271,9 Hz	135,0 dB	1,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
280,5 Hz	133,0 dB	3,0 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
323,6 Hz	103,6 dB	32,4 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
470,4 Hz	68,9 dB	67,1 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
763,4 Hz	35,6 dB	100,4 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
1348,0 Hz	21,5 dB	114,5 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

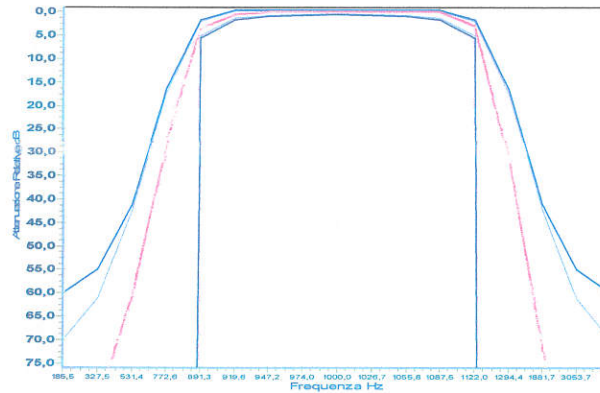
Certificate of Calibration

Pagina 7 di 13

Page 7 of 13

Metodo : Filtro Banda 1k Hz - Livello di Test = 136,0 dB

Frequenza	Lettura	Attenuazione	Toll. C11	Toll. C12
185,5 Hz	34,6 dB	101,4 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
327,5 Hz	52,7 dB	83,3 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
531,4 Hz	75,6 dB	60,4 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
772,6 Hz	107,6 dB	28,4 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
891,3 Hz	132,6 dB	3,4 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
919,6 Hz	135,6 dB	0,4 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
947,2 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
974,0 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
1000,0 Hz	136,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
1026,7 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
1055,8 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
1087,5 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
1122,0 Hz	133,0 dB	3,0 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
1294,4 Hz	104,7 dB	31,3 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
1881,7 Hz	64,6 dB	71,4 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
3053,7 Hz	21,3 dB	114,7 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
5392,0 Hz	21,2 dB	114,8 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO





# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

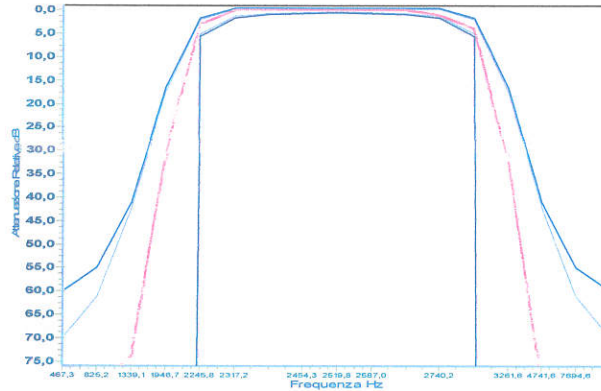
Certificate of Calibration

Pagina 8 di 13

Page 8 of 13

Metodo : Filtro Banda 2.5k Hz - Livello di Test = 136,0 dB

Frequenza	Letture	Attenuazione	Toll. C11	Toll. C12
467,3 Hz	51,3 dB	84,7 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
825,2 Hz	54,5 dB	81,5 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
1339,1 Hz	62,5 dB	73,5 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
1946,7 Hz	105,5 dB	30,5 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
2245,8 Hz	133,0 dB	3,0 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
2317,2 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
2386,7 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
2454,3 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
2519,8 Hz	136,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
2587,0 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
2660,3 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
2740,2 Hz	135,0 dB	1,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
2827,3 Hz	132,1 dB	3,9 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
3261,6 Hz	103,5 dB	32,5 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
4741,6 Hz	56,0 dB	80,0 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
7694,6 Hz	25,7 dB	110,3 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
13586,6 Hz	25,3 dB	110,7 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

