

**Empresa:** TRANSANTARTIC ENERGIA

**País:** Chile

**Proyecto:** Parque Eólico San Pedro II

**Descripción:** Informe de Potencia Máxima

**Código de Proyecto:** EE-2021-039

**Código de Informe:** EE-EN-2021-1069

**Revisión:** B



Este documento EE-EN-2021-1069-RB fue preparado para TRANSANTARTIC ENERGIA por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Federico García  
Departamento de Ensayos  
[federico.garcia@estudios-electricos.com](mailto:federico.garcia@estudios-electricos.com)

Ing. Andrés Capalbo  
Coordinador Dpto. Ensayos  
[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

Ing. Pablo Rifrani  
Gerente de Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 38 páginas y ha sido guardado por última vez el 01/10/2021 por Federico García, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	31/05/2021	Para presentar.	FG	AC	PR
B	01/10/2021	Se actualizan registros de potencia máxima	FG	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



## Índice

1	INTRODUCCIÓN .....	4
1.1	Definiciones y Nomenclatura .....	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS .....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE .....	8
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Aerogeneradores.....	12
3.2.1	Datos del Generador .....	12
3.2.2	Datos del Convertidor .....	13
3.2.3	Datos del transformador de aerogenerador .....	15
3.2.4	Datos de los transformadores de potencia .....	17
3.2.5	Datos del transformador de Servicios Auxiliares .....	18
3.2.6	Curva de potencia .....	19
3.2.7	Curva de generación de potencia reactiva .....	21
3.2.8	Estados del aerogenerador .....	23
4	REGULACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL PE SAN PEDRO II.....	27
5	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....	30
5.1	Mediciones .....	31
5.2	Ensayos.....	31
5.3	Cálculos y resultados.....	33
5.3.1	Potencia Bruta .....	33
5.3.2	Potencia de los Servicios Auxiliares.....	34
5.3.3	Potencia neta .....	34
5.3.4	Potencia de pérdida en la central.....	34
5.3.5	Extrapolación para condición de planta completa.....	35
5.4	Resultados .....	36
6	CONCLUSIONES .....	37



## 1 INTRODUCCIÓN

---

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Eólico San Pedro II de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Eólico San Pedro II se ubica en la cordillera de San Pedro de Dalcahue, ubicada en la región de Chiloé, y tiene una potencia instalada de 65 MW. El parque se vincula al SEN mediante un transformador de 110/30 kV a la S/E San Pedro 220 kV (Tensión Provisional 110 kV), la que a su vez se conecta a la S/E Chiloé 220 kV.



## 1.1 Definiciones y Nomenclatura

La Figura 1-1, muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

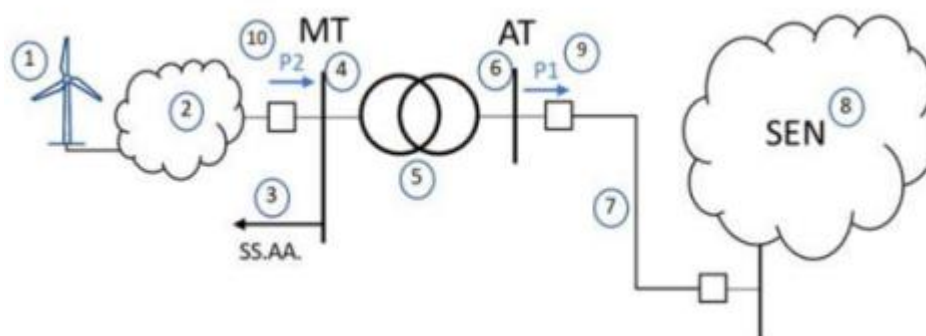


Figura 1-1 – Sistema equivalente parque eólico.

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada aerogenerador del parque eólico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque eólico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque eólico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque eólico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque eólico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque eólico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número “7” en Figura 1-1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número “2” en Figura 1-1).



## 2 ASPECTOS NORMATIVOS

---

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.



### 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

---

El parque San Pedro II consta de 13 aerogeneradores Gamesa modelo G128 con una potencia unitaria de 5000 kW, generando un total de 65 MW brutos.

El parque agrupa tres circuitos MT de 30 kV subterráneos hasta el centro de control del parque, en donde se coloca el punto de facturación en el lado de alta tensión.

Los tres circuitos de MT se distribuyen de la siguiente forma:

- Circuito 1-San Pedro II: 20 MW, 4 aerogeneradores.
- Circuito 2-San Pedro II: 25 MW, 5 aerogeneradores.
- Circuito 3-San Pedro II: 20 MW, 4 aerogeneradores.

Estos circuitos se conectan en la barra de 30 [kV] de S/E San Pedro, evacuando finalmente su energía hacia el SIC a través de un transformador elevador de 30/110 [kV] de 75 MVA.

#### 3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 3 circuitos en donde acometen 13 aerogeneradores, los aerogeneradores cuentan con un Generador Eléctrico de potencia nominal de 5184 kW, un transformador de potencia de relación 33/0.69 kV y un convertidor de potencia que se divide en tres etapas: Convertidor conectado a la red, Bus CC y Convertidor conectado al generador.

El detalle de la distribución de los centros de transformación y su acometida en la barra de MT se muestra en la Figura 3-1, Figura 3-3.



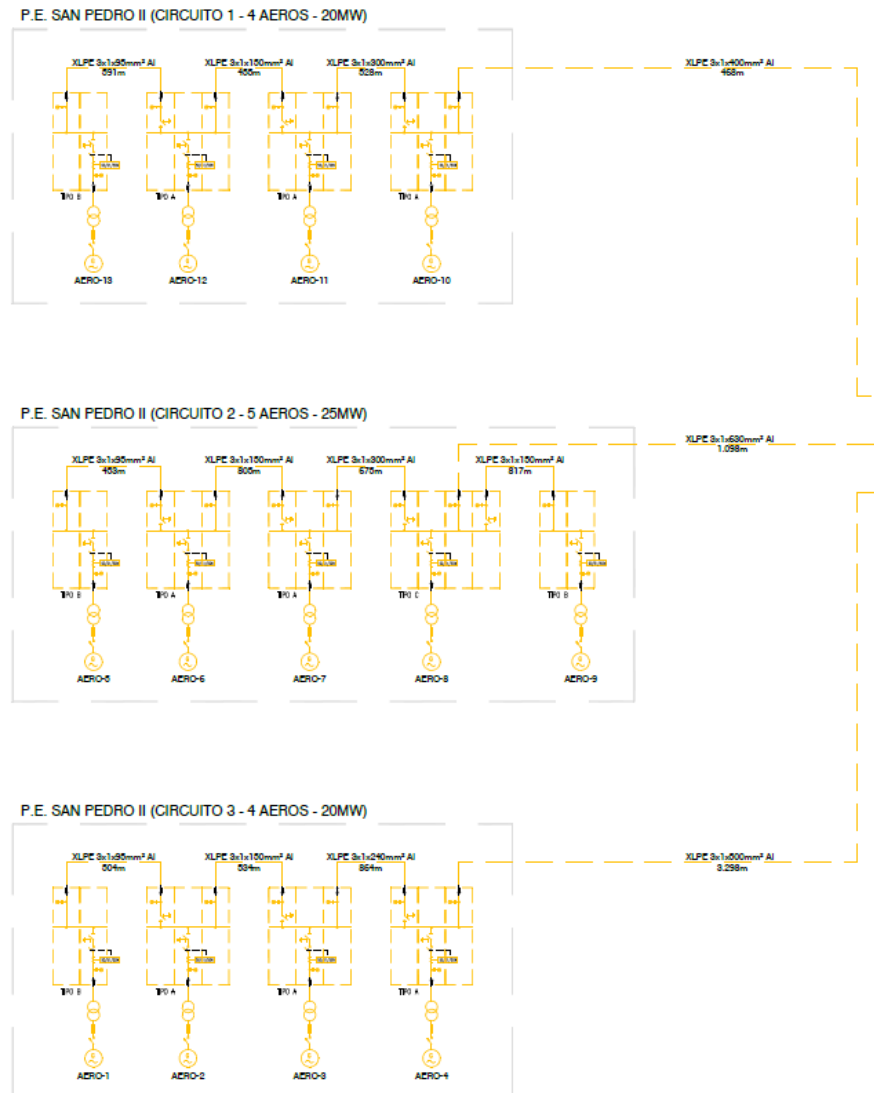


Figura 3-1 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque eólico San Pedro II



