

Empresa: TRANSANTARTIC ENERGIA

País: Chile

Proyecto: Parque Eólico San Pedro I

Descripción: Informe de Parámetros de Partida y Detención

Código de Proyecto: EE-2021-039

Código de Informe: EE-EN-2021-1067

Revisión: A



Este documento EE-EN-2021-1067-RA 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

Ing. Andrés Capalbo
Coordinador Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente de Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 43 páginas y ha sido guardado por última vez el 31/05/2021 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

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	16
3.2.5	Datos del transformador de Servicios Auxiliares	17
3.2.6	Curva de potencia	18
3.2.7	Curva de generación de potencia reactiva	19
3.2.8	Estados del aerogenerador	22
3.2.9	Perdidas Eléctricas Parque Eólico San Pedro I.....	25
4	REGULACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL PE SAN PEDRO I.....	27
5	DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN	30
5.1	Mediciones	30
5.2	Descripción de los ensayos	30
5.3	Cálculos	35
5.3.1	Gradiente de toma de carga.....	35
5.3.2	Gradiente de reducción de carga	36
5.3.3	Gradiente de detención	37
5.3.4	Tiempo de partida	38
5.4	Consumo de Energía	39
5.5	Resumen de resultados.....	40
6	CONCLUSIONES	42



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico tiene como propósito determinar el Mínimo Técnico de operación del Parque Eólico San Pedro I de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, adicionalmente este informe prevé la información técnica necesaria para justificar los supuestos y cálculos realizados para la determinación del Mínimo técnico.

El Parque Eólico San Pedro I se ubica en la cordillera de San Pedro de Dalcahue, ubicada en la región de Chiloé, y tiene una potencia instalada de 36 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:

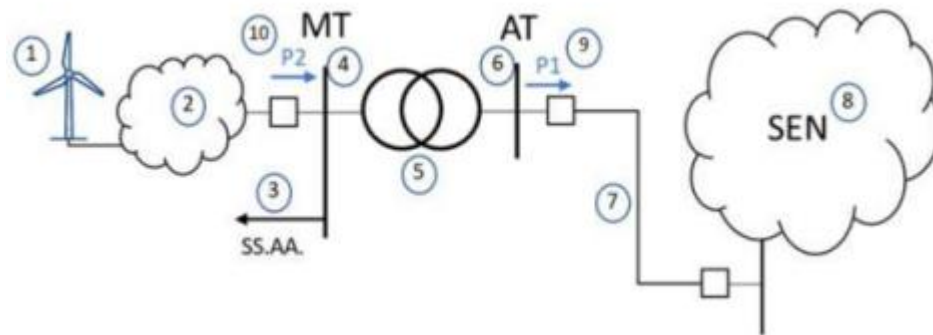


Figura 1-1 – Sistema equivalente parque eólico.

- 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**: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” establece cómo determinar e informar los tiempos asociados a los procesos de arranque y detención de un sistema de generación, y la energía eléctrica consumida durante los mismos procesos.

El tiempo de partida corresponde a aquel que demanda llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de operación a Mínimo Técnico. El tiempo de detención es el necesario para que la unidad generadora deje de entregar energía al Sistema, partiendo del Mínimo Técnico y llegando al estado apagado.

Los tiempos deberán ser desglosados en los siguientes periodos, según corresponda:

- I. Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización.
- II. Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico.
- III. Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal.
- IV. Desde la operación a potencia nominal hasta la desconexión.
- V. Desde la desconexión de la unidad hasta el término del proceso de detención.

Los parámetros deberán ser informados adjuntando antecedentes técnicos y respaldos que describan metodologías usadas, estimaciones y supuestos, siendo representativos de las características técnicas de operación de la unidad.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El parque San Pedro consta de 18 aerogeneradores G90 con una potencia unitaria de 2000 kW, generando un total de 36 MW brutos.

El parque agrupa dos 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 dos circuitos de MT se distribuyen de la siguiente forma:

- Circuito 1-San Pedro: 18 MW, 9 aerogeneradores.
- Circuito 2-San Pedro: 18 MW, 9 aerogeneradores.

La subestación de parque cuenta con un transformador elevador de 220/30 kV, que evacua a la subestación Degañ, a través de una línea aérea de simple circuito de longitud 22 km.

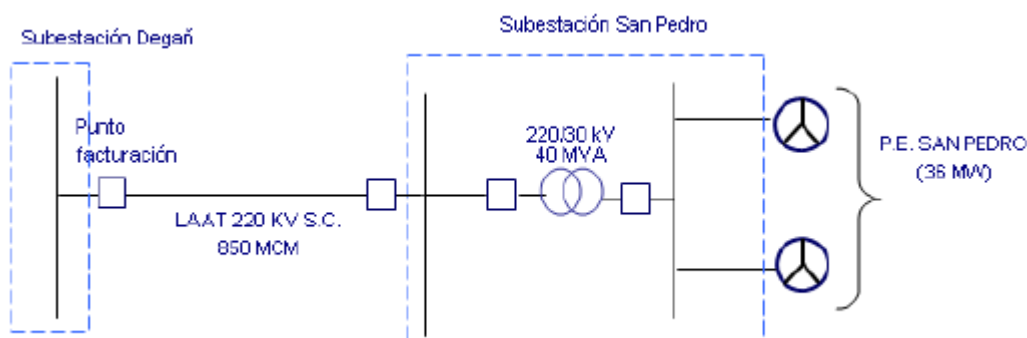


Figura 3-1 – Esquema general del parque San Pedro I

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 2 circuitos en donde acometen 9 aerogeneradores por cada uno de ellos, los aerogeneradores cuentan con un Generador Eléctrico de potencia nominal de 2070 kW, un transformador de potencia de relación 33/0.66 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, su acometida en la barra de MT y la salida del parque a la S/E correspondiente se muestra en la Figura 3-2, Figura 3-3 y Figura 3-4.

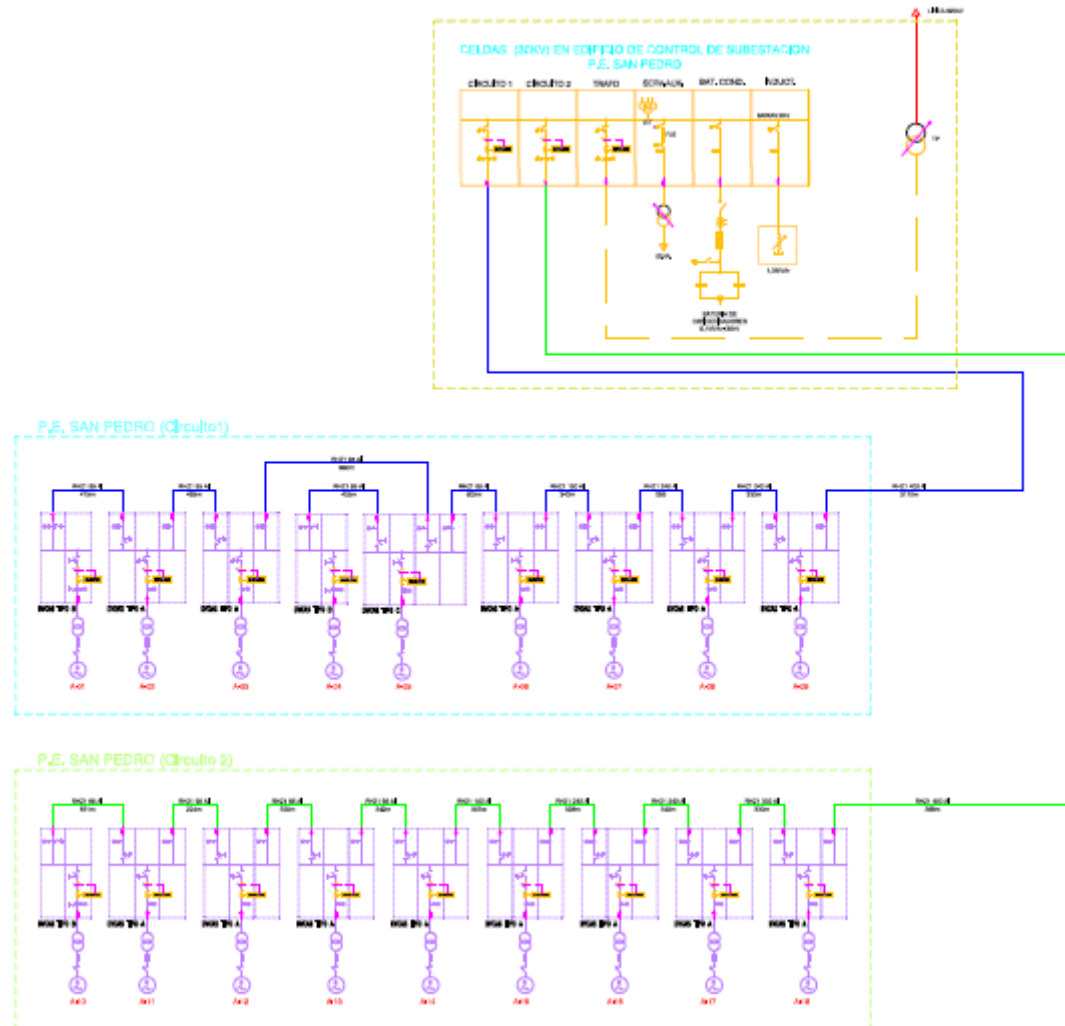


Figura 3-2 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque eólico San Pedro I