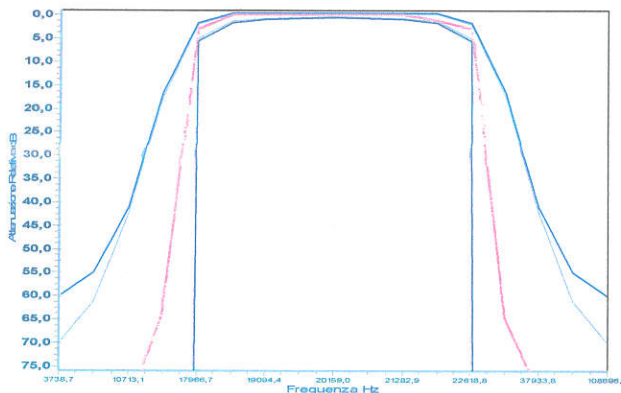
Certificate of Calibration

Pagina 9 di 13

Page 9 of 13

Metodo : Filtro Banda 20k Hz - Livello di Test = 136,0 dB

Frequenza	Letture	Attenuazione	Toll. C11	Toll. C12
3738,7 Hz	35,6 dB	100,4 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
6601,7 Hz	35,6 dB	100,4 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
10713,1 Hz	51,2 dB	84,8 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
15574,2 Hz	72,2 dB	63,8 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
17966,7 Hz	133,0 dB	3,0 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
18537,8 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
19094,4 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
19635,3 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
20159,0 Hz	136,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
20696,6 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,4 dB	-0,5..+0,6 dB
21282,9 Hz	136,0 dB	0,0 dB	-0,3..+0,6 dB	-0,5..+0,8 dB
21922,1 Hz	135,0 dB	1,0 dB	-0,3..+1,3 dB	-0,5..+1,6 dB
22618,8 Hz	133,1 dB	2,9 dB	2,0..+5,0 dB	1,6..+5,5 dB
26093,2 Hz	71,4 dB	64,6 dB	17,5..+INF dB	16,5..+INF dB
37933,8 Hz	56,2 dB	79,8 dB	42,0..+INF dB	41,0..+INF dB
61558,5 Hz	50,6 dB	85,4 dB	61,0..+INF dB	55,0..+INF dB
108696,3 Hz	54,3 dB	81,7 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



### PR 6.02 - Verifica del Campo di Funzionamento Lineare

**Scopo** Verifica delle caratteristiche di linearità in ampiezza del filtro nei campi di indicazione principale e secondari.

**Descrizione** Si invia un segnale sinusoidale ad almeno 3 frequenze (più bassa e più alta incluse) con ampiezza variabile in passi di 5 dB tranne agli estremi del campo (passo 1dB) tra gli estremi del campo.

**Impostazioni** Ponderazione Lin, indicazione Lp, costante di Tempo Fast, campo di Misura principale.

**Letture** Lettura dell'indicazione sull'analizzatore.

**Note**

**Campo :** PRI: 20-137 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

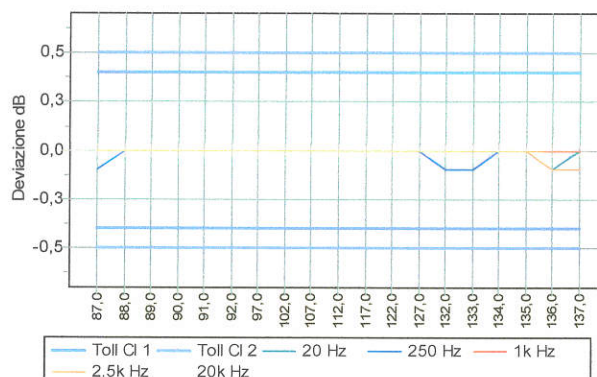
## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 10 di 13

