



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

INFORME DE DETERMINACIÓN DE MINIMO TÉCNICO

Parque Eólico Cerro Tigre



Enero 2022

A 0668 | R 1067-21

Tabla de contenido

REGISTRO DE COMUNICACIONES.....	6
SECCIÓN PRINCIPAL	7
1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. Marco normativo	7
1.2. Descripción de la planta	7
1.3. Descripción del control de planta y funcionalidades	13
1.4. Antecedentes de unidades de similares características	18
1.5. Descripción de las pruebas	18
2. RESULTADOS OBTENIDOS	18
2.1. Registros	18
2.2. Pérdidas y consumos propios.....	21
3. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO BRUTO	25
4. CONCLUSIONES.....	26

Índice de tablas y gráficos

Tabla 1. Valores máximos de pendiente y consigna de potencia activa.....	15
Tabla 2. Valores sugeridos de pendiente para la función limitación de rampa.	15
Tabla 3. Parametrización del modo LFSM-O.....	16
Tabla 4. Parametrización del modo FSM-O-U.	16
Tabla 5. Configuración de los límites PQ del control de potencia reactiva.....	17
Tabla 6. Tiempos asociados a la dinámica del control de potencia reactiva.	17
Tabla 7. Consumos servicios auxiliares aerogeneradores.....	23
Tabla 8. Cálculo de mínimo técnico bruto	25
Gráfico 1. Esquema unilineal de la zona de influencia del PE Cerro Tigre.....	8
Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Cerro Tigre.....	9
Gráfico 3. Esquema unilineal del sistema colector en 33 kV. 1 de 3.	10
Gráfico 4. Esquema unilineal del sistema colector en 33 kV. 2 de 3.	11
Gráfico 5. Esquema unilineal del sistema colector en 33 kV. 3 de 3.	12
Gráfico 6. Curva de capacidad WTG Vestas V117-4.2 MW.	13
Gráfico 7. Esquema de control y medición del PE Cerro Tigre.....	14
Gráfico 8. Característica LFSM-O.	15
Gráfico 9. Característica FSM-O-U.	16
Gráfico 10. Límite PQ del control de potencia reactiva.....	17
Gráfico 11. Potencia activa en el punto de conexión.....	19
Gráfico 12. Potencia reactiva en el punto de conexión.	19
Gráfico 13. Tensión en el punto de conexión.	19
Gráfico 14. Potencia Activa en bornes de WTG71.....	20
Gráfico 15. Velocidad de Viento registrada en WTG71.....	20
Gráfico 16. Potencia Activa en bornes de WTG74.....	21
Gráfico 17. Velocidad de Viento registrada en WTG74.....	21
Gráfico 18. Cálculo de flujo de potencia en el transformador de potencia de la SE Cerro Tigre....	22
Gráfico 19. Modelo PowerFactory del transformador de potencia de la SE Cerro Tigre.....	23
Gráfico 20. Potencia generada por un aerogenerador.	24
Gráfico 21. Aporte de potencia de los circuitos colectores a la barra de MT (Parte 1)	24



Gráfico 22. Aporte de potencia de los circuitos colectores a la barra de MT (Parte 2).....	24
Gráfico 23. Potencia generada por la unidad WTG04, sin toma de carga de la red.	26
Gráfico 24. Unidad WTG04 despachada a mínimo técnico.	26

Abreviaturas y acrónimos

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
SE	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit



REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

Número	Fecha dd/mm/año	Objeto	Ref	Observaciones	Responsable
1	14/01/2021	Emisión original	V1	Preparó EA - BL	FM

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Eólico Cerro Tigre, durante los días 13 y 14 de diciembre de 2021, en relación con el proceso de determinación del mínimo técnico de la planta.

Los ensayos fueron realizados encontrándose en servicio 41 de los 44 aerogeneradores que conforman la totalidad del parque. La potencia disponible al momento de las pruebas fue de 172,2 MW de un total de 184,8 MW.

1.1. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”. En tal sentido, el valor de Mínimo Técnico se obtiene 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.

Para el caso de un parque eólico la determinación se hará al valor mínimo que permita limitarse la consigna de generación del parque y que no desconecte los aerogeneradores, de manera de mantener el soporte de tensión y potencia reactiva al sistema, verificado mediante un ensayo sobre el parque.

1.2. Descripción de la planta

El PE Cerro Tigre se encuentra ubicado a 65 km al suroeste de la ciudad de Antofagasta, en la región homónima de Chile. Está compuesto por 44 aerogeneradores de 4,2 MW marca Vestas, clase **V117-4.0/4.2 MW Strong Wind**, modelo **V117-4.2 MW IEC S / IEC IIA 50/60 Hz Power Optimized Mode (PO1)**, totalizando una potencia de 184,8 MW.