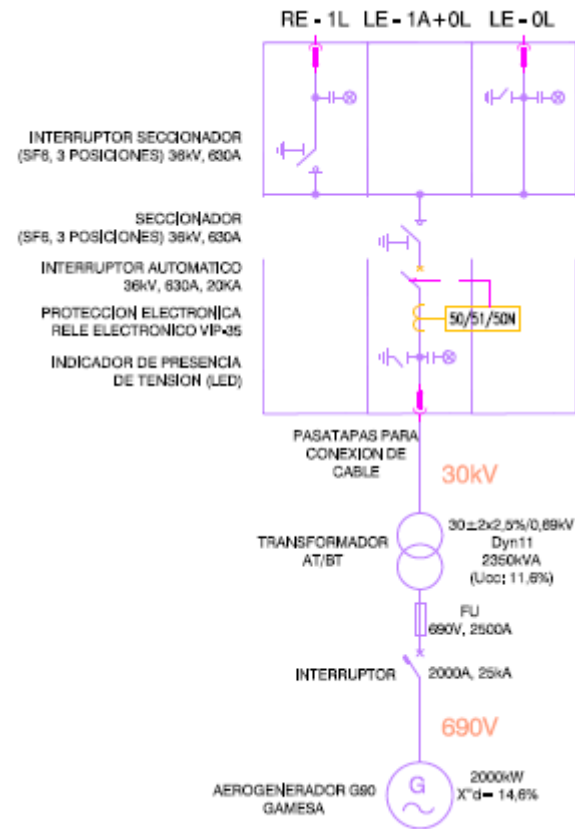


Figura 3-3 – Celdas (MESA) DVCAS 36 kV, 630 A, 20kA.

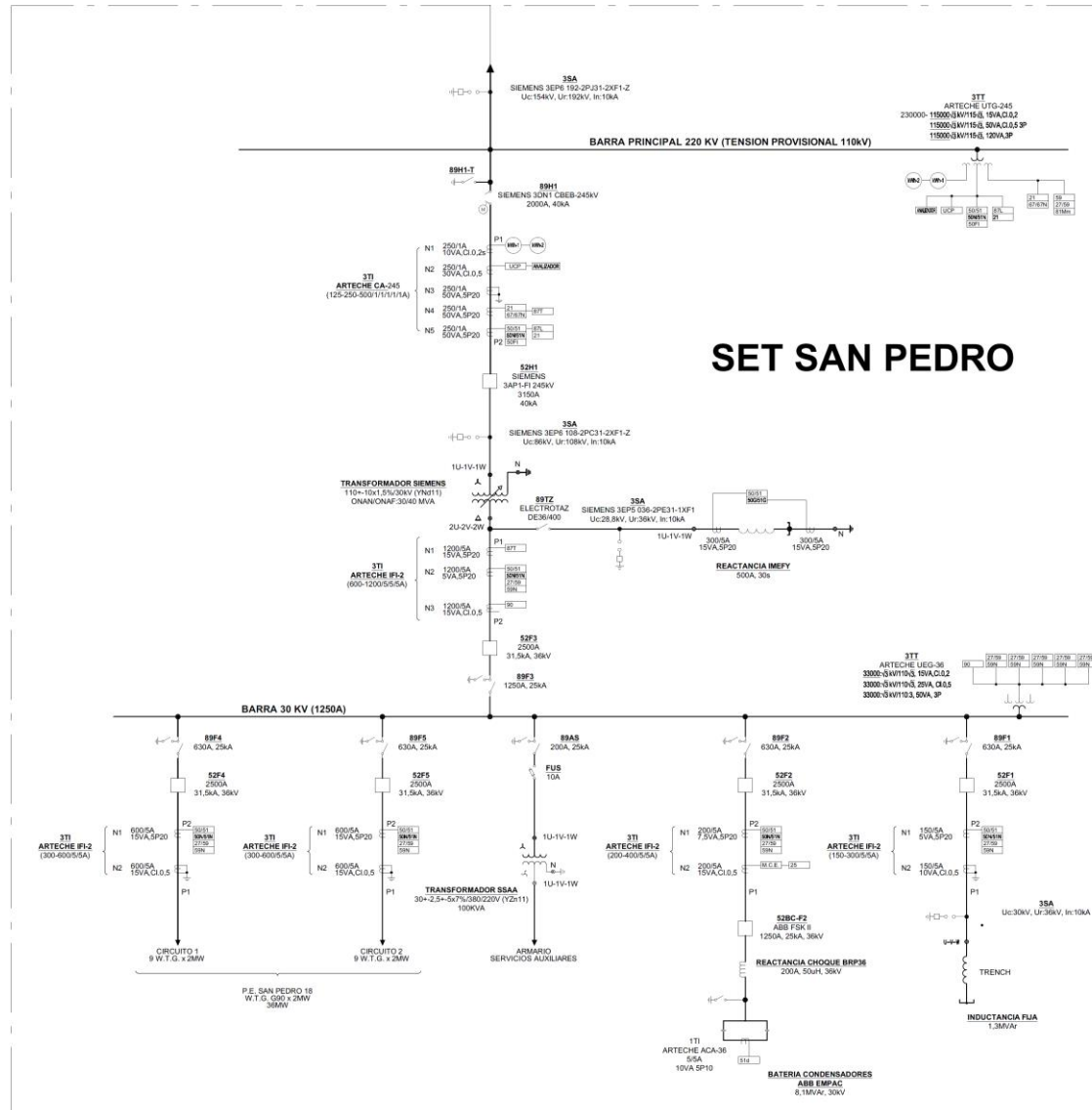


Figura 3-4 - S/E de salida del parque.



3.2 Aerogeneradores

El Parque eólico San Pedro I cuenta con 18 aerogeneradores Gamesa G90 2MW, los aerogeneradores Gamesa G 8X 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 asíncrono doblemente alimentado con 4 polos, rotor bobinado y anillos rozantes. Está refrigerado por un cambiador de calor aire – aire y el sistema de control permite trabajar con velocidad mediante el control de la frecuencia de las intensidades del rotor.

Generador Eléctrico	
Tipo Generador	Generador asíncrono doblemente alimentado.
Conexión Estator	Triángulo.
Conexión Rotor	Estrella.
Numero de Polos	4
Tamaño Constructivo	500
Sentido de giro	Sentido Horario visto desde el lado de acoplamiento.
Sondas Pt100	6 en estator, 1 en rodamientos LA y LOA y 1 en cuerpo de anillos
Temperatura ambiente	-40°C a +50°C (Versión BT), -20°C a +50°C (Standard y AT)
Frecuencia Nominal	50/60 Hz
Velocidad Nominal (50/60 Hz)	1680 / 2016 rpm
Rango de Velocidad	1000 – 1950 rpm / 1200 – 2340 rpm
Tensión Nominal	690 V
Tensión Rotor Bloqueado	1800 – 1850 V



Potencia Nominal	2070 kW
Factor de Potencia	0.95 cap – 1 – 0.95 cap
Grado de Protección	IP54 Maquina – IP21 Cuerpo de Anillos
Proteccion de la Corrosión	C3H de acuerdo con ISO 12944
Sistema de Refrigeración	IC666 refrigeración por aire con intercambiador aire/aire
Aislamiento Estator / Rotor	F ó H / F ó H
Peso	≤ 7.1 toneladas
Pre-Instalación acelerómetros para Sistema Mantenimiento Predictivo	Incluido
Posibilidad instalación engrasador automático	Si

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 Frecuencia (I)	
Tecnología	AC/DC/AC basado en IGBTs
Temperatura de funcionamiento	-25 .. 50°C
Refrigeracion	Aire o Agua/Glicol
Temperatura Maxima ambiente	50°C
Temperatura Maxima liquido refrigerante	60°C
Grado de proteccion convertidor	IP54
Frecuencia Nominal	48 a 63 Hz
Tensión Nominal	690 V
Inversor conectado a la red	
Potencia Nominal	230 kW
Potencia Máxima del Rectificador	450 kW
Corriente Nominal del Rectificador	192 A
Corriente Máxima del Rectificador (calculado para 690 V-10%)	420 A
Tensión Nominal del BUS DC	1070 – 1135 Vdc
Inversor conectado al generador	
Frecuencia de salida	0 ..20 Hz
Tensión de Salida	0 ..730 Vac
Corriente Maxima de Salida	800 A
Velocidad mínima de operación (50/60 Hz)	950/1140
Velocidad máxima de operación (50/60 Hz)	1950/2340 rpm