**CELDAS M.T. (36kV)  
EN EDIFICIO DE CONTROL SUBESTACIÓN SAN PEDRO (110/30kV) DEL P.E. SAN PEDRO II**

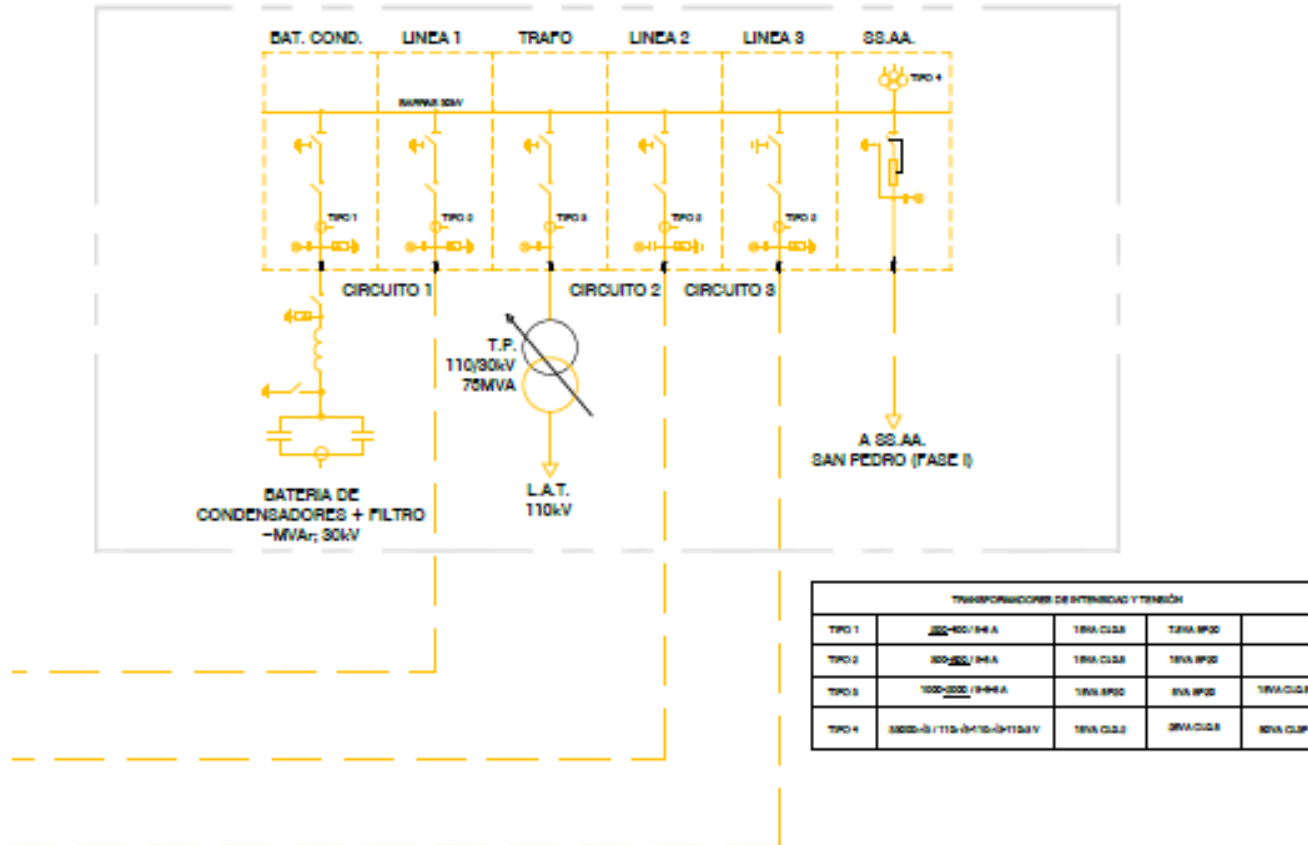


Figura 3-2 Diagrama unifilar de media tensión - Parque eólico San Pedro II

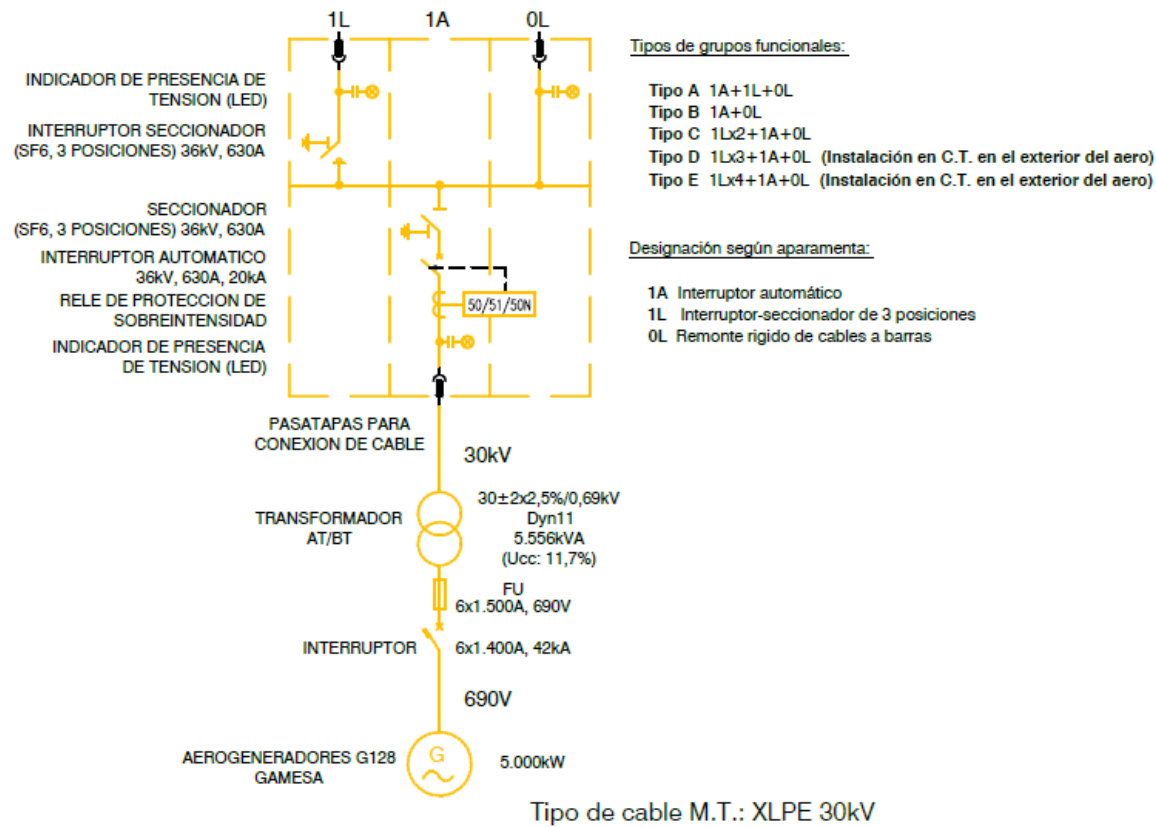


Figura 3-3 – Celdas MT 36 kV, 630 A, 20kA.