El punto de conexión del parque eólico corresponde a las barras de 220 kV de la SE Cerro Tigre y la vinculación al SEN se realiza a través de una línea de transmisión 1 x 220 kV de 12,7 km de longitud que une las SE Cerro Tigre y Farellón.

La distribución en media tensión se realiza mediante un sistema colector en 33 kV formado por 11 circuitos que recolectan la potencia de los aerogeneradores, y que acometen a la barra de 33 kV del transformador de potencia de 230/33 kV y 200 MVA (ONAF) de la SE Cerro Tigre.

En el Gráfico 1 se presenta un esquema unilineal de la zona de influencia, en el Gráfico 2 un esquema unilineal de la SE Cerro Tigre, y por último, en los Gráficos 3 a 5 se detalla el esquema unilineal del sistema colector en 33 kV.

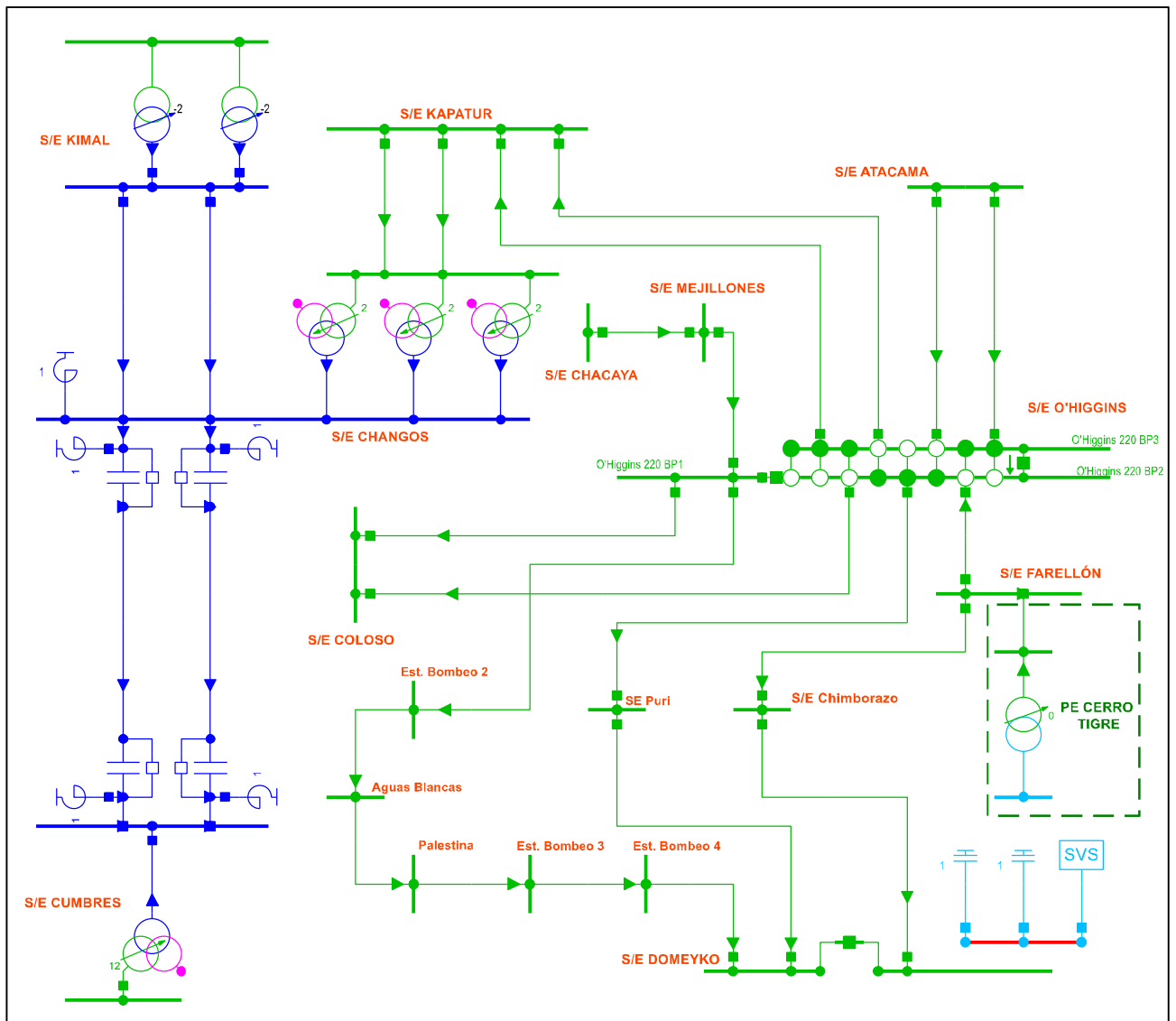


Gráfico 1. Esquema unilíneal de la zona de influencia del PE Cerro Tigre.