Tabla 3.2 Datos del Convertidor de Frecuencia



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.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA (I)	
Tipo Transformador	Transformador Trifásico, Seco Encapsulado
Condición de Servicio	Interior
Temperatura máxima	55°C
Clase Ambiental	E2
Clase Climática	C2
Comportamiento frente al fuego	F1
Altitud sobre nivel del mar	1000 m
Clase de Aislamiento/Térmico	H
Tensión Devanados de Baja Tensión	3 x 690 V
Conexión Devanados de Baja Tensión	Estrella, neutro conectado directamente a tierra
Tensión Devanados de Media Tensión	3x20 kV / 3x30 kV / 3x34.5 kV / 3x35kV
Tensión más elevada MT	
20 kV - 50Hz	24 kV
30 kV - 50Hz	36 kV
34.5 kV - 60Hz	36 kV
35 kV - 50Hz	40.5 kV (de acuerdo a GB 1094.11)
Conexión Devanados de Media Tensión	Triángulo
Tomas intermedias Media Tensión	+/-2,5% +/-5%
Grupo de Conexión	Dyn11
Frecuencia de Red	50 ó 60 Hz
Nivel de aislamiento Asignado MT	
20 kV Frecuencia Industrial	50 kV (50Hz 1 min)
20 kV Impulso tipo rayo	125 kV (1.2/50 µs, polaridad -)
30 kV Frecuencia Industrial	70 kV (50Hz 1 min)
30 kV Impulso tipo rayo	170 kV (1.2/50 µs, polaridad -)
34.5 kV Frecuencia Industrial	70 kV (60Hz 1 min)
34.5 kV Impulso tipo rayo	170 kV (1.2/50 µs, polaridad +)
35 kV Frecuencia Industrial	70 kV (60Hz 1 min)
35 kV Impulso tipo rayo	170 kV (1.2/50 µs, polaridad -)
Nivel de aislamiento Asignado BT	1 kV
Potencia Asignada	2350 kVA
Impedancia Cortocircuito 690V 2350 kVA	10.5% (valor aproximado)
Corriente Cortocircuito Secundario 690 V	25 kA (valor aproximado)
Pérdidas	
En vacío	(valores máximos sin tolerancias)
20 kV - 50Hz	≤ 3.7 kW
30 kV - 50Hz	≤ 3.9 kW
34.5 kV - 60Hz	≤ 4.2 kW
35 kV - 50Hz	≤ 4.2 kW
En carga a 120°C	(valores máximos sin tolerancias)
20 kV - 50Hz	≤ 24.2 kW
30 kV - 50Hz	≤ 25.8 kW
34.5 kV - 60Hz	≤ 24 kW
35 kV - 50Hz	≤ 24 kW
Nivel de descargas parciales	≤ 10 pC
Sondas Pt-100	2 por fase
Dimensiones máximas (L*W*H)	2080*890*2170 mm (valores aproximados)
Peso	< 5700 kg

Figura 3-5 – 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 3-6.

No.	DESIGNATION	UNIT	
1	Type	-	Oil filled-Core type-three phase
2	Installation	-	Outdoors
3	Transformer Vector group and Type of use	-	<u>YNd11</u> – Generation Step Up
4	Power (type of cooling)	MVA	30 (ONAN) / 40 (ONAF)
5	Maximum system voltage	kV	
6	Rated Primary Voltage	kV	220-110
7	Rated Secondary Voltage	kV	30
8	Rated frequency	Hz	50
9	Tap changer	-	On load (motorised)
10	Location	-	HV side
11	Taps (at full ONAF power delivery)	-	±10 x 1,5%
	Rated insulation levels (nominal - 1.2/50µs - 50Hz/1minute)	-	-
12	HV side - Phases	kV	245-950-395
13	HV side – Neutral	kV	72,5-325-140
14	MV side	kV	36-170-70
15	Maximum working temperature rise oil / copper	°C	60 / 65
16	Short circuit voltage at 75°C - ONAF based power	%	12%-13%
17	No Load Losses at 110% rated voltage	KW	< 25
18	Load Losses at full load and main Tap	KW	< 200
19	Cooling System	V	220 V ac
20	Control	V	125 V dc
	Other Characteristics and Accessories	-	-
21	Taps signalisation		Dry type contacts
22	Protective devices		Buchholz / Oil Level / Temperature / Pressure
23	Transformer footing type		Skids
24	Insulators type	-	Porcelain or epoxy
25	Creepage distance	mm/kV	25
26	Temperature range	°C	-25°C to +40°C
27	Altitude	m	Up to 1000m sea level
28	Standards	-	IEC and relevant CHILE standards

Figura 3-6 – 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
Alta Tensión	
Voltaje	$20 \pm 2 \times 2.5\% \text{ kV}$
Corriente	1.92 A
Grupo Vectorial	Yzn11
Clase de aislación	F 100 K
Baja Tensión	
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 3.3 - Datos de placa del transformador de servicios auxiliares.



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/m³]. 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/m³.

P [kW]	Densidad del aire [kg/m ²]									
	Ws [m/s]	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3	21	17	18	19	19	20	21	22	23	
4	85	71	73	76	78	81	84	86	89	
5	197	167	173	178	184	189	195	200	206	
6	364	311	320	330	340	349	359	369	378	
7	595	511	526	541	557	572	587	603	618	
8	901	774	797	820	843	866	889	912	936	
9	1275	1097	1130	1162	1195	1227	1259	1291	1323	
10	1649	1443	1483	1521	1561	1597	1632	1666	1700	
11	2899	1750	1787	1819	1849	1873	1891	1907	1922	
12	1971	1932	1944	1952	1960	1966	1969	1973	1977	
13	1991	1976	1980	1983	1986	1988	1990	1992	1993	
14	1998	1992	1994	1995	1996	1997	1998	1998	1999	
15	2000	1998	1999	1999	1999	1999	2000	2000	2000	
16	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
17	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
18->21	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
22	1906	1906	1906	1906	1906	1906	1906	1906	1906	
23	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	
24	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455	1455	
25	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	1230	

Tabla 3.4 - Potencia en kW del AEG 2 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.

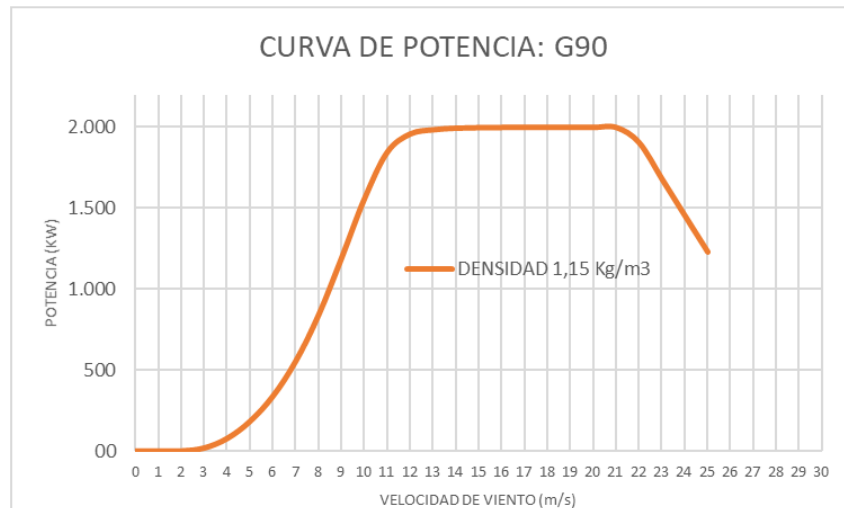
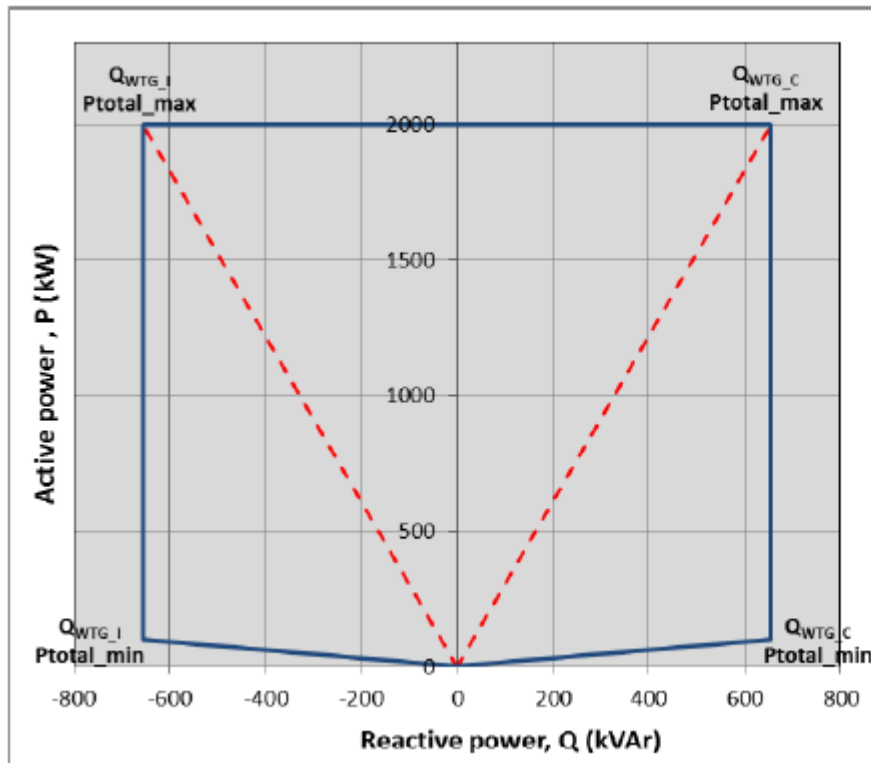