## 3.2 Aerogeneradores

El Parque eólico San Pedro II cuenta con 13 aerogeneradores Gamesa G128 5MW, los aerogeneradores Gamesa G 10X son del tipo de rotor tripala a barlovento. Estos aerogeneradores están regulados por un sistema de cambio de paso independiente en cada pala y con un sistema activo de orientación de góndola. El sistema de control permite operar el aerogenerador a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido generado. La potencia producida por el generador es totalmente tratada por el convertidor Full Converter (FC).

### 3.2.1 Datos del Generador

El Generador es del tipo síncrono de imán permanente multifase. El sistema de control permite operar a velocidad variable maximizando en todo momento la potencia producida y minimizando las cargas y el ruido generado.

Generador Eléctrico	
Generator type	Multi pase synchronous permanente magnet generator
Service Type	S1
Rated output power	5184 kW
Power Factor	0.93 Leading
Nominal Voltage	715 V
Frequency	98 Hz
Efficiency at nominal condition	98.03%
Systems	4 (Redundancy)
Temperature conditions	From – 30°C to + 30°C
Stator connection	Star
Number of poles	24
Direction of rotation	Clockwise seen from NDE
Coolling type	IC71W
Degree of protection	IP54 according to IEC 60034



Corrosion protection	C3H according to ISO12944
Insulation class	F according to IEC 60034
Speed range	From 60 rpm to 588 rpm
Overspeed	686 rpm
PT100s	24 in stator windings, 2 bearings (1 in DE, 1 in NDE), 2 for internal aie and 4 for power boxes
Weight	18.5 Tn
Inertia	< 1800 $kgm^2$
Bearing type	Antifriction Bearing
Lubrication	Grease (manual lubrication)
SPM accelerometers	Yes, 3 in DE and 2 in NDE

Tabla 3.1 Datos del Generador

### 3.2.2 Datos del Convertidor

Se encarga del control de potencia y de gestionar la conexión y desconexión del generador de la red. Este convertidor se divide en tres etapas:

- **Convertidor conectado a la red:** este convertidor CA/CC convierte la tensión trifásica de la red (tensión y frecuencia fijas, de acuerdo con la red) en tensión CC.
- **Bus CC:** son los condensadores que filtran la tensión CC para reducir las fluctuaciones de tensión.
- **Convertidor conectado al generador:** este inversor CC/CA convierte la tensión del bus CC en corriente alterna (tensión y frecuencia variables, según la velocidad de giro).

Cada convertidor se gestiona mediante la unidad de control del convertidor (CCU), que también proporciona las comunicaciones externas, principalmente con el PLC que gestiona todo el aerogenerador.



Convertidor de lado de Generador	
Tensión nominal	735 Vrms
Intensidad nominal de CA	1125 Arms
Máxima intensidad de CA	1207 Arms (10 seg)
Tensión nominal de conexión de CC	1000 – 1200 Vcc
Tensión máxima de conexión de CC	1200 Vcc (continua)
Tensión mínima de conexión de CC	1225 Vcc (durante suministro ininterrumpido de BT) 1250 Vcc (nivel de alarma de HW)
Intensidad nominal de CC	762 A (para un nivel de funcionamiento típico de UDC de 1100)
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Frecuencia de conmutación	2.5 kHz
Cos $\Phi$	-0.93 (ataque)

Tabla 3.2 Datos del Convertidor de lado de generador



Convertidor de lado de red	
Tensión nominal	690 Vrms
Intensidad nominal de CA	1343 Arms
Máxima intensidad de CA	1377 Arms (10 seg)
Tensión nominal de conexión de CC	1000 – 1200 Vcc
Tensión máxima de conexión de CC	1200 Vcc (continua)
Tensión mínima de conexión de CC	1225 Vcc (durante suministro ininterrumpido de BT) 1250 Vcc (nivel de alarma de HW)
Intensidad nominal de CC	762 A (para un nivel de funcionamiento típico de UDC de 1100)
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Frecuencia de conmutación	2.5 kHz
Cos $\Phi$	0.9 inductivo – a – 0.9 capacitivo
PLL	Tensión de ref. = Tensión de red  Valor de ref. min = 5 Vrms (Por debajo de esta tensión se utiliza el valor de ángulo de red calculado previamente=

Tabla 3.3- Datos del Convertidor de lado de red

### 3.2.3 Datos del transformador de aerogenerador

El transformador es del tipo trifásico, seco encapsulado, con diferentes opciones de tensión de salida entre 6,6 kV y 35kV, diferentes rangos de potencia aparente y está especialmente diseñado para aplicaciones eólicas. Está situado en la parte trasera de la góndola en un compartimento separado por una pared metálica que lo aísla térmica y eléctricamente del resto de componentes de la góndola.



### DRY TRANSFORMER (I)

Transformer Type	3 phase Transformer, dry encapsulated windings
Service Conditions	Interior
Maximum inlet temperature of cooling air	30°C
Environmental Class	E2
Climatic Class	C2
Fire Resistance	F1
Altitude above sea level	1000 m
Insulation / Thermal Class	H
Low Voltage Winding Rating	3 x 690 V
Low Voltage Winding Configuration	Star with neutral directly connected to Earth
Medium Voltage Winding Nominal	3x20 kV / 3x35kV
Maximum Voltage on Medium Voltage Winding	24 / 36
(20 / 30 kV)	
Medium Voltage Winding Configuration	Delta
Medium Voltage Tappings	+/-2,5% +/-5%
Vector Group	Dyn11
Nominal Frequency	50 or 60 Hz
Medium Voltage Insulation Level	
20 kV Power Frequency Withstand	50 kV (50Hz 1 min)
20 kV Lightning Impulse	125 kV (1.2/50 µs, polarised -)
35 kV Power Frequency Withstand	70 kV (50Hz 1 min)
35 kV Lightning Impulse	170 kV (1.2/50 µs, polarised -)
Low Voltage Insulation Level	1 kV
Low Voltage Power Frequency Withstand	3 kV
Low Voltage Lightning Impulse	8 kV
Nominal Power Rating	
690V Secondary Power Rating	5263 kVA (cos Phi = 0,95)
690V Secondary Power Rating	5556 kVA (cos Phi = 0,9)*
Shortcircuit Impedance @ 690V 5263kVA	
20 kV	10 - 11%
35 kV	12% (cos Phi = 0,95)
35 kV	12% (cos Phi = 0,9)*
Shortcircuit Current @ 690V	< 47 kA
Losses	
No Load Losses	< 8 kW (10%Tolerance)
Discharge Level	≤ 10 pC
Pt-100 Sensors	2 per phase
Weight	
20 kV	< 9500 kg
35 kV	< 10500 kg

Figura 3-4 – Datos del transformador del aerogenerador





### 3.2.4 Datos de los transformadores de potencia

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de 110-220/30 kV a la S/E San Pedro 220 kV (Tensión Provisional 110 kV), la que a su vez se conecta a la S/E Chiloé 220 kV.

La placa característica de los mismos se muestra en la Figura 3-5.