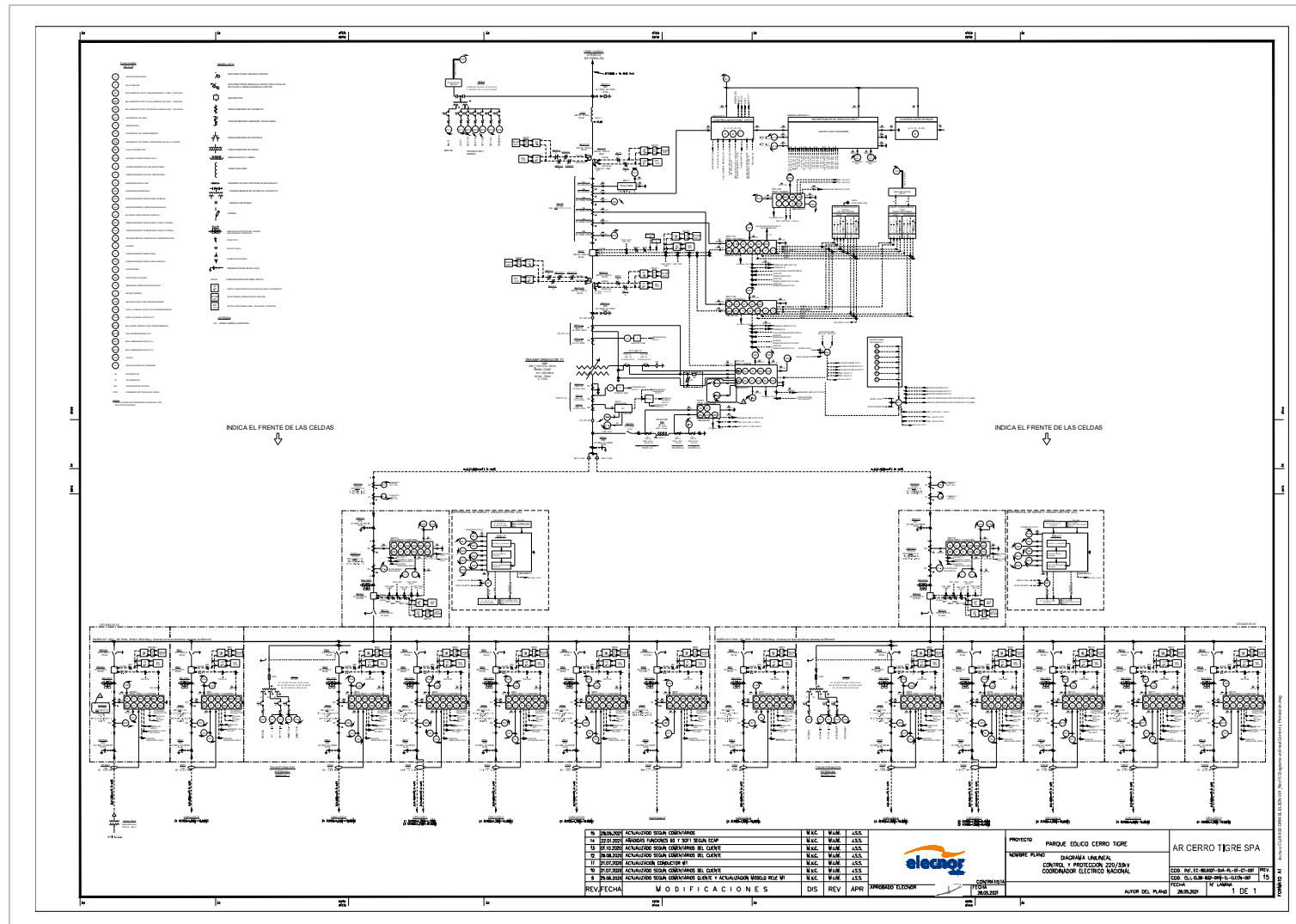


Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Cerro Tigre.