Figura 3-7 – Curva de potencia del aerogenerador de 2.0 MW según velocidad del viento

3.2.7 Curva de generación de potencia reactiva

Los límites de la producción de potencia reactiva son ± 655 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 100 kW hasta 2000 kW) siempre que el aerogenerador esté en funcionamiento, con temperatura ambiente dentro del rango de funcionamiento y tensión en el rango de $\pm 5\%$.



SG	
2.0MW	
P_{total_max}	2.0MW
Q_{WTG_I}	-655kVAr
Q_{WTG_C}	655kVAr
P_{total_min}	100kW

Figura 3-8 - Potencia Reactiva Vs. Potencia Activa para un aerogenerador 2.0 MW

Cuando la opción QP0 está habilitada (Q con $P = 0$ kW), se puede producir una potencia reactiva sin tener generación de potencia activa. Esto se producirá durante las condiciones de poco viento cuando el aerogenerador está preparado para producir sin alarmas activas. La siguiente figura describe la máxima generación de Q en función de la tensión.

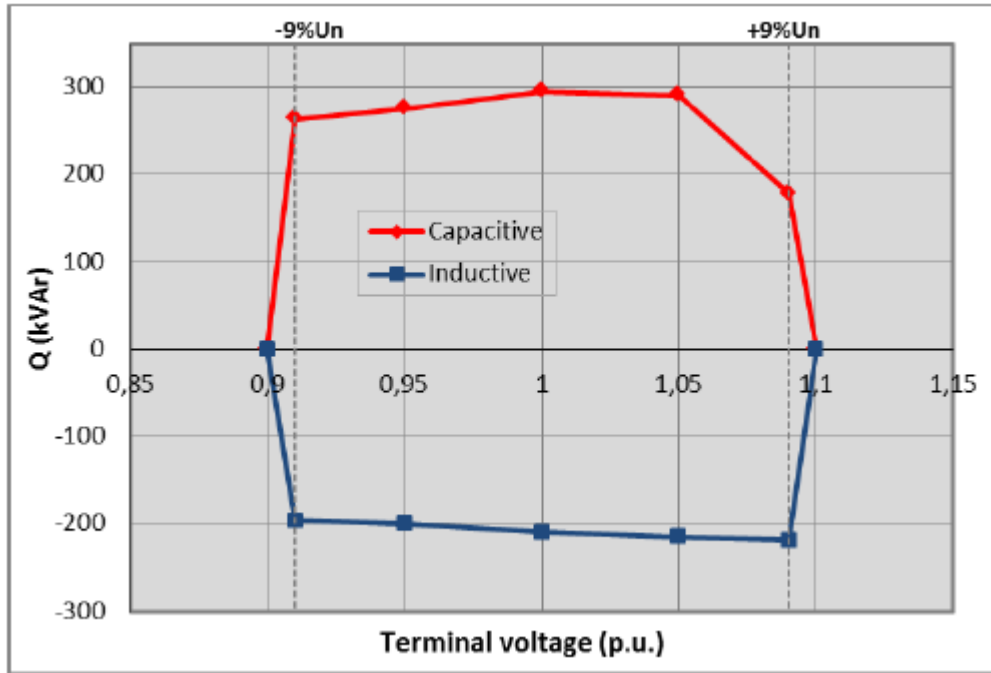


Figura 3-9 - Voltaje en p.u. Vs. Potencia Reactiva



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:

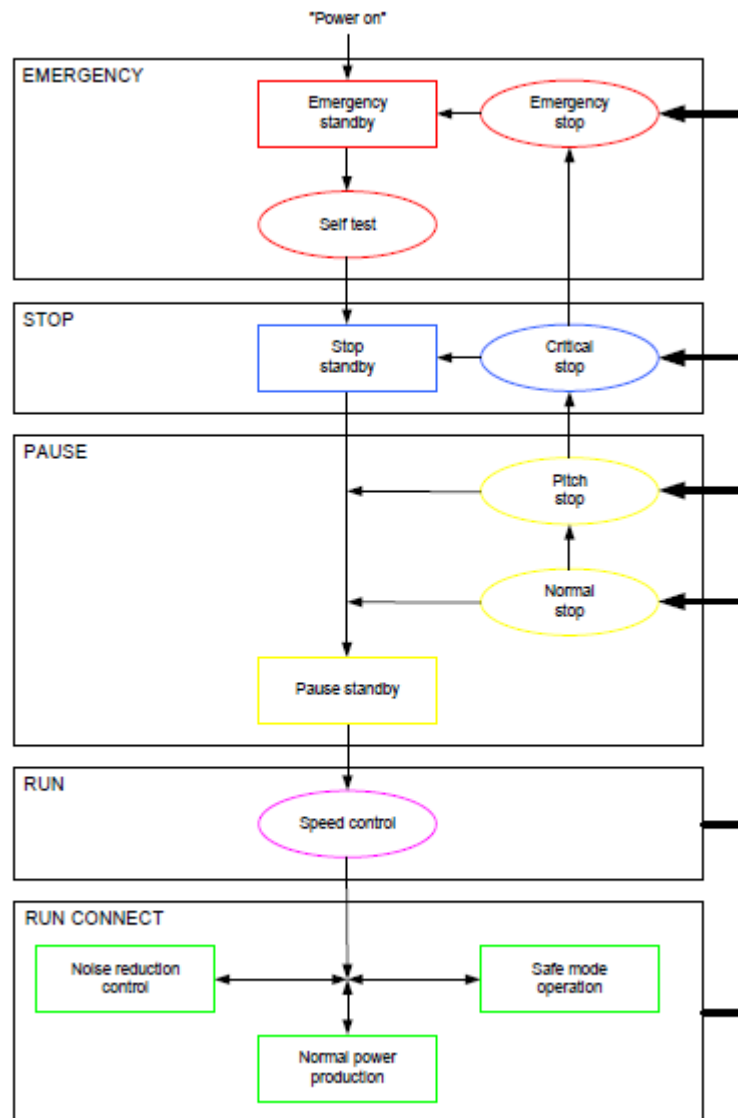


Figura 3-10 - Esquema de estado de funcionamiento principal



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 proporcionara 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.

De acuerdo con la información provista por el fabricante, los aerogeneradores pasan al estado de pausa si la potencia requerida es inferior a los 100 kW.

- 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 proporcionara 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 esta 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 aumentara 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 cambiara 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.

3.2.9 Perdidas Eléctricas Parque Eólico San Pedro I

Las pérdidas de energía del parque vienen determinadas por los siguientes elementos:

- **Consumos Propios promedio de los aerogeneradores en modo pausa.**
- **Consumos Servicios Auxiliares de planta**
- **Cables de la red de media tensión.**
- **Transformadores de cada aerogenerador.**
- **Transformadores de subestación.**
- **Línea aérea de Alta Tensión.**

De acuerdo con la información suministrada por el fabricante el consumo de potencia del aerogenerador es de 6.2 kW.

Las pérdidas indicadas son referidas a:

- Las pérdidas eléctricas se consideran a plena carga y a régimen variable.
- Se considera que todos los aerogeneradores operan con el mismo régimen de carga al mismo tiempo.
- Los aerogeneradores trabajan con un factor de potencia de 0.95 en sus terminales.