Page 10 of 13

Livello	20 Hz	Deviaz.	250 Hz	Deviaz.	1k Hz	Deviaz.	2.5k Hz	Deviaz.	20k Hz	Deviaz.	Toll. C11	Toll. C12
87,0 dB	86,9 dB	-0,1dB	86,9 dB	-0,1dB	87,0 dB	0,0 dB	87,0 dB	0,0 dB	87,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
88,0 dB	88,0 dB	0,0 dB	88,0 dB	0,0 dB	88,0 dB	0,0 dB	88,0 dB	0,0 dB	88,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
89,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	89,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
90,0 dB	90,0 dB	0,0 dB	90,0 dB	0,0 dB	90,0 dB	0,0 dB	90,0 dB	0,0 dB	90,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
91,0 dB	91,0 dB	0,0 dB	91,0 dB	0,0 dB	91,0 dB	0,0 dB	91,0 dB	0,0 dB	91,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
92,0 dB	92,0 dB	0,0 dB	92,0 dB	0,0 dB	92,0 dB	0,0 dB	92,0 dB	0,0 dB	92,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
97,0 dB	97,0 dB	0,0 dB	97,0 dB	0,0 dB	97,0 dB	0,0 dB	97,0 dB	0,0 dB	97,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
102,0 dB	102,0 dB	0,0 dB	102,0 dB	0,0 dB	102,0 dB	0,0 dB	102,0 dB	0,0 dB	102,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
107,0 dB	107,0 dB	0,0 dB	107,0 dB	0,0 dB	107,0 dB	0,0 dB	107,0 dB	0,0 dB	107,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
112,0 dB	112,0 dB	0,0 dB	112,0 dB	0,0 dB	112,0 dB	0,0 dB	112,0 dB	0,0 dB	112,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
117,0 dB	117,0 dB	0,0 dB	117,0 dB	0,0 dB	117,0 dB	0,0 dB	117,0 dB	0,0 dB	117,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
122,0 dB	122,0 dB	0,0 dB	122,0 dB	0,0 dB	122,0 dB	0,0 dB	122,0 dB	0,0 dB	122,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
127,0 dB	127,0 dB	0,0 dB	127,0 dB	0,0 dB	127,0 dB	0,0 dB	127,0 dB	0,0 dB	127,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
132,0 dB	132,0 dB	0,0 dB	131,9 dB	-0,1dB	132,0 dB	0,0 dB	132,0 dB	0,0 dB	132,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
133,0 dB	133,0 dB	0,0 dB	132,9 dB	-0,1dB	133,0 dB	0,0 dB	133,0 dB	0,0 dB	133,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
134,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	134,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
135,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	135,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
136,0 dB	135,9 dB	-0,1dB	136,0 dB	0,0 dB	136,0 dB	0,0 dB	135,9 dB	-0,1dB	136,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB
137,0 dB	137,0 dB	0,0 dB	137,0 dB	0,0 dB	137,0 dB	0,0 dB	136,9 dB	-0,1dB	137,0 dB	0,0 dB	±0,40 dB	±0,50 dB



### PR 6.03 - Verifica del funzionamento in Tempo Reale

**Scopo** Si controllano le caratteristiche di risposta del filtro ad una variazione continua di frequenza.

**Descrizione** Si invia un segnale di ampiezza pari a 3 dB inferiore al massimo livello del campo primario e di frequenza variabile dalla metà della più bassa Freq. centrale al doppio della massima Freq. centrale alla modulazione al massimo di 0,5decadi/sec.

**Impostazioni** Ponderazione Lin, indicazione Leq, campo di misura principale, costante di tempo Fast.

**Lecture** Lettura dell'indicazione Leq dell'analizzatore per ogni filtro.

**Note**

**Parametri** : Liv.Riferimento=134,0dB - Tsw eep=20s - Taverage=25s - Vel.Vobulaz.=0,180dec/sec

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



**CENTRO DI TARATURA LAT N° 185**

*Calibration Centre*

**Laboratorio Accreditato di Taratura**

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

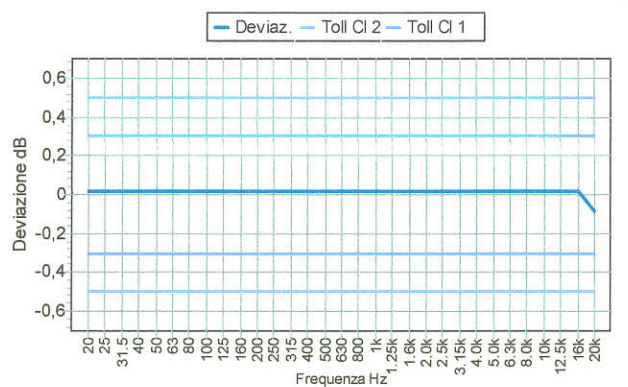
**CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281**

*Certificate of Calibration*

Pagina 11 di 13

Page 11 of 13

Freq. Filtro	Let. Leq	Le Teorico	Ris.Integrata	Deviaz.	Toll. C11	Toll. C12
20 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
25 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
31.5 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
40 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
50 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
63 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
80 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
100 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
125 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
160 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
200 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
250 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
315 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
400 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
500 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
630 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
800 Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
1k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
1.25k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
1.6k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
2.0k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
2.5k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
3.15k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
4.0k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
5.0k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
6.3k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
8.0k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
10k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
12.5k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
16k Hz	117,5 dB	117,5 dB	0,0 dB	0,0 dB	±0,3 dB	±0,5 dB
20k Hz	117,4 dB	117,5 dB	0,0 dB	-0,1 dB	±0,3 dB	±0,5 dB



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281

Certificate of Calibration

Pagina 12 di 13  
Page 12 of 13

#### PR 6.04 - Verifica del Filtro Anti-Aliasing

**Scopo** Si verifica che non esistano interferenze tra il segnale di ingresso ed il processo di campionamento (verifica di funzionamento del filtro anti-aliasing).