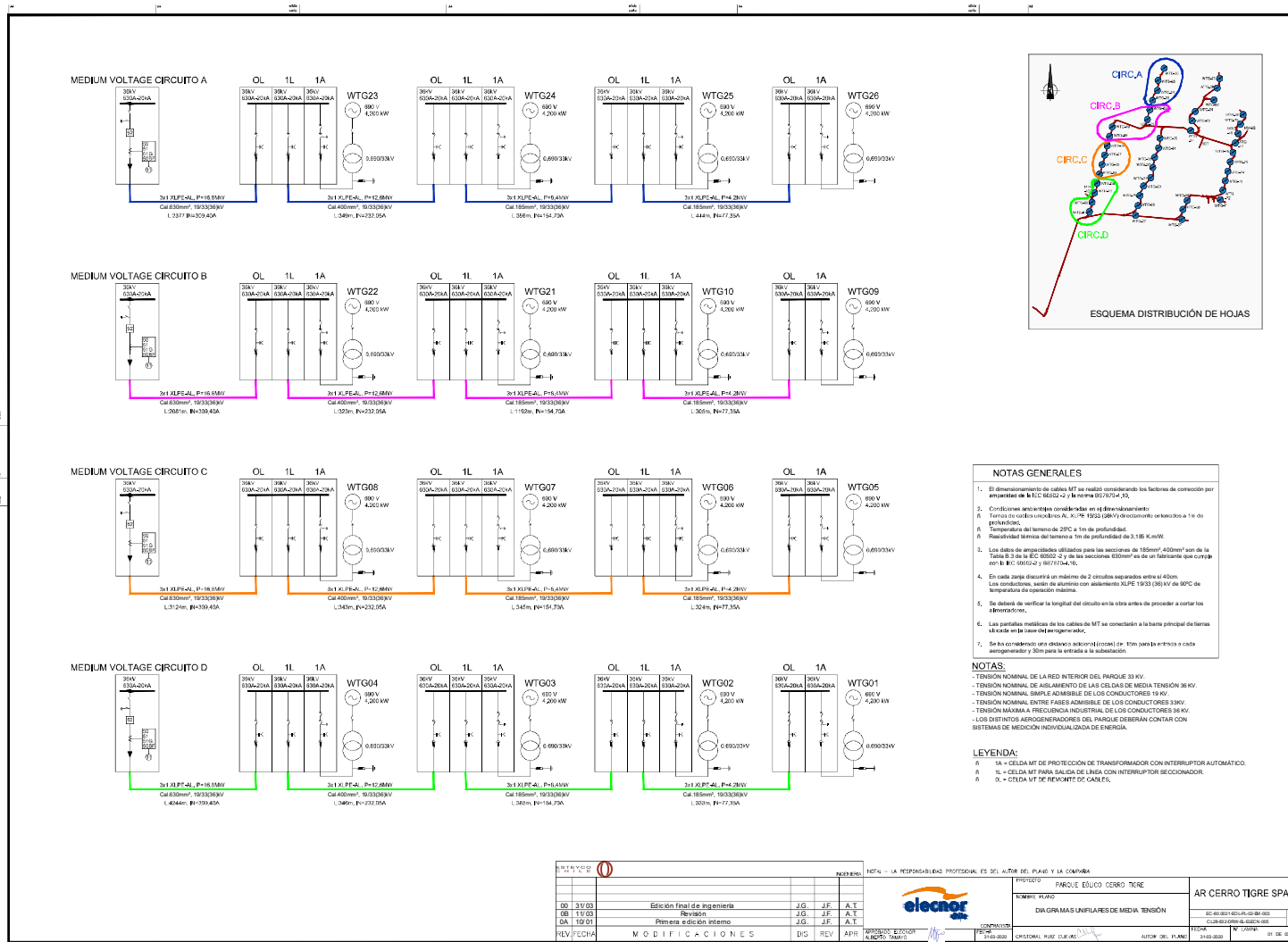


Gráfico 3. Esquema unilíneal del sistema colector en 33 kV. 1 de 3.