POTENCIA	55000 - 75000 kVA
REFRIGERACION	ONAN - ONAF
TENSIÓN NOMINAL A.T.	110000 V +10 -10 x 1.500 %
TENSIÓN NOMINAL B.T.	30000 V
CORRIENTE NOMINAL A.T. ref. a [ 110000 V ]	288.7 - 393.6 A
CORRIENTE NOMINAL B.T. ref. a [ 30000 V ]	1,058.5 - 1,443.4 A
GRUPO CONEXION	YNd11
FRECUENCIA	50 Hz
ESTÁNDAR DE REFERENCIA	IEC 60076

Figura 3-5 – Datos del transformador de potencia



### 3.2.5 Datos del transformador de Servicios Auxiliares

TRANSFORMADOR A SECO AISLADO EN RESINA	
Marca	Tesar Arezzo
Modelo	TRV 100
Año	2013
Tipo	Interior
Potencia	100 kVA
Numero de Fases	3
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	AN
<b>Alta Tensión</b>	
Voltaje	20 ± 2x2.5% kV
Corriente	1.92 A
Grupo Vectorial	Yzn11
Clase de aislación	F 100 K
<b>Baja Tensión</b>	
Voltaje	400 V
Corriente	144.3 A
N.A	36 – 70 – 170 / 1 1-3 kV
Clase de aislación	F 100K
%e	6
Clases	E2- C2- F1
Peso	1550 kg

Tabla 3.4 - - Datos de placa del transformador de servicios auxiliares.

Los consumos de servicios auxiliares pueden ser alimentados de la barra de media tensión de San Pedro I o San Pedro II. Los mismos se conectan a través de un alimentador único que puede ser desde el alimentador 89AS1 (Barra 1 30 kV – San Pedro I) o desde el alimentador 89AS2 (Barra 2 30 kV – San Pedro II). En operación normal están conectados a través del alimentador 89AS1 de PE San Pedro I



### 3.2.6 Curva de potencia

La siguiente tabla muestra la potencia eléctrica [kW] como función de la velocidad del viento [m/s] horizontal referido a la altura del buje, ponderada en diez minutos, para diferentes densidades de aire [kg/m<sup>3</sup>]. La curva de potencia no incluye las pérdidas del transformador ni de los cables de alta tensión. La curva de potencia corresponde a la versión estándar del aerogenerador. La Densidad del Aire para el emplazamiento es de 1,15 Kg/m<sup>3</sup>.

P [k W]	Densidad del aire [ kg/m <sup>2</sup> ]								
	Ws [m/s]	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24
3	62	50	52	54	57	59	61	62	66
4	190	157	169	169	175	181	187	193	200
5	439	365	379	391	405	418	432	445	459
6	831	703	727	750	773	796	819	842	866
7	1368	1171	1207	1243	1279	1314	1350	1386	1421
8	2058	1772	1824	1876	1928	1980	2032	2085	2136
9	2874	2490	2561	2632	2700	2769	2839	2908	2976
10	3694	3252	3337	3424	3501	3576	3656	3731	3801
11	4348	3946	4031	4117	4186	4250	4317	4377	4429
12	4742	4469	4532	4598	4644	4684	4723	4757	4785
13	4918	4781	4816	4853	4876	4894	4911	4924	4935
14	4979	4926	4941	4956	4965	4971	4976	4981	4984
15	4995	4979	4984	4989	4992	4993	4995	4996	4996
16	4999	4996	4996	4998	4998	4999	4999	4999	4997
17	4996	4999	4999	5000	5000	4999	4998	4994	4984
18	4979	5000	5000	5000	4999	4996	4988	4972	4944
19	4930	5000	5000	4998	4994	4982	4956	4914	4857
20	4832	4999	4997	4989	4972	4937	4879	4802	4716
21	4677	4995	4984	4959	4914	4843	4745	4636	4530
22	4476	4975	4943	4886	4801	4689	4557	4429	4316
23	4247	4920	4850	4749	4623	4480	4330	4199	4091
24	4005	4803	4686	4545	4390	4233	4084	3961	3865
25	3764	4607	4451	4285	4122	3969	3833	3724	3643
26	3530	4340	4164	3994	3840	3704	3588	3497	3055
27	3311	4029	3855	3700	3566	3453	3359	3285	3232
28	3117	3714	3559	3428	3318	3229	3155	3097	3055
29	2956	3432	3303	3197	3111	3042	2985	2940	2908
30	2832	3207	3103	3019	2952	2899	2854	2820	2795

Tabla 3.5 Potencia en kW del AEG 5 MW calculada en función de la velocidad del viento en m/s



Tres son los valores que definen el funcionamiento del aerogenerador:

- **Velocidad de acople (Vin):** Valor típico alrededor de 3 m/s.
- **Velocidad nominal (Vr):** Valor típico alrededor de 13 m/s.
- **Velocidad de corte (Vout):** Valor típico alrededor de los 21 - 25 m/s.

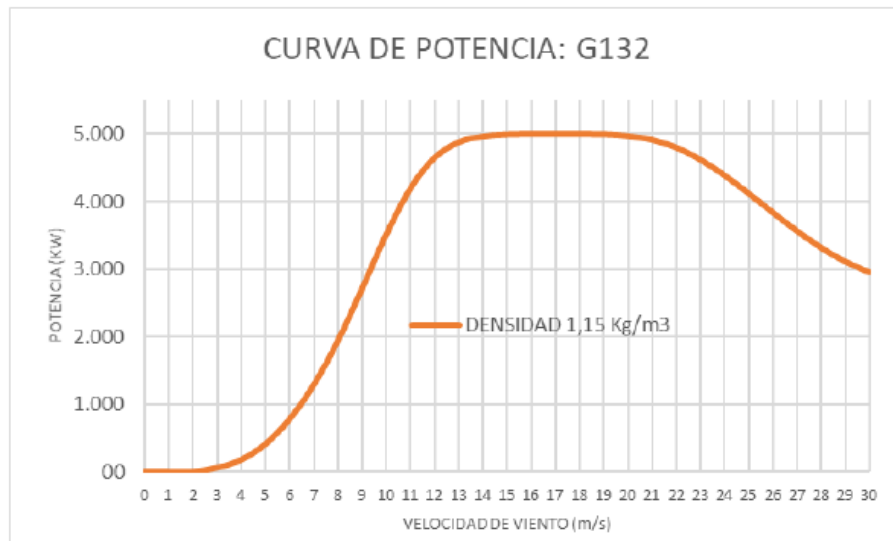


Figura 3-6 – Curva de potencia del aerogenerador de 5.0 MW según velocidad del viento

De acuerdo con la información suministrada por el fabricante el consumo de potencia del aerogenerador es de 115.8 kW.