**Descrizione** Si invia un segnale di ampiezza pari al limite superiore del campo primario e di frequenza pari alla differenza tra quella di campionamento e le 3 frequenze scelte per ognuna delle decadi.

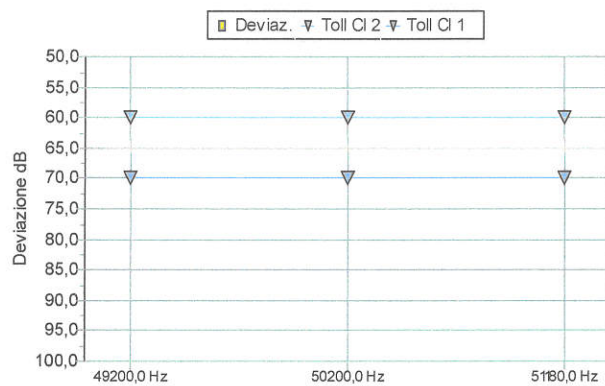
**Impostazioni** Ponderazione Lin, indicazione Max-Hold, costante di tempo Fast, campo di misura principale.

**Letture** Lettura dell'indicazione dell'analizzatore.

**Note**

**Parametri:** Livello di Riferimento =137,0 dB - Freq. di Campionamento=51200,0 Hz

Filtro Bnd	Frequenza	Liv.Gen.	Letture	Deviaz.	Toll.C11	Toll.C12
20 Hz	51180,0 Hz	137,0 dB	22,6 dB	114,4 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
1k Hz	50200,0 Hz	137,0 dB	31,6 dB	105,4 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB
2.0k Hz	49200,0 Hz	137,0 dB	35,6 dB	101,4 dB	70,0..+INF dB	60,0..+INF dB



#### PR 6.05 - Verifica della Somma dei Segnali in Uscita

**Scopo** Si controlla che un segnale di frequenza non coincidente con un valore di banda del filtro venga correttamente misurato.

**Descrizione** Invio di un segnale sinusoidale di ampiezza inferiore di 1dB al limite superiore del Campo Principale ed alle Frequenze di Taglio del filtro.

**Impostazioni** Ponderazione Lin, Max Hold, costante di Tempo Fast, campo di misura principale, Indicazione Lp dell'analizzatore.

**Letture** Si esegue la somma logaritmica delle letture dei livelli delle bande interessate.

**Note**

**Parametri:** Livello di Riferimento =136,0 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



**CENTRO DI TARATURA LAT N° 185**

*Calibration Centre*

**Laboratorio Accreditato di Taratura**

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

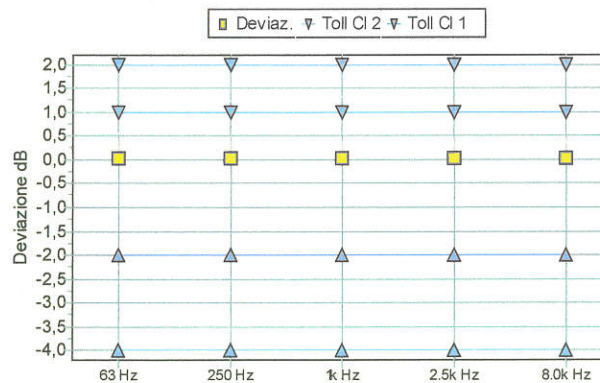
**CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11281**

*Certificate of Calibration*

Pagina 13 di 13

Page 13 of 13

Frequenze	Freq. Filtri	Letture	Somma	Deviaz.	Toll.CI1	Toll.CI2
63 Hz Nominale			136,0 dB	0,0 dB	-2,0..+1,0 dB	-4,0..+2,0 dB
Inf.A(j-1)	50 Hz	109,0 dB				
T est 62,500Hz	63 Hz	136,0 dB				
Sup.A(j+1)	80 Hz	111,9 dB				
250 Hz Nominale			136,0 dB	0,0 dB	-2,0..+1,0 dB	-4,0..+2,0 dB
Inf.A(j-1)	200 Hz	109,8 dB				
T est 250,000Hz	250 Hz	136,0 dB				
Sup.A(j+1)	315 Hz	112,0 dB				
1k Hz Nominale			136,0 dB	0,0 dB	-2,0..+1,0 dB	-4,0..+2,0 dB
Inf.A(j-1)	800 Hz	87,0 dB				
T est 1000,000Hz	1k Hz	136,0 dB				
Sup.A(j+1)	1.25k Hz	112,1 dB				
2.5k Hz Nominale			136,0 dB	0,0 dB	-2,0..+1,0 dB	-4,0..+2,0 dB
Inf.A(j-1)	2.0k Hz	109,0 dB				
T est 2519,800Hz	2.5k Hz	136,0 dB				
Sup.A(j+1)	3.15k Hz	111,8 dB				
8.0k Hz Nominale			136,0 dB	0,0 dB	-2,0..+1,0 dB	-4,0..+2,0 dB
Inf.A(j-1)	6.3k Hz	109,8 dB				
T est 8000,000Hz	8.0k Hz	136,0 dB				
Sup.A(j+1)	10k Hz	112,0 dB				