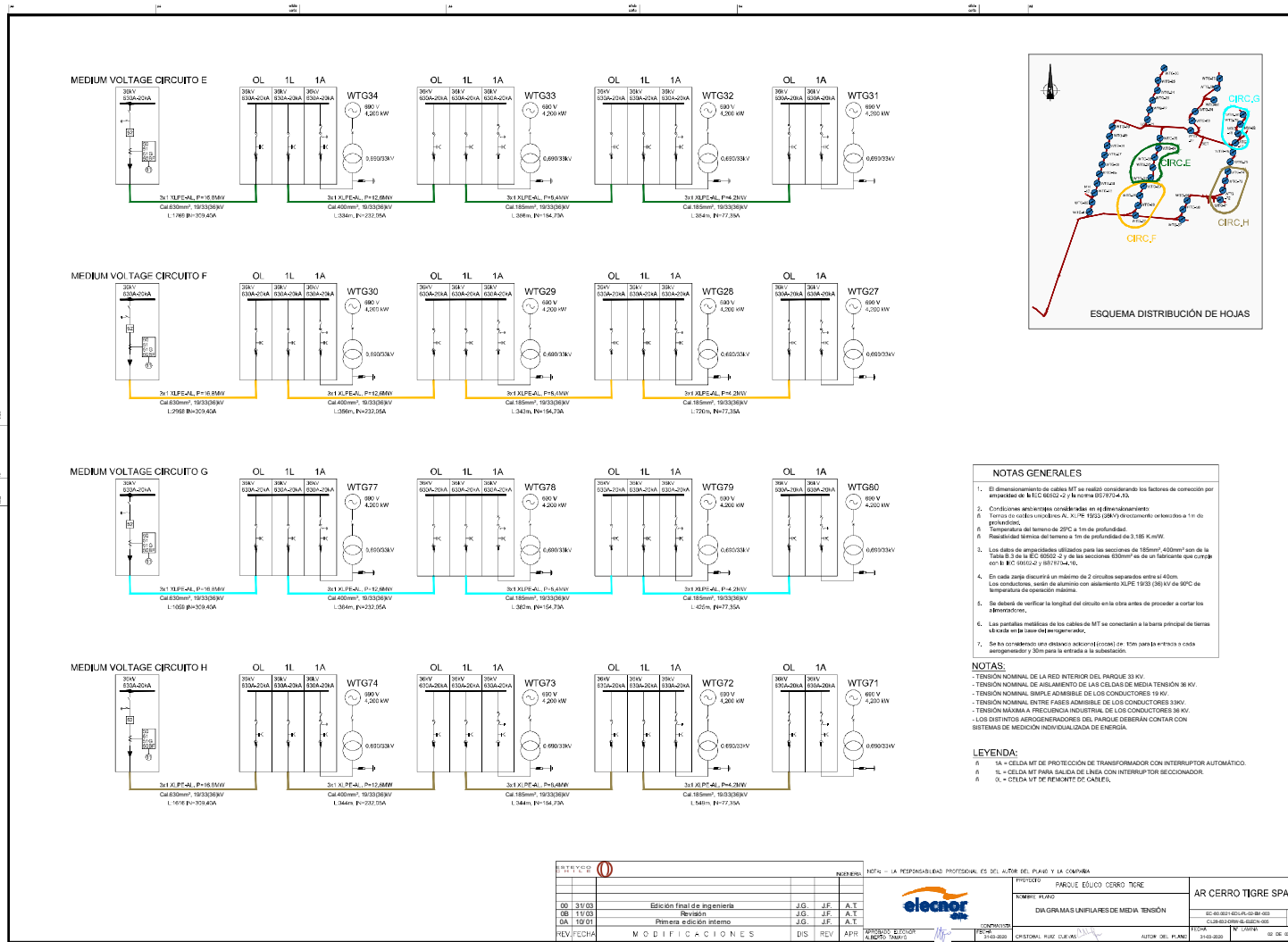


Gráfico 4. Esquema unilíneal del sistema colector en 33 kV. 2 de 3.