### 3.2.7 Curva de generación de potencia reactiva

Los límites de la producción de potencia reactiva son  $\pm 1650$  kVAr, considerando siempre como referencia el alado de BT del transformador principal. Esos límites son aplicables a todo el rango de generación de potencia activa (desde 0 hasta 5000 kW) siempre que el aerogenerador esté en funcionamiento, con temperatura ambiente dentro del rango de funcionamiento y tensión en el rango de  $-5\%$  /  $+10\%$ , según lo definido en el siguiente gráfico:

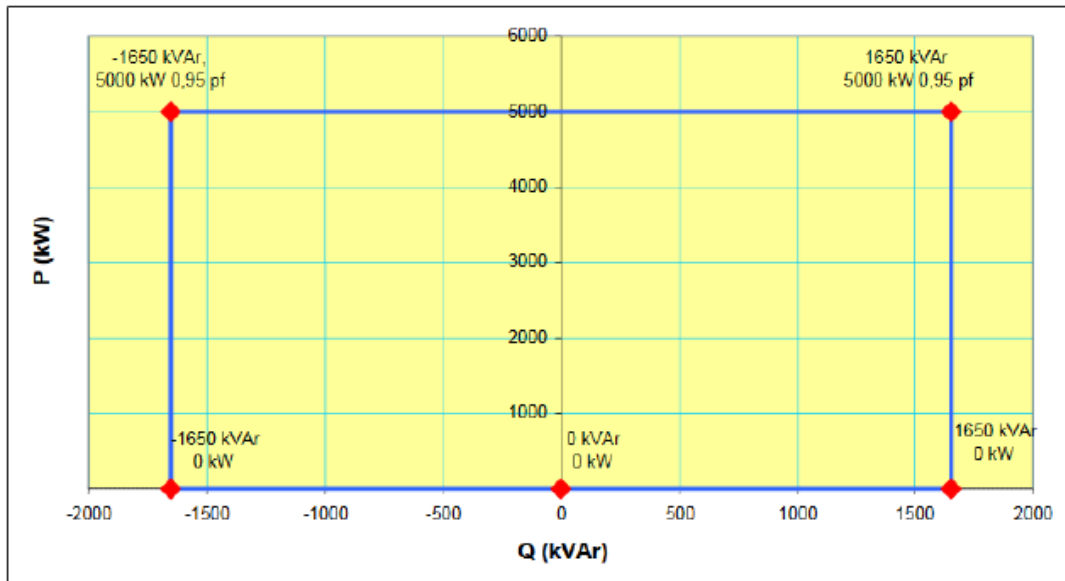


Figura 3-7 – Potencia Reactiva Vs. Potencia Activa para un aerogenerador 5.0 MW

Fuera del rango de tensión de  $-5\%$  /  $+10\%$  la potencia reactiva está limitada conforme a la tensión de la red eléctrica en el lado de BT del transformador. El límite viene impuesto por la máxima clasificación de intensidad y tensión del aerogenerador. Por tanto, el límite de potencia reactiva, en función de la tensión de la red, se define en la siguiente figura.

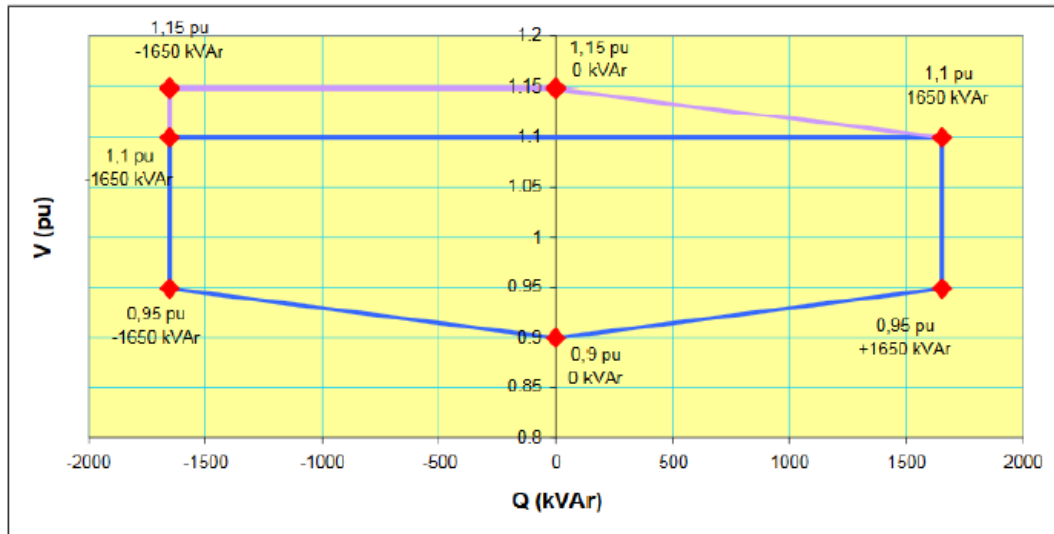


Figura 3-8 – Voltaje en p.u. Vs. Potencia Reactiva



### 3.2.8 Estados del aerogenerador

Los estados de funcionamiento que tienen un efecto de carga en la turbina se describen en esta sección. El esquema de estado de funcionamiento principal del aerogenerador se muestra a continuación:

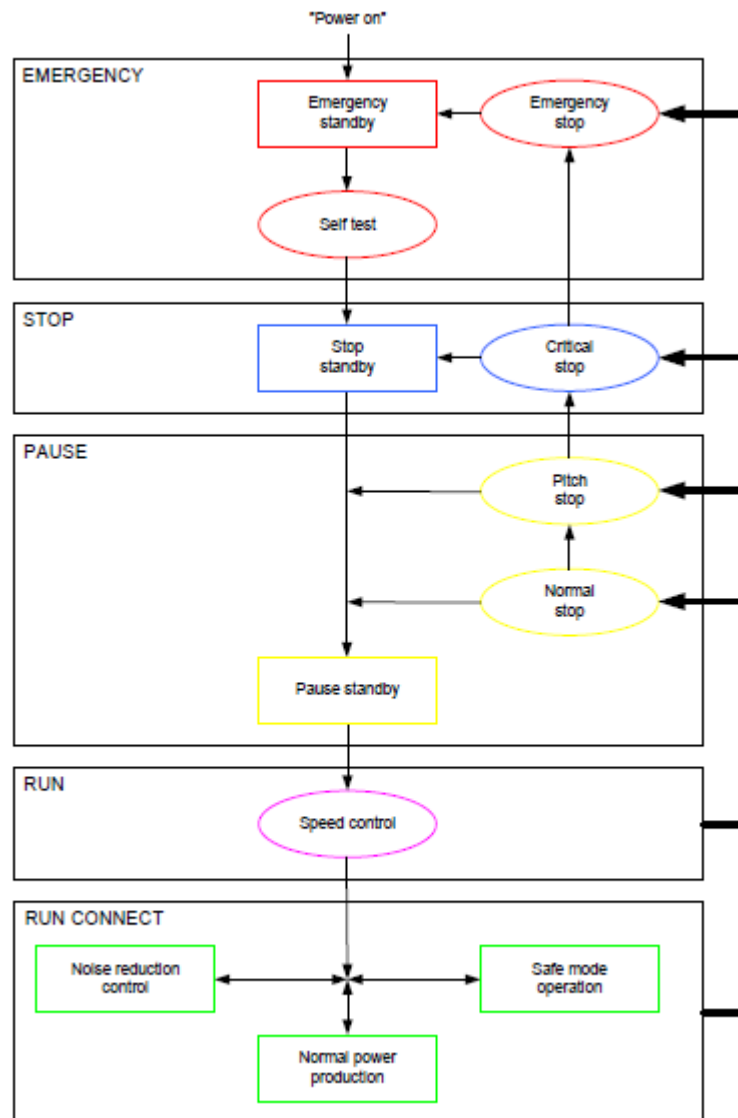


Figura 3-9 - Esquema de estado de funcionamiento principal



## EMERGENCIA

El estado principal de emergencia se puede activar desde STOP, PAUSA, MARCHA y MARCHA ACOPLADA y debería activarse muy de vez en cuando. Este estado de la turbina está conectado con la cadena de seguridad eléctrica, de modo que cuando se activa una parada de emergencia el controlador abrirá la cadena de seguridad y activará así el sistema de seguridad de la turbina.