L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11279

Certificate of Calibration

Pagina 1 di 5  
Page 1 of 5

- Data di Emissione: 2022/01/05  
*date of Issue*

- cliente Sit&a S.r.l.  
*customer*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- destinatario Sit&a S.r.l.  
*addressee*  
Via Ostea Mazzitelli, 264  
70124 - Bari (BA)

- richiesta 507/21  
*application*

- in data 2022/12/21  
*date*

- Si riferisce a:  
*Referring to*

- oggetto Calibratore  
*Item*

- costruttore 01dB  
*manufacturer*

- modello CAL31  
*model*

- matricola 84098  
*serial number*

- data delle misure 2022/01/05  
*date of measurements*

- registro di laboratorio 11279  
*laboratory reference*

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N. 185 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 ed 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.

*This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT No. 185 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 applicando le procedure citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i Campioni di Riferimento da cui inizia la catena di riferibilità del Centro ed 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 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 al livello di fiducia di circa il 95%. Normalmente tale fattore 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.*

Il Responsabile del Centro  
*Head of the Centre*

*Baruto Tonolo*



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

## Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11279

Certificate of Calibration

Pagina 2 di 5

Page 2 of 5

Di seguito vengono riportate le seguenti informazioni:

*In the following information is reported about:*

- la descrizione dell'oggetto in taratura (se necessaria);  
*- description of the item to be calibrated (if necessary);*
- l'identificazione delle procedure in base alle quali sono state eseguite le tarature;  
*- technical procedures used for calibration performed;*
- i Campioni di Riferimento da cui ha inizio la catena della riferibilità del Centro;  
*- reference standards from which traceability chain is originated in the Centre;*
- gli estremi dei certificati di taratura di tali campioni e l'Ente che li ha emessi;  
*- the relevant calibration certificates of those standards with the issuing Body;*
- luogo di taratura (se effettuata fuori dal laboratorio);  
*- site of calibration (if different from the Laboratory);*
- condizioni ambientali e di taratura;  
*- calibration and environmental conditions;*
- i risultati delle tarature e la loro incertezza estesa.  
*- calibration results and their expanded uncertainty.*

#### Strumenti sottoposti a verifica

*Instrumentation under test*

Strumento	Costruttore	Modello	Serie/Matricola	Classe
Calibratore	01dB	CAL31	84098	Classe 1

#### Normative e prove utilizzate

*Standards and used tests*

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure : Calibratori - PR 4 - Rev. 1/2016

*The measurement result reported in this Certificate were obtained following the Procedures:*

Il gruppo di strumenti analizzato è stato verificato seguendo le normative: IEC 60942:2003 - EN 60942:2003 - CEI EN 60942:2003

*The devices under test was calibrated following the Standards:*

#### Catena di Riferibilità e Campioni di Riferimento - Strumentazione utilizzata per la taratura

*Traceability and First Line Standards - Instrumentation used for the measurements*

Strumento	Tipo	Marca e modello	N. Serie	Certificato N.	Data Emiss.	Ente validante
Microfono Campione	R	B&K 4180	2412860	21-0207-01	21/03/09	INRIM
Multimetro	R	Agilent 34401A	MY41043722	LAT 019 64318	21/03/09	AVIATRONIK
Barometro	R	Druck DPI 142	2125275	124-SM-21	21/03/12	WKA
Termoigrometro	R	Rotronic HL-D	A17121390	21-SU-0298-0297	21/03/11	CAMAR
Attenuatore	L	ASIC	C1001	1406	22/01/03	SONORA - PR 8
Analizzatore FFT	L	NI 4474	189545A-01	1407	22/01/03	SONORA - PR 13
Preamplificatore Insert Voltage	L	Gras 26AG	26630	1411	22/01/03	SONORA - PR 11
Alimentatore Microfonico	L	Gras 12AA	40264	1409-1410	22/01/03	SONORA - PR 9
Generatore	L	Stanford Research DS360	61101	1405	22/01/03	SONORA - PR 7