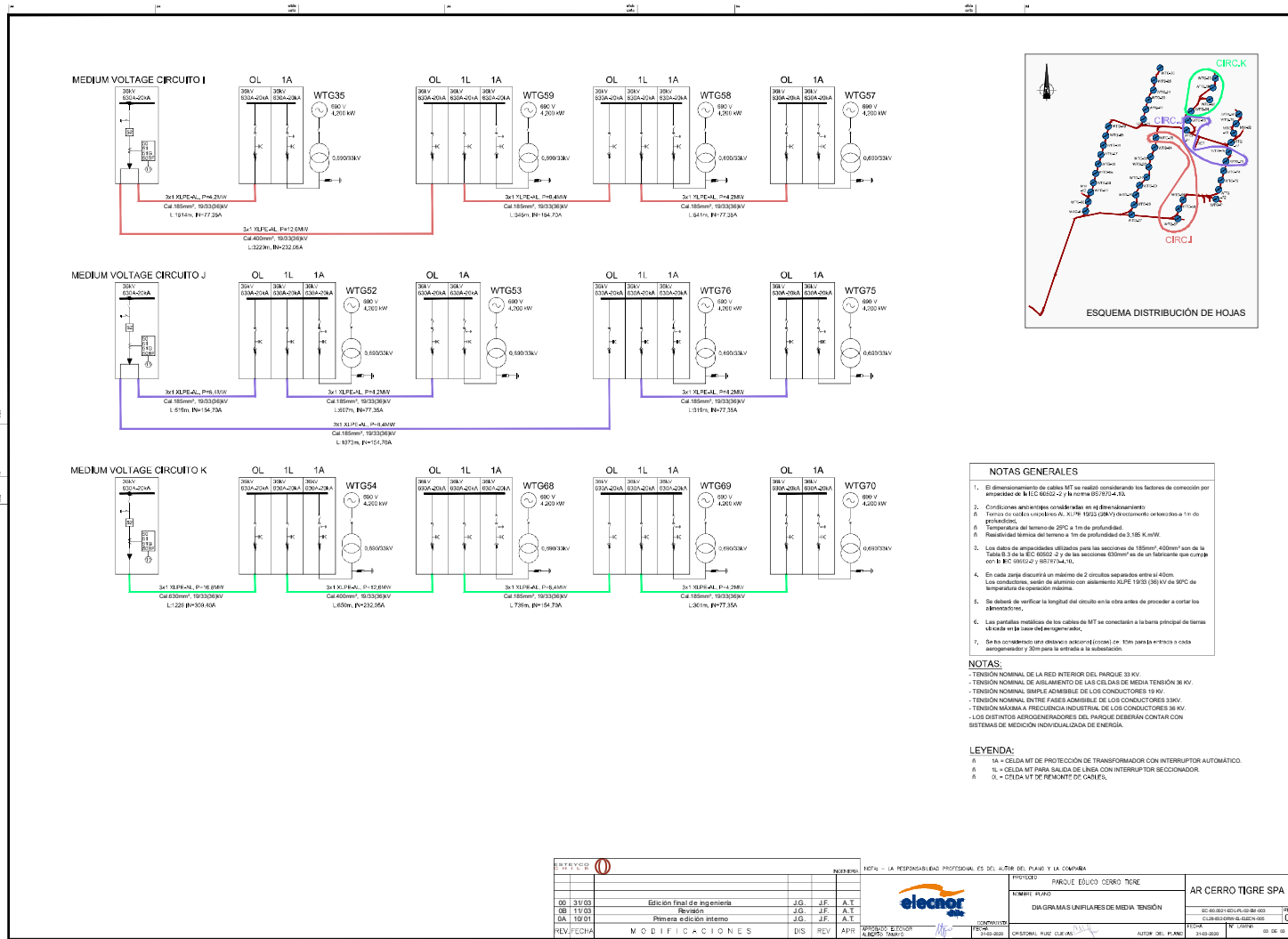


Gráfico 5. Esquema unilineal del sistema colector en 33 kV. 3 de 3.

Los aerogeneradores que conforman el PE Cerro Tigre son de velocidad variable del tipo DFIG (Doubly Fed Asynchronous Generator). Cada unidad cuenta con un transformador de bloque de 0,72/33 kV y 5150 kVA.

En el Gráfico 6 se presenta la curva de capacidad correspondiente al modelo de aerogenerador descrito.