- Parada de emergencia: Este procedimiento de parada se utiliza en caso de fallos de red de más de 5 segundos, error de generador/convertidor u otros errores graves del sistema, en los que se dude de la fiabilidad del sistema. El generador se desconecta inmediatamente, lo que provoca que la potencia y el par caigan instantáneamente a cero. El paso se desplaza hacia la puesta en bandera por medio del circuito de paso de emergencia.
- Parada de emergencia (pulsador): Similar a la parada de emergencia. Este procedimiento de parada se utiliza si esta activado el pulsador de emergencia rojo de la turbina. El freno de disco se activará cuando las r/min del rotor estén casi a 0 r/min.

## STOP

El estado principal STOP se puede activar desde PAUSA, MARCHA y MARCHA ACOPLADA. En este estado principal existe un procedimiento de cierre, la parada crítica. La parada crítica es más grave que la parada de paso o la parada normal, porque en este estado se utiliza el circuito de paso de emergencia.

- Parada crítica: El procedimiento de parada crítica se podría haber detectado que el sistema de paso es defectuoso, lo cual significa que se utiliza el circuito de paso de emergencia. El sistema del generador/convertidor está operativo, lo que permite el control completo del par y la potencia durante el procedimiento de parada. Por tanto, este procedimiento de parada crítica está relacionado sobre todo con fallos de paso en la turbina. El paso se desplaza hacia la puesta en bandera por medio del circuito de paso de emergencia. El generador permanecerá conectado hasta que se alcance aproximadamente 0 kW, seguido de una desconexión. Esto proporcionará un efecto de frenado durante el procedimiento de parada.

## PAUSA

El estado principal PAUSA se puede activar desde STOP, MARCHA y MARCHA ACOPLADA. En este estado principal existen dos procedimientos de cierre, la parada de paso y la parada normal. La parada de paso es muy similar a la parada crítica, excepto que se utiliza la válvula proporcional en





lugar del sistema de paso de emergencia. En el estado de parada normal tanto el sistema de paso como el sistema del generador/convertidor están operativos. El estado de parada normal es el procedimiento de parada más utilizado. Ofrecerá el funcionamiento más suave de la turbina durante un procedimiento de parada y por tanto, presentara el efecto de carga más bajo.

- Parada de paso: La parada de paso se utiliza en caso de que la turbina deba detenerse más rápido que en el estado de parada normal. El paso se desplaza hacia la puesta en bandera por medio de la válvula proporcional. El generador permanecerá conectado hasta que se alcance aproximadamente 0 kW, seguido de una desconexión. Esto proporcionará un efecto de frenado durante el procedimiento de parada.
- Parada normal: En el procedimiento de parada normal tanto el paso como el generador/convertido están operativos, lo que permite a la turbina efectuar una parada suave y controlada de la turbina. Este procedimiento de parada se utiliza en caso de temperatura alta continua de un subsistema, parada manual, error de orientación u otros fallos no críticos. El paso se desplaza hacia una posición de parada final de paso de 86 grados. El par y la potencia descienden durante el procedimiento de parada hasta que el generador se desconecta cuando la potencia es cercana 0 kW.

## MARCHA

La puesta en marcha o funcionamiento se produce cuando hay viento suficiente para generar potencia positiva y todos los subsistemas están operativos. En este estado el controlador de velocidad está activado, lo que significa que se puede mantener de manera dinámica una consigna de velocidad del generador. Esto prepara la turbina para MARCHA ACOPLADA, lo que significa una producción de potencia normal.

- Control de velocidad: La puesta en marcha (MARCHA a MARCHA ACOPLADA) se efectúa desplazando el paso hacia el ajuste fino. Esto aumentará las r/min en la función de la velocidad del viento. Cuando el generador alcanza las r/min mínimos (90 r/min, 20% de 448 r/min nominales, u 87 r/min, 20% de 433 r/min nominales, dependiendo del modelo de aerogenerador) se conecta, y el par y la potencia aumentan hasta la consigna demandada por el controlador de referencia de potencia con 100 kW/s. En este punto el controlador de velocidad de paso y el controlador de referencia de potencia estarán activados y la turbina cambiará su estado a MARCHA ACOPLADA.



## MARCHA ACOPLADA

En todos los estados de marcha acoplada están activas todas las características de control.

- Producción de potencia normal: Durante la producción de potencia normal la turbina funciona de acuerdo con la curva de paso optima y la curva de velocidad de potencia de la turbina. La amortiguación de torre activa funcionará dependiendo del sensor de aceleración de torre y el paso individual también estará activo.
- Control de reducción de ruido: En el control de reducción de ruido la turbina funciona con una velocidad periférica reducida.
- Modo de seguridad: La funcionalidad del modo de seguridad reduce la potencia y las r/min del generador en situaciones críticas de carga, con lo que se minimizan las cargas de una manera sencilla pero eficaz.



## 4 REGULACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL PE SAN PEDRO II

La gestión del control de potencia activa en el Parque Eólico se realiza a través de la interfaz Gamesa WindNet PRO, a través de la herramienta Gamesa Power Manager, en la cual se puede realizar el ingreso de consignas de generación para el control del Parque Eólico. El control de potencia activa distribuye la consigna de generación entre los aerogeneradores, en función del recurso de viento con el que cuenta cada aerogenerador (ver - Figura 3-6 – Curva de potencia del aerogenerador de 5.0 MW según velocidad del viento).

Las funciones de los reguladores son las siguientes:

- **Regulador de Activa:** limita la potencia producida por un parque en función de una restricción local (la máxima potencia transmitible por la subestación, por ejemplo), o de una consigna impuesta por los operadores de la red o por la propia explotación del parque que se recibe de forma externa (regulación dinámica).
- **Regulador de Reactiva:** permite controlar la producción de potencia reactiva para conseguir las consignas impuestas, que pueden venir como valores de potencia reactiva (KVAR) o como factor de potencia ( $\cos \Phi$ ). Es posible trabajar con consignas planificadas por calendario, de forma que el valor a obtener depende del día y hora o recibir consignas externas para obtener una regulación dinámica. Además, el Regulador de Reactiva también acepta un límite de potencia aparente de forma que se reduzca la producción de potencia reactiva en caso de que se supere dicho límite. Este límite puede ser estático o dinámico (recibido de forma externa).
- **Regulador de Frecuencia:** esta aplicación es un modo especial de funcionamiento del Regulador de Activa, que incluye la posibilidad de limitar la producción de potencia activa en función de la frecuencia actual de la red, para contribuir a estabilizarla. Al tratarse de la misma aplicación el nombre de la instancia del regulador será el mismo que el del Regulador de Activa asociado. El Regulador de Frecuencia puede trabajar con varias curvas de limitación por frecuencia, y cambiar entre ellas de forma dinámica.



• Regulador de Tensión: esta aplicación se instala para contribuir a la estabilización de la tensión de red. Opera actuando sobre la producción de potencia reactiva en función de la tensión. Es, por lo tanto, incompatible con el Regulador de Reactiva.

Para cada regulador es posible tener varias fuentes de entrada de consignas. En este campo se nos muestra por cuál de estas posibles entradas llegó la consigna que se está aplicando actualmente.

Para el Regulador de Activa tenemos:

• Limitación local por restricciones de la instalación (por ejemplo, límite de evacuación de la subestación).

• Consigna por OPC.

• Consigna desde WindOne (Despachos Delegados o Centro de control).

• Consigna local, aplicada en WindNet por un operador.

• Frecuencia. Sólo puede aplicar en el caso de que exista un Regulador de Frecuencia instalado y en el caso de que la consigna resultante de la regulación de frecuencia sea más restrictiva que la consigna de potencia activa actual.

Para el Regulador de Reactiva tenemos:

• Consigna local fija en Regulador de Reactiva (no se puede modificar desde WindNet).

• Consigna dependiente del calendario (no se puede modificar desde WindNet).