#### Capacità metrologiche ed incertezze del Centro

*Metrological abilities and uncertainties of the Centre*

Grandezze	Strumento	Gamme Livelli	Gamme Frequenze	Incertezze
Livello di Pressione Sonora	Calibratori Acustici	94 - 114 dB	250 - 1000 Hz	0,12 dB

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO





## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

### CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11279

Certificate of Calibration

Pagina 3 di 5  
Page 3 of 5

#### Condizioni ambientali durante la misura

*Environmental parameters during measurements*

Pressione Atmosferica **1006,9 hPa ± 0,5 hPa** (rif. 1013,3 hPa ± 20,0 hPa)  
Temperatura **21,6 °C ± 1,0°C** (rif. 23,0 °C ± 3,0 °C)  
Umidità Relativa **51,0 UR% ± 3 UR%** (rif. 50,0 UR% ± 10,0 UR%)

#### Modalità di esecuzione delle Prove

*Directions for the testings*

Sugli elementi sotto verifica vengono eseguite misure acustiche ed elettriche. Le prove acustiche vengono effettuate tenendo conto delle condizioni fisiche al contorno e dopo un adeguato tempo di acclimatamento e preriscaldamento degli strumenti. Le prove elettriche vengono invece eseguite utilizzando adattatori capacitivi di adeguata impedenza. Le unità di misura "dB" utilizzate nel presente certificato sono valori di pressione assoluta riferiti a 20 microPa.

#### Elenco delle Prove effettuate

*Test List*

Nelle pagine successive sono descritte le singole prove nei loro dettagli esecutivi e vengono indicati i parametri di prova utilizzati, i risultati ottenuti, le deviazioni riscontrate, gli scostamenti e le tolleranze ammesse dalla normativa considerata.

Codice	Denominazione	Revisione	Categoria	Complesso	Incertezza	Esito
-	Ispezione Preliminare	2011-05	Generale		-	Superata
-	Rilevamento Ambiente di Misura	2011-05	Generale		-	Superata
PR 5.03	Verifica della Frequenza Generata 1/1	2016-04	Acustica	C	0,10..0,10 %	Classe 1
PR 5.01	Pressione Acustica Generata	2016-04	Acustica	C	0,00..0,12 dB	Classe 1
PR 5.05	Distorsione del Segnale Generato (THD+N)	2016-04	Acustica	C	0,42..0,42 %	Classe 1
10.8	Indice di Compatibilità (C/M)	2011-05	Acustica	C	-	Non utilizzata

#### Altre informazioni e dichiarazioni secondo la Norma 60942:2003

- Per l'esecuzione della verifica periodica sono state utilizzate le procedure della Norma IEC 60942:2004-03.
- Non esiste documentazione pubblica comprovante che il calibratore ha superato le prove di valutazione di Modello applicabili della IEC 60942:2003 Annex A.
- Il calibratore acustico ha dimostrato la conformità con le prescrizioni della Classe 1 per le prove periodiche descritte nell'Allegato B della IEC 60942:2003 per il/i livelli di pressione acustica e la/le frequenze indicate alle condizioni ambientali in cui sono state effettuate le prove. Tuttavia, non essendo disponibile una dichiarazione ufficiale di un organismo responsabile dell'approvazione del modello, per dimostrarne la conformità alle prescrizioni dell'Allegato A della IEC 60942:2003, non è possibile fare alcuna dichiarazione o trarre conclusioni relativamente alle prescrizioni della IEC 60942:2003.

L' Operatore

P. I. Andrea ESPOSITO



## CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

### Laboratorio Accreditato di Taratura

#### Sonora S.r.l.

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



LAT N°185

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11279

Certificate of Calibration

Pagina 4 di 5  
Page 4 of 5

### - - Ispezione Preliminare

**Scopo** Verifica della integrità e della funzionalità del DUT.

**Descrizione** Ispezione visiva e meccanica.

**Impostazioni** Effettuazione del preriscaldamento del DUT come prescritto dalla casa costruttrice.

**Letture** Osservazione dei dettagli e verifica della conformità e del rispetto delle specifiche costruttive.

**Note**

Controlli Effettuati	Risultato
Ispezione Visiva	superato
Integrità meccanica	superato
Integrità funzionale (comandi, indicatore)	superato
Stato delle batterie, sorgente alimentazione	superato
Stabilizzazione termica	superato
Integrità Accessori	superato
Marcatura (min. marca, modello, s/n)	superato
Manuale Istruzioni	superato
Stato Strumento	Condizioni Buone