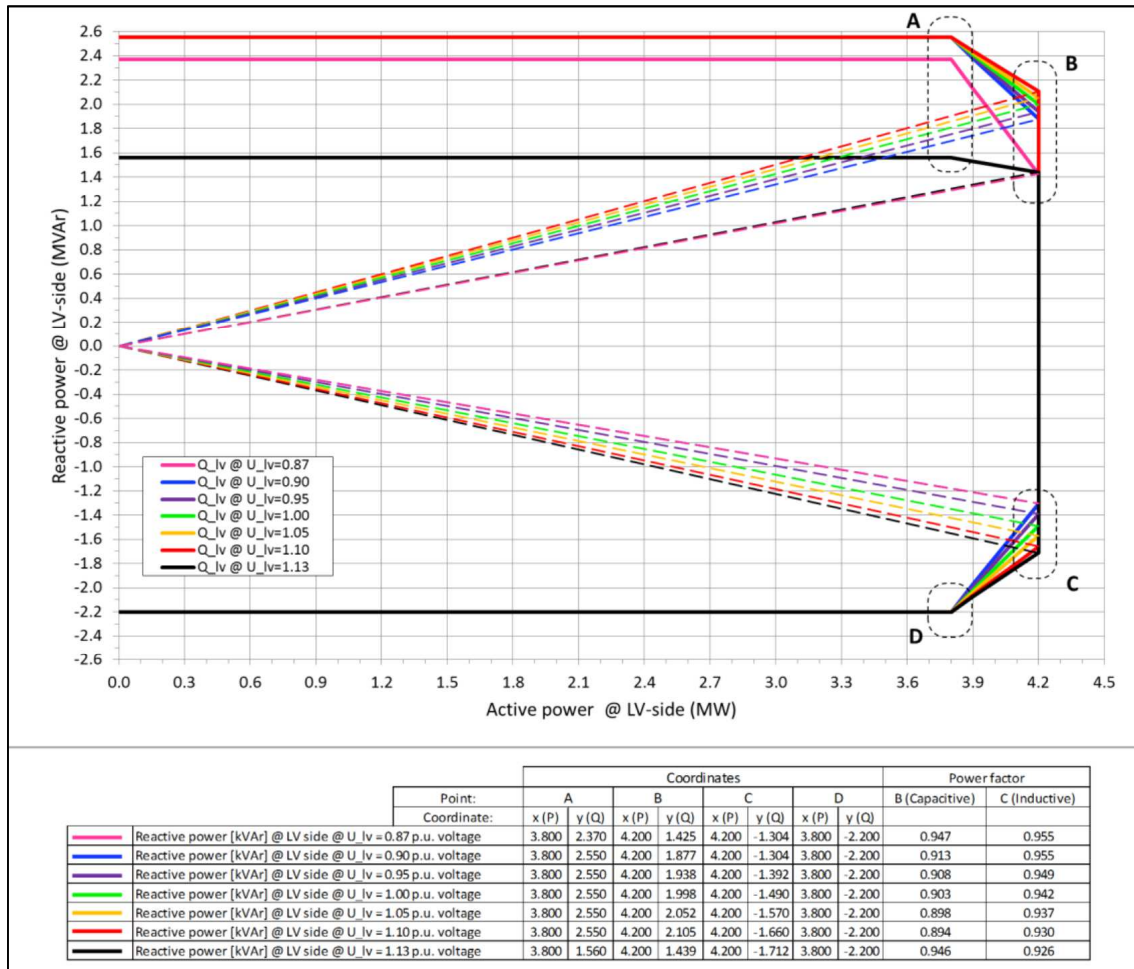


Gráfico 6. Curva de capacidad WTG Vestas V117-4.2 MW.

1.3. Descripción del control de planta y funcionalidades

El control del PE Cerro Tigre se realiza a través de un único PPC (Power Plant Controller) de Vestas mediante el sistema SCADA, siendo la barra de control del parque la situada eléctricamente en la barra de 220 kV de la SE Cerro Tigre.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema del punto de medición (POM) y control del parque.

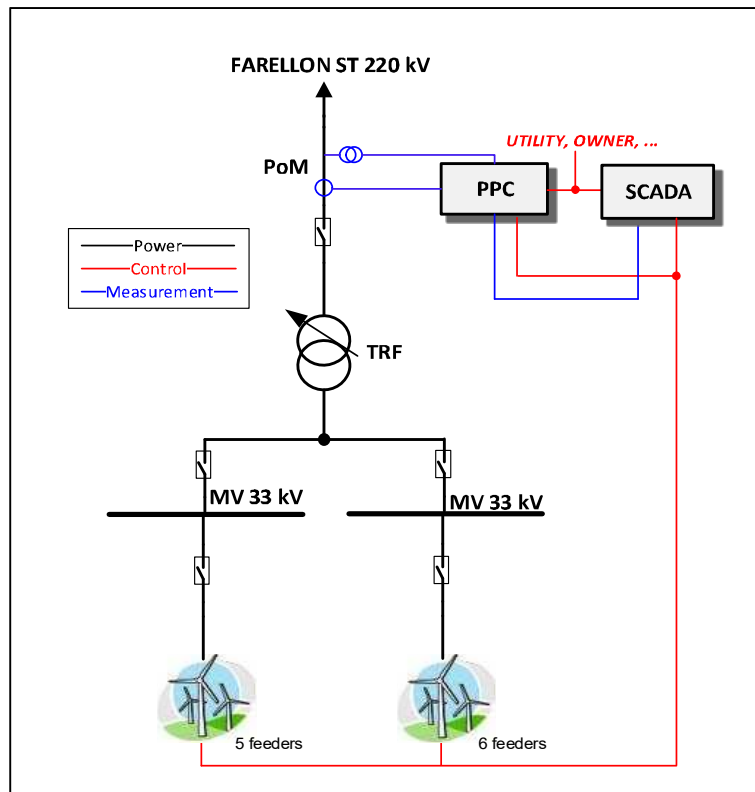


Gráfico 7. Esquema de control y medición del PE Cerro Tigre.

Por otro lado, el control de planta posee las siguientes funcionalidades:

- Funciones de control de potencia activa:
 - Control de potencia activa 0-100%.
 - Control de frecuencia.
- Funciones de control de potencia reactiva:
 - Control de tensión.
 - Control de potencia reactiva.
 - Control de factor de potencia.

El PPC envía las consignas de potencia activa y reactiva a los aerogeneradores. Además, el sistema SCADA permite enviar consignas de potencia activa y potencia reactiva individualmente a cada aerogenerador sin la participación del control del PPC (PPC desactivado).

1.3.1. Funciones de control de potencia activa

El PPC podrá operar en dos modos diferentes de control:

- **Control de potencia activa de 0-100%:** permite ajustar la consigna de potencia activa a un valor determinado. Si se activa la función de limitación de rampa, tanto la rampa de bajada como de subida o toma de carga quedarán limitadas a una tasa de crecimiento determinada (en %/min). Si la función está desactivada, la reducción y la toma de carga se harán a una tasa que estará dada por la pendiente natural de los aerogeneradores (PrampLimit).