Las pérdidas totales del parque eólico en base a los supuestos se encuentran resumidas en las siguientes tablas:



PÉRDIDAS POTENCIA A PLENA CARCA PE SAN PEDRO (36 MW)			
Elemento	Potencia (MW)	Potencia Perdida (kW)	Porcentaje (%)
Transformadores AEGs	36	421	1.17
Cables MT	36	350	0.97
Transformador Subestación	36	205	0.57
Línea 110 kV	36	183	0.51
Consumos Auxiliares	36	10	0.03
Total	36	1170	3.25

Tabla 3.5 - Pérdidas de potencia del parque eólico San Pedro ¹

PÉRDIDAS ENERGÍA ELÉTRICA PE SAN PEDRO (36 MW)			
Elemento	Energía/año (kWh)	Perdidas Energía/año (kWh)	Porcentaje (%)
Transformadores AEGs	158,786,284	1,595,604	1
Cables MT	158,786,284	1,219,694	0.77
Transformador Subestación	158,786,284	781,695	0.49
Línea 110 kV	158,786,284	638,403	0.4
Consumos Auxiliares	158,786,284	86,191	0.05
Total	158,786,284	4,321,587	2.72

Tabla 3.6 - Pérdidas de energía del parque eólico San Pedro I

¹ Los valores de la tabla son tomados del documento "1. Informe Perdidas San Pedro_rev 2_111117" (informe pérdidas)



4 REGULACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL PE SAN PEDRO I

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 3-7 – Curva de potencia del aerogenerador de 2.0 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.



WindNet® 3.0 - Windows Internet Explorer

http://192.168.50.182/WebClient3/default.aspx?e21vZHVzZjlkOAlmVndWxhdGlvbiNvWjJhbnRzIwgbW9kdWxvHlwZTogJvZjHmKkR3Jvdkt...

WindNet® 3.0

WindFarm: Admin, 08/27/09 11:13:48, 08/27/09 11:14:51

States: TO RUN NC RE PA MA ST EM

Active Alarms & Warnings: TOT 345, ACK 0, UN-ACK 345

Production: P (kW) 172.0642, Q (kVAR) CF (%)

Energy (kWh): Total 1.121.546.013, Year 123.156.000, Month 123.156.000

Power Regulators State: WF01-APR001, WF02-APR002, WF03-APR003, WF04-APR004, WF01-RPR001, WF02-RPR002, WF03-RPR003, WF04-RPR004

Path: Operation \ Regulation Commands

Monitoring | Alarms & Warnings | Reports | Tools | Operation | Scheduling | Configuration

Active Power Regulation

Measuring 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

Measuring 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

System Warnings

Regulation Warnings:

- Measuring devices in comm. failure
- Active Power & Frequency Regulation Working in low accuracy mode
- Reactive & Apparent Power Regulation Regulation is not possible

Sort Criteria:

Active Power Regulation: Application Id - Asc.
Reactive Power Regulation: Application Id - Asc.

General Commands

Wind Farm: WF01

Select command: General_Running [Send]

Wind Turbine Commands

1 WT: WT001

Group: WF01-APR001

Select command: Running [Send]

Pending Commands

Device Id: | Command: |
No commands pending

[Cancel All Commands]

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



5 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN

Los tiempos correspondientes a los procesos de partida y detención fueron determinados por medio de un ensayo sobre el parque eólico.

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 (A11) utilizando para el mismo una tasa de muestreo de 1 segundo.

5.2 Descripción de los ensayos

El día 20 de mayo de 2021 se realizó un ensayo para determinar el valor de mínimo técnico del parque. Cabe aclarar que durante las pruebas el parque los aerogeneradores A04 y A05 no estuvieron operativos por encontrarse en mantenimiento, por lo tanto, la prueba fue realizada sobre 16 de los 18 aerogeneradores del parque.

Al momento de las pruebas el parque contaba con alto y constante recurso eólico, y como se puede ver en la Figura 5-1, Figura 5-2 y Figura 5-3, se estaba generando prácticamente la potencia máxima del parque con los 16 aerogeneradores disponibles. Además, se observa como todos se mueven coordinadamente según las órdenes del PPC.

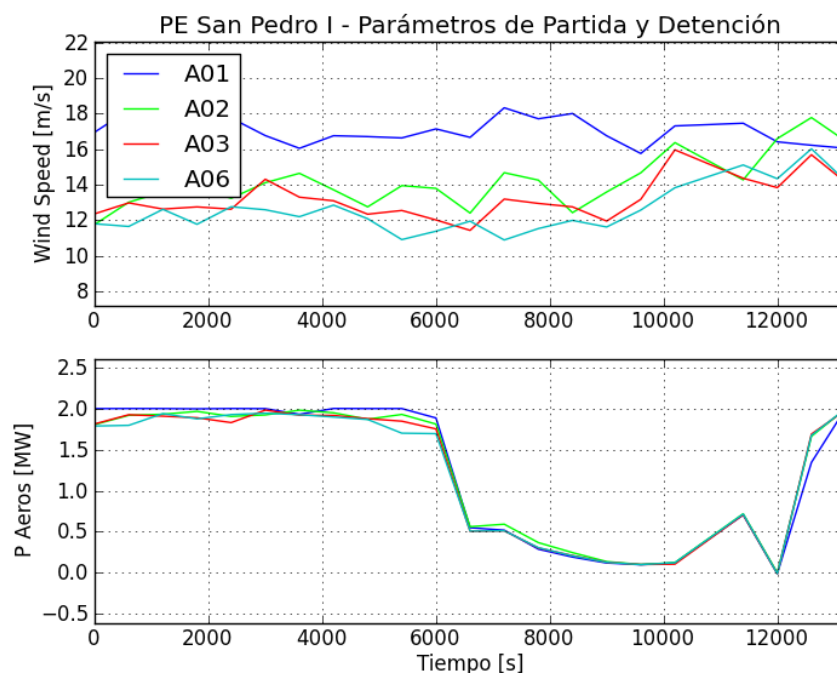


Figura 5-1- Potencia activa por Aerogenerador (Scada)

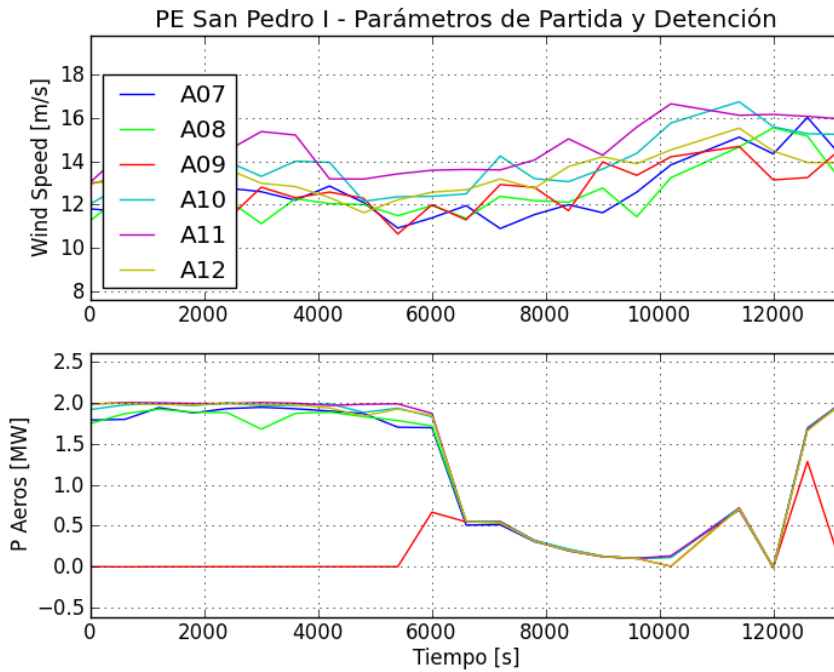


Figura 5-2- Potencia activa por Aerogenerador (Scada)

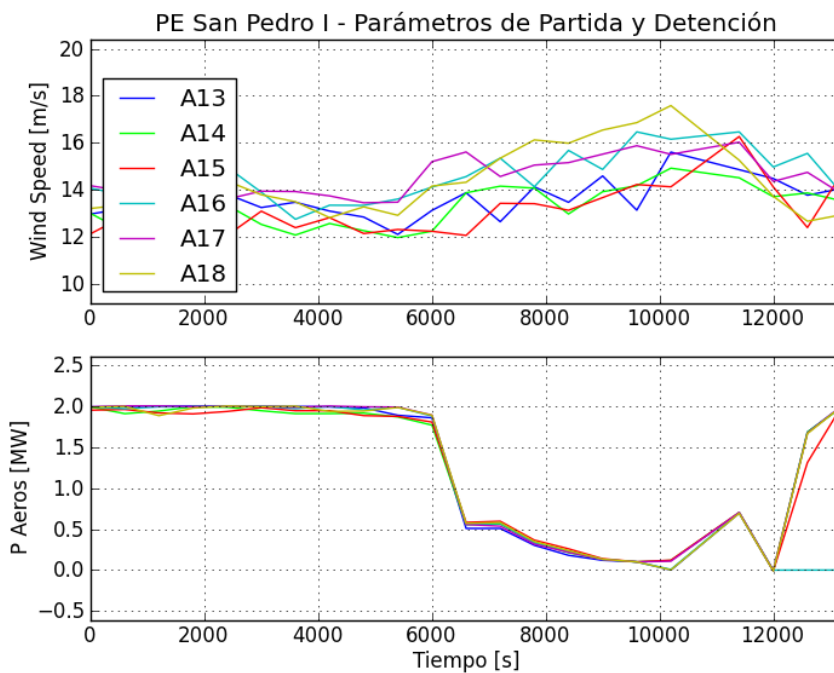


Figura 5-3- Potencia activa por Aerogenerador (Scada)