### - - Rilevamento Ambiente di Misura

**Scopo** Rilevamento dei parametri fisici dell'ambiente di misura.

**Descrizione** Letture dei valori di Pressione Atmosferica Locale, Temperatura ed Umidità Relativa del laboratorio.

**Impostazioni** Attivazione degli strumenti necessari per le misure.

**Letture** Letture effettuate direttamente sugli strumenti (barometro, termometro ed igrometro).

**Note**

Riferimenti: Limiti: Patm=1013,25hpa ±20,0hpa - T aria=23,0°C ±3,0°C - UR=50,0% ±10,0%

Grandezza	Condizioni Iniziali	Condizioni Finali
Pressione Atmosferica	1006,9 hpa	1007,0 hpa
Temperatura	21,6 °C	21,5 °C
Umidità Relativa	51,0 UR%	51,0 UR%

### PR 5.03 - Verifica della Frequenza Generata 1/1

**Scopo** Verifica della frequenza al livello di pressione acustica generato dal calibratore.

**Descrizione** Misurazione della frequenza del segnale proveniente dal microfono campione tramite il multimetro.

**Impostazioni** Collegamento della linea Microfono campione/preamplificatore/alimentatore microfonico al multimetro digitale.

**Letture** Lettura diretta del valore della frequenza sul multimetro.

**Note**

**Metodo:** Frequenze Nominali

Freq.Nom.	@94dB	Deviaz.	ToI.C11	ToI.C12	Incert.	ToIIC11±Inc	ToIIC12±Inc
1k Hz	1000,41Hz	0,04 %	0,0..+10%	0,0..+2,0%	0,10%	0,0..+0,9 %	0,0..+1,9 %

### PR 5.01 - Pressione Acustica Generata

**Scopo** Determinazione del livello di pressione acustica generato dal calibratore con il Metodo Insert Voltage.

**Descrizione** Fase 1: misura dell'ampiezza del segnale elettrico in uscita dalla linea Microfono campione/alimentatore a calibratore attivo. Fase 2: si inietta nel preamplificatore I.V. un segnale tramite il generatore tale da eguagliare quello letto nella fase 1.

**Impostazioni** Collegamento della linea Microfono campione/preamplificatore/alimentatore al multimetro digitale. Selezione manuale dell'Insert Voltage tramite switch.

**Letture** Livelli di tensione sul multimetro digitale nelle 2 fasi. Calcolo della pressione acustica in dB usando la sensibilità del microfono Campione. Eventuale correzione del valore di pressione dovuta alla pressione atmosferica.

**Note**

L' Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO



# CENTRO DI TARATURA LAT N° 185

Calibration Centre

Laboratorio Accreditato di Taratura

**Sonora S.r.l.**

Servizi di Ingegneria Acustica

Via dei Bersaglieri, 9 - Caserta

Tel 0823 351196 - Fax 0823 351196

www.sonorasrl.com - sonora@sonorasrl.com



**LAT N°185**

## CERTIFICATO DI TARATURA LAT 185/11279

Certificate of Calibration

Pagina 5 di 5  
Page 5 of 5

**Metodo :** Insert Voltage - Correzione Totale: -0,005 dB

**F Esatta Liv94dB Deviaz.**

1000,41Hz 93,93 dB -0,07 dB

**Incert. Toll.C11 Toll.C12 Toll.C11±Inc**

0,12 dB 0,00..+0,40 0,00..+0,60 0,00..+0,28 dB

### PR 5.05 - Distorsione del Segnale Generato (THD+N)

**Scopo** Determinazione della Distorsione Armonica Totale (THD+N) al livello di pressione acustica generato dal calibratore.

**Descrizione** Tramite analizzatore di spettro si verifica che il rapporto tra la somma dei livelli delle bande laterali e delle armoniche con il livello del segnale principale sia inferiore alla tolleranza stabilita.

**Impostazioni** Selezione del livello e della frequenza sul calibratore. Collegamento della linea Microfono campione/preamplificatore/alimentatore all'analizzatore FFT.