• Consigna desde WindOne.

• Consigna por OPC.

• Consigna local, aplicada en WindNet por un operador.



**Active Power Regulation**

Measring Status	Regulation Status	Application Id	Production	Current kW	Target	Type	From	Timestamp	Change	WT PA	Enable/Disable	Wind Turbines
		WF01-APR001	24.755,0	25.000,0	25.000,0	Regulation	Operator	08/25/09 13:33:15	set	8	Disable	Inc/Exc
		WF02-APR002	0,0	0,0	0,0	Unknown	Unknown	08/25/09 11:38:13	set	0	Enable	Inc/Exc
		WF03-APR003	0,0	0,0	0,0	Unknown	Unknown	12/30/99 00:00:00	set	0	Enable	Inc/Exc
		WF04-APR004	0,0	0,0	0,0	Unknown	Unknown	08/25/09 11:38:13	set	0	Enable	Inc/Exc

**Reactive Power Regulation**

Measring Status	Regulation Status	Application Id	Production	Current	Target	Type	From	Timestamp	Change	Enable/Disable	Wind Turbines
		WF01-RPR001	-12.184,3	-0,9	-0,9	Cos Phi	Operator	08/25/09 13:26:06	set	Enable	Inc/Exc
		WF02-RPR002	0,0	0,0	0,0	Cos Phi	Unknown	12/30/99 00:00:00	set	Enable	Inc/Exc
		WF03-RPR003	0,0	0,0	0,0	Cos Phi	Unknown	08/25/09 11:38:13	set	Enable	Inc/Exc
		WF04-RPR004	0,0	0,0	0,0	Cos Phi	Unknown	12/30/99 00:00:00	set	Enable	Inc/Exc

Figura 4-1 - Sistema Gamesa WindNet SCADA- Pantalla Comandos de regulación



## 5 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Eólico San Pedro II se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta y velocidad de viento proveniente de los aerogeneradores y de la Potencia Neta registrada en el POI.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Eólico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
San Pedro II	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 5.1 – Tabla de resumen a presentar

- (1). **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada aerogenerador del Parque Eólico San Pedro II.
- (2). **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada aerogenerador estimados en kW x Cantidad de aerogeneradores (considerando todos los equipos en servicio), más los SS.AA. de la central.
- (3). **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4). **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 110 kV en paño H2 de la S/E San Pedro.



## 5.1 Mediciones

Las mediciones de potencia bruta de todos los aerogeneradores se realizaron mediante el equipo SCADA de la planta, este posee una tasa de muestreo de 10 minutos. Debido a las limitaciones del sistema de adquisición de planta solo fue posible registrar con mejor resolución la operación de un solo aerogenerador (B01) utilizando para el mismo una tasa de muestreo de 1 segundo.

Para la medición de potencia neta se utiliza el medidor de facturación de planta ION 8650 (SN MW-1603A132-02). Los registros se obtuvieron con una tasa de muestreo de 1 minuto.

## 5.2 Ensayos

El día 17 de agosto de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones alto y constante recurso eólico para la época. Durante las pruebas el aerogenerador B02 no estuvo operativo, por lo tanto, la prueba fue realizada con 12 aerogeneradores operativos del total de 13 que tiene el Parque Eólico San Pedro II.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 5-1 se muestra la potencia sumada de todos los aerogeneradores, además de la velocidad del viento promedio en los aerogeneradores, marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo estimados en 115.8 kW.

En la Figura 5-2 se muestra el registro de potencia neta medida en el paño H2 de la S/E San Pedro y el número de aerogeneradores en servicio, donde se observa que 12 equipos se encuentran en servicio.

Finalmente, en la Figura 5-3 se muestran las principales variables y el valor promedio de las mismas dentro del período de pruebas considerado.