Dentro del período de tiempo mostrado en las figuras anteriores se realizan distintas maniobras, estas son:

- a. Reducción controlada de carga: Estando con una consigna de 36 MW y de acuerdo con la disponibilidad del recurso eólico el parque tiene una potencia aproximada 30 MW. A nivel aerogenerador, se estaba generando prácticamente la potencia máxima de 2 MW. Se verifica la estabilidad del parque en la condición de 30 MW y se consigna 10 MW en el PPC de la planta. Se observa una reducción de carga al gradiente normal de operación.
- b. Orden de detención: Nuevamente estando con una consigna de 36 MW y de acuerdo con la disponibilidad del recurso eólico el parque tiene una potencia aproximada 30 MW. A nivel aerogenerador, se estaba generando prácticamente la potencia máxima de 2 MW. Se verifica la estabilidad del parque en la condición de 30 MW y se consigna 0 MW en el PPC de la planta. Se observa una reducción de carga que resulta en el máximo gradiente posible y el proceso de detención más rápido. Vale decir que en operación normal este proceso se realiza entre mínimo técnico (100kW a nivel aerogenerador) y potencia cero.
- c. Estado de detenido: Una vez llegado al despacho deseado a 0 MW, se verifica que todos los aerogeneradores se encuentren en estado “Pausa”.
- d. Orden de partida: Una vez que los aerogeneradores se encuentran en estado “Pausa” se da la orden de arranque y se consigna 36 MW en el PPC de la planta para normalizar la operación. Se verifica que todos los aerogeneradores cambian de estado “Pausa” a “Marcha Acoplada”. A nivel aerogenerador, la producción de potencia parte de 0 kW, pasa por el mínimo técnico y luego alcanza la potencia máxima de 2 MW.

El detalle de las maniobras anteriores (proceso de detención y posterior arranque) se muestran en las Figura 5-4, Figura 5-5 y Figura 5-6 y se obtuvieron de los registros del aerogenerador A11 (testigo), con tasa de muestreo de 1 segundo. En la misma se puede visualizar la evolución de la potencia activa a nivel aerogenerador.

Se detalla con líneas negras segmentadas los hitos temporales que marcaron el proceso de Partida y Detención en el aerogenerador testigo A11, los cuales son descritos en la Tabla 5-1.

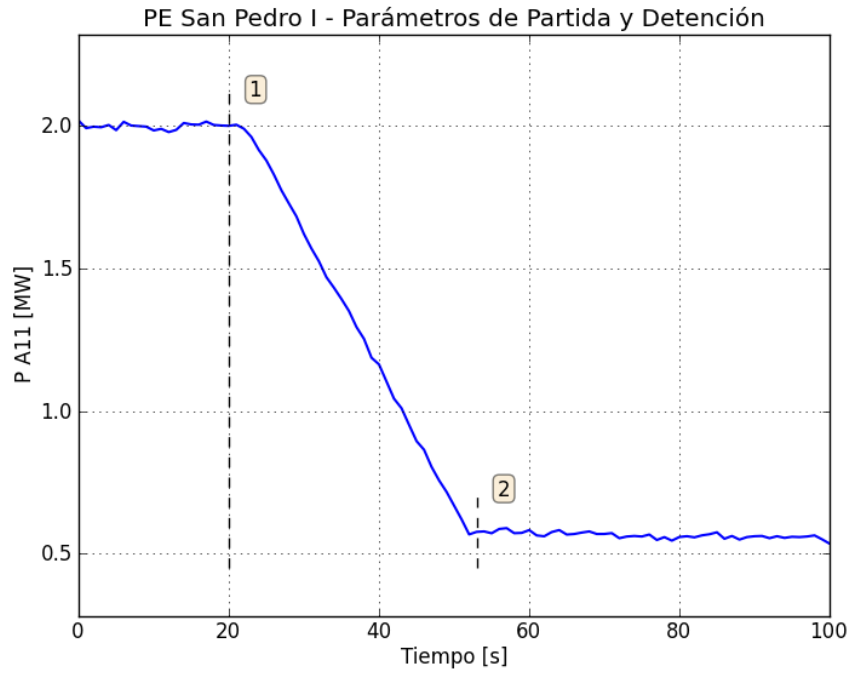


Figura 5-4- Registro de potencia activa del aerogenerador A11

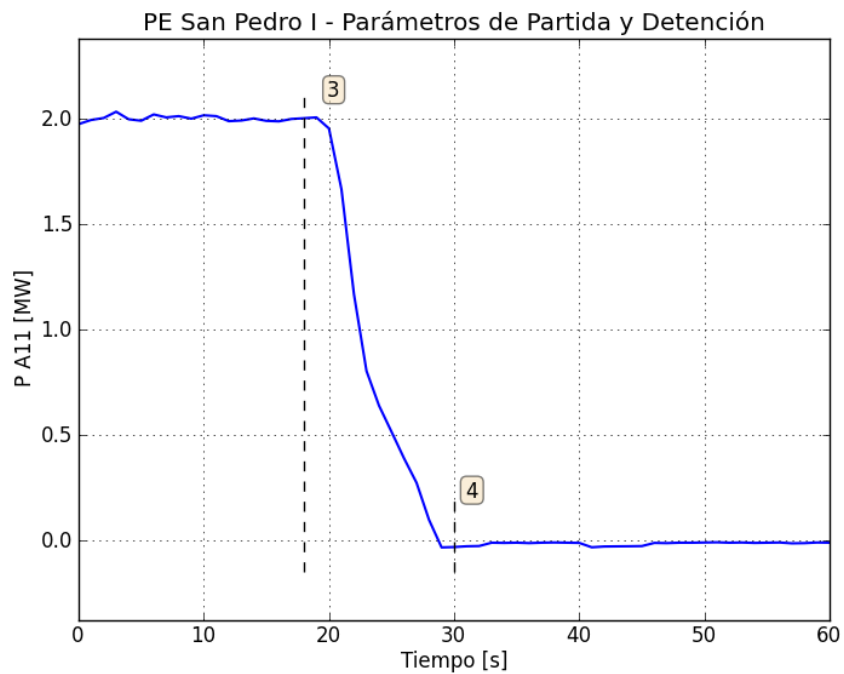


Figura 5-5- Registro de potencia activa del aerogenerador A11 (Detención)

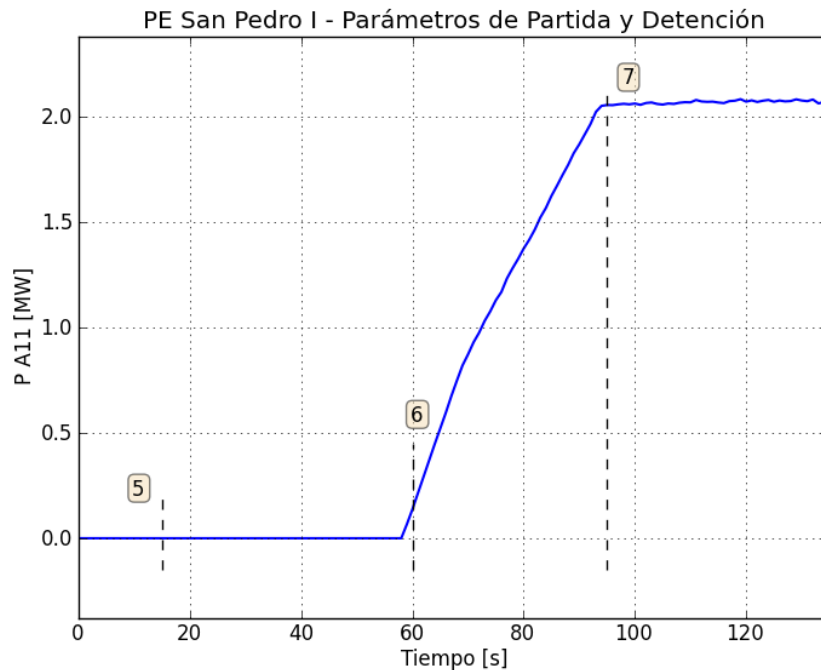


Figura 5-6- Registro de potencia activa del aerogenerador A11

Tiempo	Descripción
1	El parque se encuentra con la potencia máxima disponible por el recurso eólico, aprox. 30 MW. El aerogenerador testigo A11 esta despachado con la máxima potencia 2 MW. Luego se fija un setpoint de potencia activa de 10 MW en el PPC.
2	Se llega al setpoint deseado, quedando todos los aerogeneradores con una potencia de 560 kW.
3	El parque se encuentra con la potencia máxima disponible por el recurso eólico, aprox. 30 MW. El aerogenerador testigo A11 esta despachado con la máxima potencia 2 MW. Luego se fija un setpoint de potencia activa de 0 MW en el PPC.
4	Se llega al setpoint deseado, quedando todos los aerogeneradores en el estado de "Pausa". Se verifica que el aerogenerador A11 llega a 0 kW.
5	Se da la orden de arranque y toma de carga a potencia nominal 36 MW en el PPC. Los aerogeneradores cambian de estado "Pausa" a "Marcha Acoplada". Se verifica el cambio de estado sobre el aerogenerador A11.
6	Se alcanza el despacho de mínimo técnico 1.8 MW ² a nivel parque. Se verifica que la potencia activa del aerogenerador A11 alcance los 100 kW ²
7	Se alcanza la máxima potencia disponible a nivel parque. El aerogenerador A11 alcanza la máxima potencia de 2 MW.