**Lecture** Campionamento degli spettri con l'analizzatore FFT e calcolo della THD.

**Note**

**Metodo :** Frequenze Rilevate

**F.Nominali F.Esatte @94dB**

1k Hz 1000,4 Hz 1,16 %

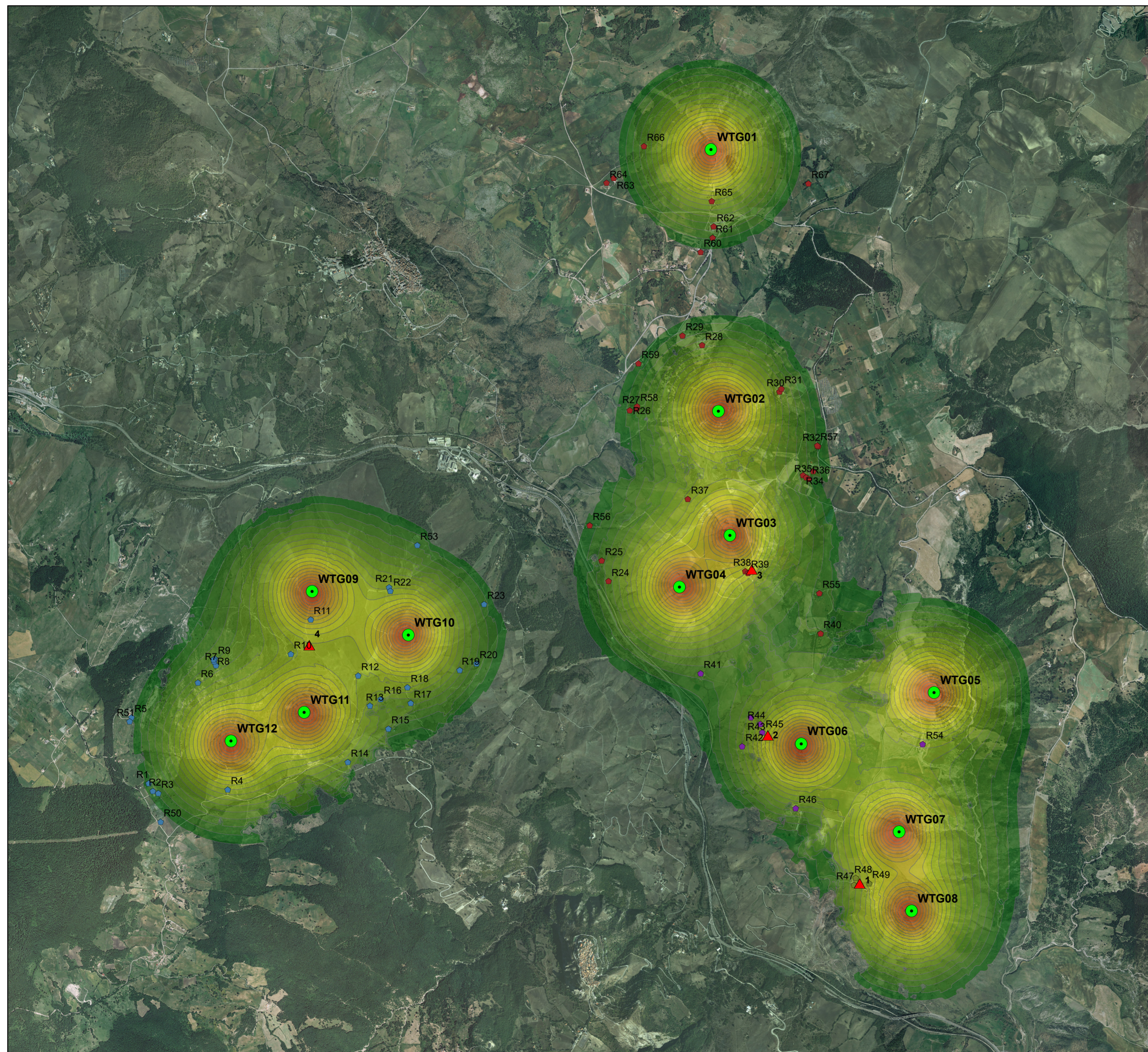
**Toll. C11 Toll. C12 Incert. Toll.C11±Inc**

0,0..+3,0 % 0,0..+4,0 % 0,42 % 0,0..+2,6 %

L'Operatore

P. i. Andrea ESPOSITO

Tavola 1 – Mappa delle curve isosonore e individuazione dei possibili ricettori  
 Scala 1:25.000



**Legenda**

- Aerogeneratori
- ▲ Rilievi fonometrici

**Ricettori**

- ◆ gruppo omogeneo A
- ◆ gruppo omogeneo B
- ◆ gruppo omogeneo C
- ◆ gruppo omogeneo D

Curve isosonore

dB

- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50