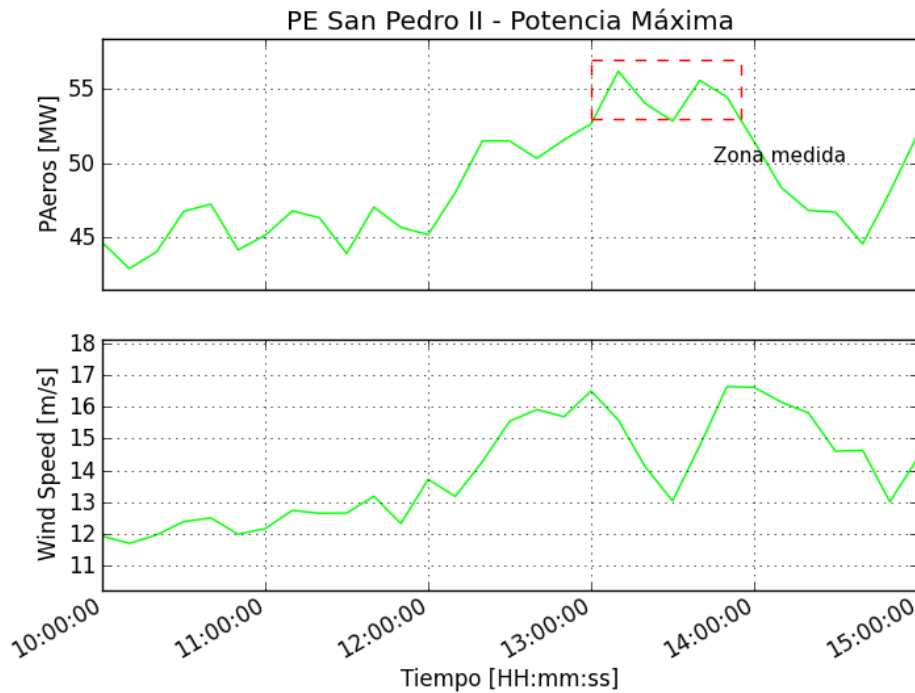


Figura 5-1 – Potencia total de los aerogeneradores y velocidad del viento

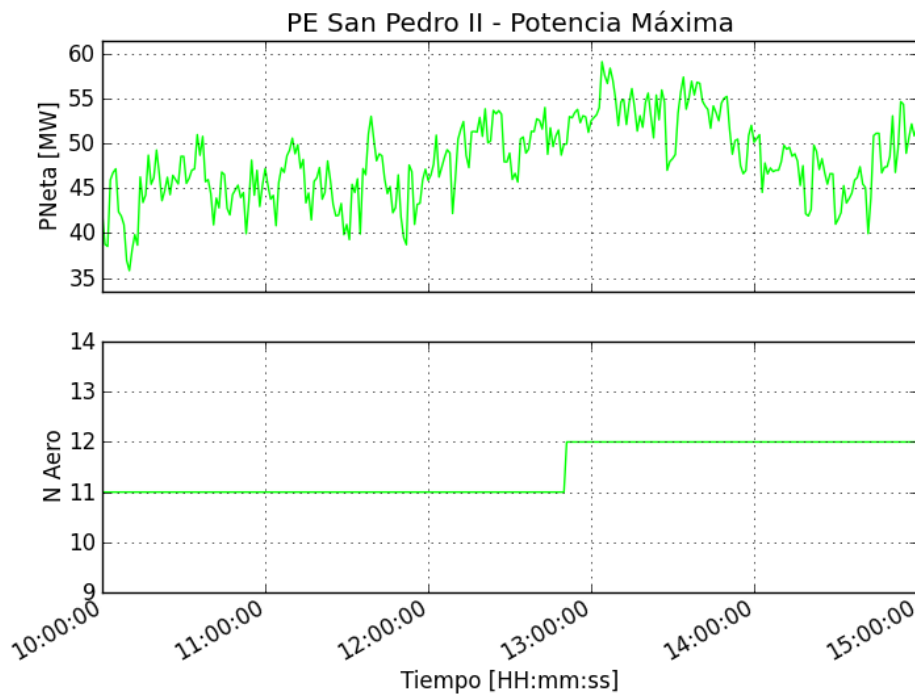


Figura 5-2 – Potencia neta y equipo en servicio



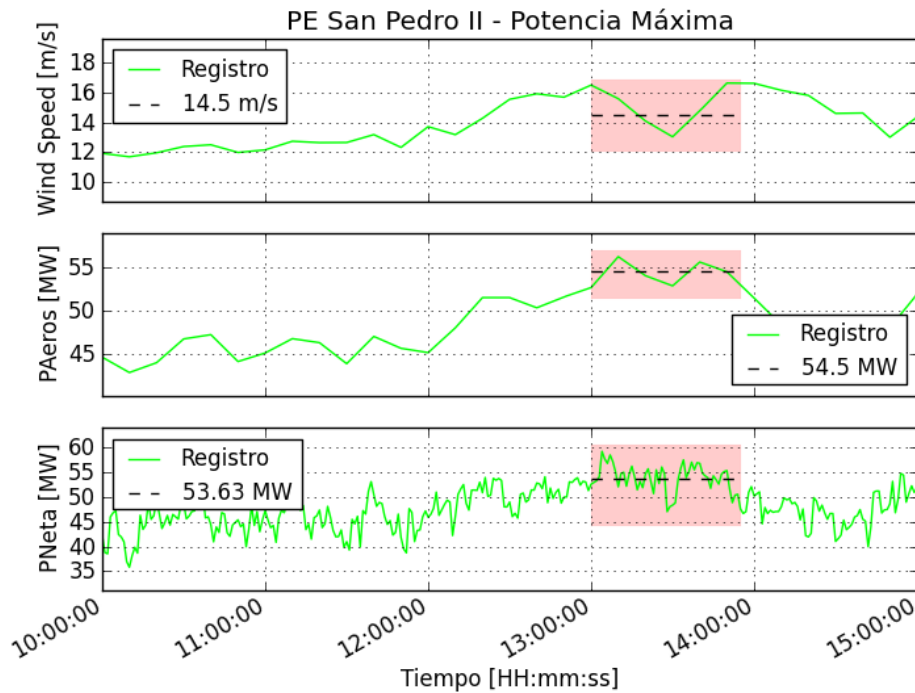


Figura 5-3 – Principales variables (Periodo considerado para la prueba de PMax)

### 5.3 Cálculos y resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 5.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en la Figura 5-3.

#### 5.3.1 Potencia Bruta

Para la determinar la **Potencia Bruta Medida** ( $P_{bruta,med}$ ) durante el ensayo se consideran el valor registrado de potencia de los aerogeneradores ( $P_{Aeros}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada:

$$P_{bruta,med} = P_{Aeros} + N^{\circ}Aeros \times Consumos\ propios$$

$$P_{bruta,med} = 54.5\ MW + 12 \times 115.8\ kW = 55.8896\ MW$$



### 5.3.2 Potencia de los Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada aerogenerador estimados en kW x Cantidad de aerogeneradores (considerando los aerogeneradores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en 3.2.6, el consumo interno de cada aerogenerador se estima en 115.8 kW. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha realizado la lectura del consumo de servicios auxiliares ( $P_{tr,SSAA}$ ), cuyo valor registrado fue de 13.9 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

$$P_{SSAA} = P_{tr,SSAA} + N^{\circ}Aeros \times Consumos \text{ propios}$$

$$P_{SSAA} = 13.9 \text{ kW} + 12 \times 115.8 \text{ kW} = 1403.5 \text{ kW}$$

### 5.3.3 Potencia neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 110 kV en paño H2 de la S/E San Pedro. Para la determinación de la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta,med}$ ) durante el ensayo se considera el valor promedio del registro de potencia obtenido dentro del periodo de ensayo:

$$P_{neta,med} = 53.63 \text{ MW}$$

### 5.3.4 Potencia de pérdida en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en los aerogeneradores ( $P_{AEROS}$ , ver Figura 5-3) y la Potencia Neta Medida ( $P_{neta,med}$ , ver Figura 5-3). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, cuya lectura durante las pruebas fue de 13.9 kW.

La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central medida ( $P_{perd,central,med}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,central,med} = P_{AEROS} - P_{tr,SSAA} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central,med} = 54.5 \text{ MW} - 13.9 \text{ kW} - 53.63 \text{ MW} = 0.8561 \text{ MW}$$



### 5.3.5 Extrapolación para condición de planta completa

Para estimar los valores correspondientes a operación con planta completa, se escalan los valores obtenidos por la proporción  $N^{\circ} Total\ Aeros/N^{\circ}Aeros\ en\ servicios$  (13/12) obteniéndose:

#### Potencia Bruta

La **Potencia Bruta** ( $P_{bruta,central}$ ) esperada para la totalidad de la central con 13 aerogeneradores en funcionamiento es:

$$P_{bruta,central} = P_{bruta,med} \times (N^{\circ} Total\ Aeros/N^{\circ}Aeros\ en\ servicios)$$

$$P_{bruta,central} = 55.8896\ MW \times (13/12) = 60.547\ MW$$

#### Potencia neta

La **Potencia Neta** ( $P_{neta,central}$ ) esperada para la totalidad de la central con 13 aerogeneradores en funcionamiento es:

$$P_{neta,central} = P_{neta,med} \times (N^{\circ} Total\ Aeros/N^{\circ}Aeros\ en\ servicios)$$

$$P_{neta,central} = 53.63\ MW \times (13/12) = 58.099\ MW$$

#### Potencia de los Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada aerogenerador estimados en kW x Cantidad de aerogeneradores (considerando todos los aerogeneradores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares Corregida**.

$$P_{SSAA,central} = P_{tr,SSAA} + N^{\circ} Total\ Aeros \times Consumos\ propios$$

$$P_{SSAA,central} = 13.9\ kW + 13 \times 115.8\ kW = 1519.3\ kW$$



### Potencia de pérdida en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a los valores estimados a nivel planta, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la Potencia Bruta ( $P_{bruta,central}$ ) y la Potencia Neta ( $P_{neta,central}$ ) y la Potencia de Servicios Auxiliares ( $P_{SSAA,central}$ ).

La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central Corregida ( $P_{perd,central,corr}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,central} = P_{bruta,central} - P_{SSAA,central} - P_{neta,central}$$

$$P_{perd,central} = 60.547 \text{ MW} - 1519.3 \text{ kW} - 58.099 \text{ MW} = 0.9287 \text{ MW}$$

## 5.4 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Eólico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
San Pedro II (ensayos 12 Aeros)	55.89	1403.5	856.1	53.63
San Pedro II (planta completa)	60.55	1519.3	928.7	58.10

Tabla 5.2 – Resultados Potencia Máxima – Parque Eólico San Pedro II



## 6 CONCLUSIONES

Se determinaron mediante ensayos los valores de potencia máxima bruta y neta para el Parque Eólico San Pedro II.

Parque Eólico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
San Pedro II (ensayos 12 Aeros)	55.89	1403.5	856.1	53.63
San Pedro II (planta completa)	60.55	1519.3	928.7	58.10

Tabla 6.1 – Resultados Potencia Máxima – Parque Eólico San Pedro II

Se demuestra que la Potencia Máxima bruta que podría entregar el parque es **60.55 MW**, resultando en una Potencia Máxima Neta calculada de **58.10 MW** en el POI.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.