Tabla 5-1 – Secuencia de eventos

² Valor de Mínimo técnico determinado en el informe "EE-EN-2021-1065-RA_Minimo_Tecnico_PE_San_Pedro_I"



5.3 Cálculos

Como solo fue posible obtener registros del aerogenerador A11, los resultados de los Parámetros de Partida y Detención a nivel Parque se extrapolan a partir de los resultados obtenidos sobre la tendencia del aerogenerador testigo A11.

5.3.1 Gradiente de toma de carga

El gradiente de toma de carga del aerogenerador es 3.2 MW/min tal como muestra la Figura 5-7.

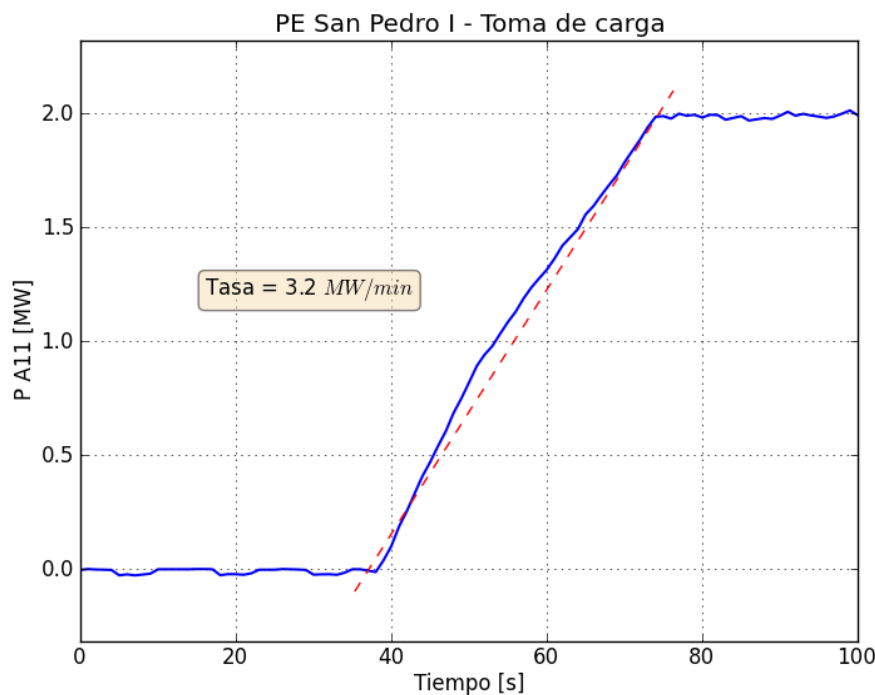


Figura 5-7 – Gradiente de toma de carga.

Por lo tanto, el gradiente de toma de carga del parque en operación normal y considerando todos los aerogeneradores disponibles es:

$$\text{Gradiente}_{\text{Toma}} = 18 * 3.2 \text{ MW} / \text{min} = 57.6 \text{ MW} / \text{min}$$

En función de este gradiente se obtiene el tiempo que demora el parque en pasar de mínimo técnico 1.8 MW a plena carga 36 MW. Este tiempo es de 36 segundos.



5.3.2 Gradiente de reducción de carga

El gradiente de toma de carga del aerogenerador es -3.0 MW/min tal como muestra la Figura 5-8.

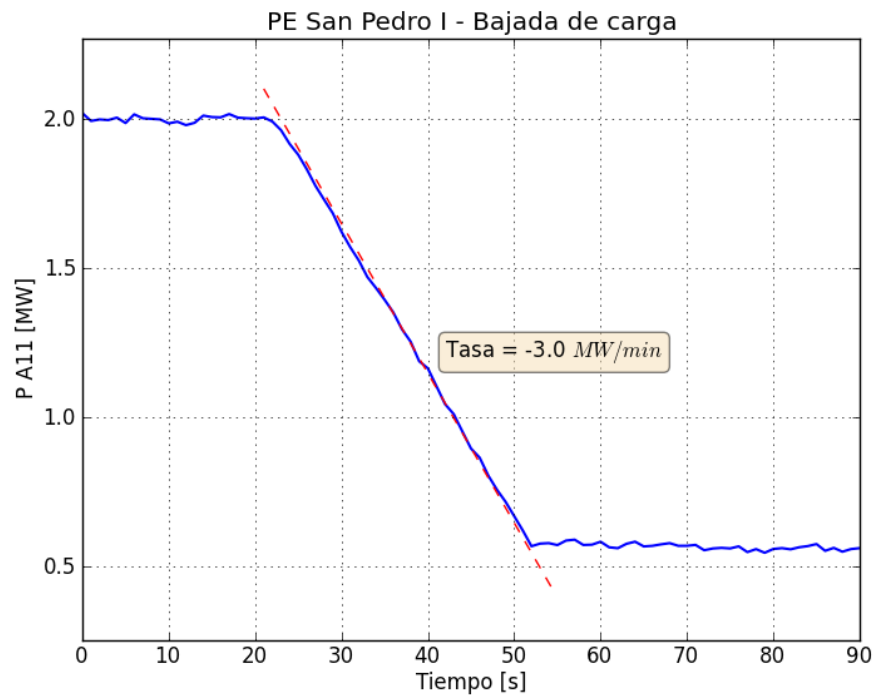


Figura 5-8 – Gradiente de reducción de carga.

Por lo tanto, el gradiente de reducción de carga del parque en operación normal y considerando todos los aerogeneradores disponibles es:

$$\text{Gradiente}_{\text{Reducción}} = 18 * (-3 \text{ MW} / \text{min}) = -54 \text{ MW} / \text{min}$$

En función de este gradiente se obtiene el tiempo que demora el parque en pasar de plena carga 36 MW a mínimo técnico 1.8 MW. Este tiempo es de 38 segundos.



5.3.3 Gradiente de detención

También se determina el gradiente de reducción cuando a los aerogeneradores se les consigna un valor de potencia por debajo de su mínimo técnico (100 kW) y los mismos cambian al estado de “Pausa”. Esto último se puede ver cuando el parámetro dentro de la lógica de control del aerogenerador conmuta de 5 “Marcha acoplada” a 3 “Pausa”.

En la siguiente figura se observa el cambio de estado cuando se le consigna 0 MW al controlador del parque.

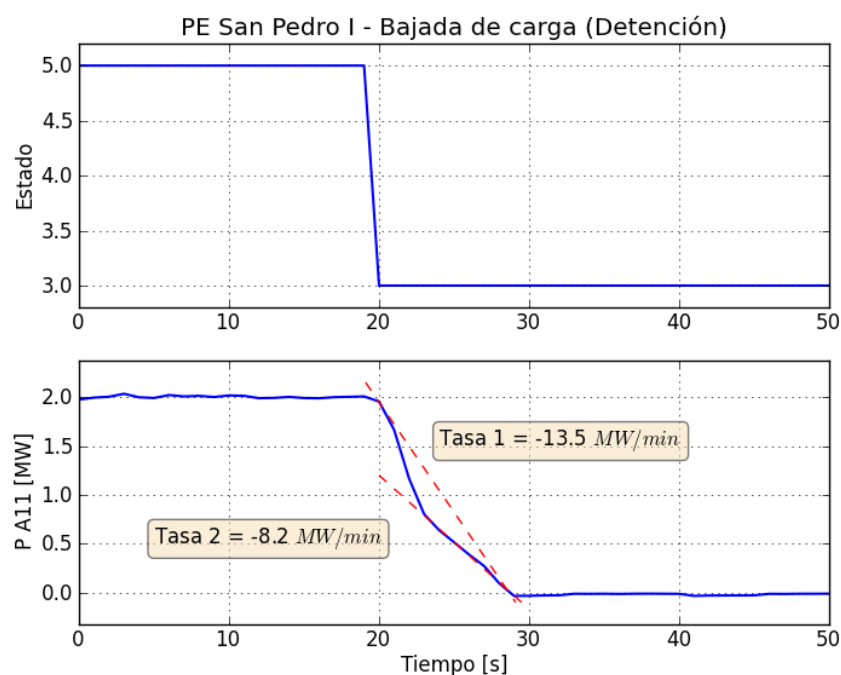


Figura 5-9 – Gradiente de reducción de carga (Detención).

Por lo tanto, el gradiente de detención de carga del parque en operación normal y considerando todos los aerogeneradores disponibles es:

$$\text{Gradiente}_{\text{Detención}_1} = 18 * (-13.5 \text{ MW} / \text{min}) = -243 \text{ MW} / \text{min}$$

$$\text{Gradiente}_{\text{Detención}_2} = 18 * (-8.2 \text{ MW} / \text{min}) = -147.6 \text{ MW} / \text{min}$$

Considerando estos gradientes se obtiene el tiempo que demora el parque en pasar de mínimo técnico 1.8 MW a 0 MW (Estado de Pausa). Para este tiempo se toma una cota de 1 seg máximo considerando la peor condición.



5.3.4 Tiempo de partida

Estando el parque con todos los aerogeneradores en estado de “Pausa” (0 Kw), el tiempo de partida se determina desde que se da la orden de arranque al parque hasta que los aerogeneradores conmutan al estado de “Marcha acoplada” y alcanzan el despacho de mínimo técnico.

Durante esta secuencia de arranque se puede ver cuando el parámetro dentro de la lógica de control del aerogenerador conmuta de 3 “Pausa” a 5 “Marcha acoplada”.

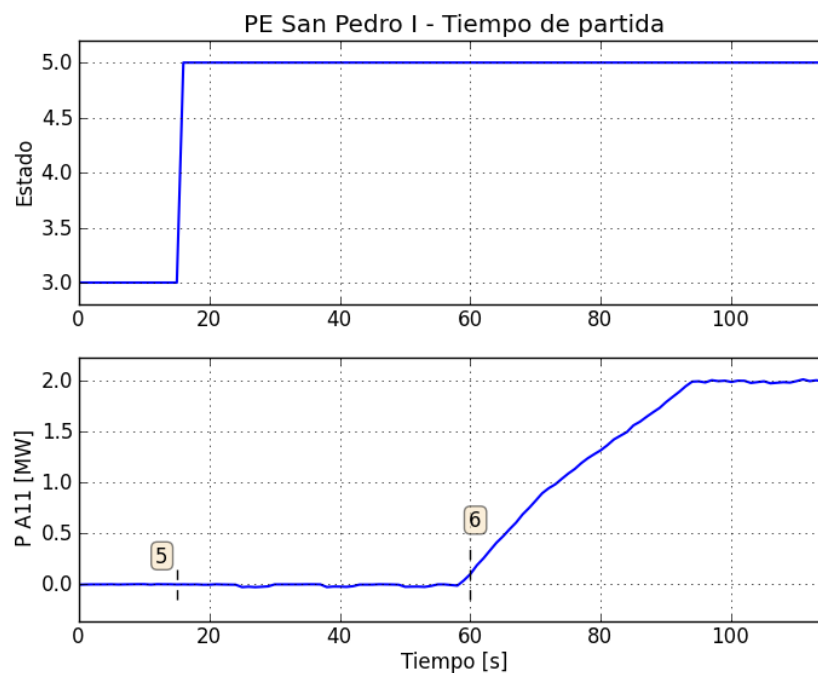


Figura 5-10 – Tiempo de partida aerogenerador A11

Como puede observarse, este tiempo fue determinado entre los instantes de tiempo 5 y 6 y es igual a 45 segundos.

Cabe aclarar que este tiempo fue determinado partiendo de la condición de que los aerogeneradores ya estaban correctamente orientados y que su sistema de control ya había verificado todos los permisos necesarios para el arranque.

Sin embargo, a partir de información suministrada por el fabricante, cuando el aerogenerador requiere orientarse previamente, el tiempo de arranque puede ser de hasta 10 minutos. Esto se debe a que desde que se da la orden de arranque hasta el tiempo de sincronización, el sistema de control del aerogenerador realiza las siguientes tareas:



Transición de Modo Stop a Pausa:

- No existen alarmas activas que envíen el aerogenerador a modo Stop.
- Chequeo de variables hidráulicas del aerogenerador son correctas.
- Serie de emergencia en el Hub Cerrada.

Transición de Modo Pausa a Marcha:

- No existen alarmas activas que envíen el aerogenerador a modo Pausa.
- La máquina se encuentra correctamente orientada.
- La velocidad de Viento se encuentra por debajo de un valor de velocidad determinado.
- Chequeo de ángulos de orientación de las palas del aerogenerador (ángulo de pitch).

Transición de Marcha a Marcha acoplado:

- No existen alarmas operadas.
- La máquina se encuentra correctamente alineada.
- La velocidad del viento es superior a 4 [m/s].
- El convertidor de potencia se encuentra en funcionamiento normal.

5.4 Consumo de Energía

Para la realización de los cálculos utiliza la información de las pérdidas eléctricas presentada en el capítulo 3.2.9, de donde se toman los datos de 10 kW correspondiente a los consumos de SS.AA. del parque y de 6.2 kW correspondiente al consumo de potencia de cada aerogenerador.

Para el cálculo de la energía consumida durante el proceso se tiene que la potencia consumida será (considerando los 18 aerogeneradores en servicio):

$$P = 10 \text{ kW} + 18 \times 6.2 \text{ kW} = 121.6 \text{ kW}$$

Luego, en la tabla de resultados, se calculará la energía multiplicando este valor por el correspondiente tiempo obtenido para cada etapa del proceso.



5.5 Resumen de resultados

El Anexo Técnico define el tiempo de partida como el que demora la unidad en pasar del estado de apagado al estado en carga con potencia correspondiente al mínimo técnico. En forma similar se define el tiempo de detención como el que se demora la unidad en pasar del estado de mínimo técnico al estado de desconectado.

La Tabla 5-2 muestra los tiempos obtenidos.

	Parámetro	Valor	Nota
1	Tiempo de reducción de carga	0'38"	Se calcula el tiempo requerido para pasar de 36 MW a 1.8 MW a una tasa de -54.0 MW/min.
2	Tiempo de detención	0'1"	Se calcula el tiempo requerido para pasar de 1.8 MW a 0 MW a una tasa de -147.6 MW/min.
3	Tiempo de partida	0'45" (*)	Tiempo entre 5 y 6 (Figura 5-10).
4	Tiempo de toma de carga	0'36"	Se calcula el tiempo requerido para pasar de 1.8 MW a 36 MW a una tasa de 57.6 MW/min.

Tabla 5-2 – Resultados

(*) **Nota:** En el caso de que el aerogenerador parta de una condición de “no orientado” este tiempo puede durar hasta 10 minutos.

Notar que debido a la tecnología de esta planta tanto el proceso de partida hasta sincronización como el proceso desde la desconexión de la unidad (parque) del Sistema no implica maniobrar interruptores, es decir el tiempo insumido es nulo.

Los tiempos obtenidos se corresponden con lo esperado para este tipo de tecnología.



Finalmente se resumen los resultados completos en la siguiente tabla.

Aerogenerador / Parque	Parámetro técnico	I) Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización	II) Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico.	III) Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal.	IV) Desde la operación a potencia nominal hasta la operación a Mínimo Técnico.	V) Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la desconexión (estado de apagado).	VI) Desde la desconexión de la unidad hasta el término del proceso de detención	VII) Operación mínima antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.
Aerogenerador	Combustible utilizado durante el proceso	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Energía eléctrica consumida durante el proceso [kWh]	0	0.085	0.068	0.071	0.002	0	0
	Duración del proceso [min]	0	0' 45" ⁽³⁾	0'36"	0'38"	00'01"	0	0
Parque	Combustible utilizado durante el proceso	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Energía eléctrica consumida durante el proceso [kWh]	0	1.52	1.22	1.28	0.034	0	0
	Duración del proceso [min]	0	0' 45" ⁽³⁾	0'36"	0'38"	00'01"	0	0

Tabla 5-3 – Resultados Finales

³ **Nota:** En el caso de que el aerogenerador parta de una condición de “no orientado” este tiempo puede durar hasta 10 minutos.



6 CONCLUSIONES

Se determinaron mediante ensayos los principales tiempos involucrados en los procesos de partida y detención del Parque Eólico San Pedro I.

Tanto el tiempo de partida como el de detención se encuentran en el orden de lo esperado para este tipo de tecnología y según el sustento provisto por el fabricante.

Asimismo, se verifica un reducido consumo de energía en estos procesos tal como se espera para este tipo de tecnología.

No existe distinción entre arranque frío y caliente ya que no hay restricciones respecto del tiempo requerido por la planta para volver a inyectar potencia al Sistema luego de la detención de la generación.

De igual forma, la cantidad y el tipo de combustibles para los procesos de Partida y Detención no aplican debido al tipo de tecnología.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.