Con respecto al valor máximo de potencia activa, corresponde al 100% de la potencia nominal de la planta (184,8 MW).

La configuración sugerida por el fabricante y la limitación en el control de potencia activa se muestra a continuación:

Tabla 1. Valores máximos de pendiente y consigna de potencia activa.

P_{ref} maximum	184.8 MW
P_{ramp} limit (internal)	0.02 pu/s

A nivel PPC, la tasa sugerida por defecto se muestra a continuación:

Tabla 2. Valores sugeridos de pendiente para la función limitación de rampa.

Active power output ramp	36960 kW/min (0.2 pu/min)
---------------------------------	---------------------------

Cabe aclarar que el PE Cerro Tigre posee una tasa ajustada en 20%/min, cumpliendo con lo exigido por la normativa NTSyCS.

- **Control de frecuencia:** esta función contempla la respuesta de la potencia activa en función a las fluctuaciones de frecuencia respecto a la frecuencia nominal (50 Hz). La respuesta del parque estará dada por una curva de potencia frecuencia que posee una pendiente y una banda muerta. En los siguientes gráficos y tablas se detallan las curvas características y parametrización para ambos modos de control.

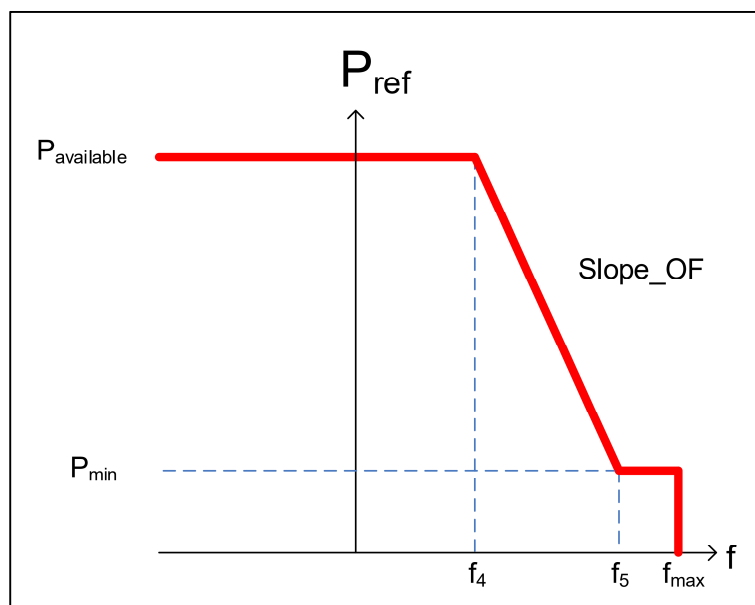


Gráfico 8. Característica LFSM-O.

Tabla 3. Parametrización del modo LFSM-O.

f4	50.2 Hz
fmax	52 Hz
f5	51.5 Hz
Pmin	28.5% of Pavailable
Slope_OF	3.64%
P ramp rate limit (default)	0.02 pu/s

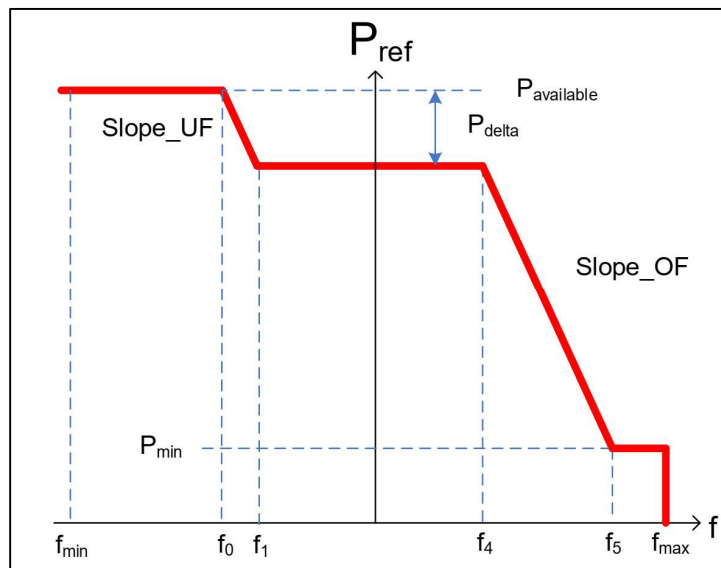


Gráfico 9. Característica FSM-O-U.

Tabla 4. Parametrización del modo FSM-O-U.

fmin	48 Hz
f0	$(f_1 - (P_{delta} [\%] \times Slope_UF / 100 / 100 \times 50))$ Hz
f1	49.8 Hz
SLOPE_UF	3.64%
Pdelta	Defined by WPP Operator or TSO (default: 3%)
f4	50.2 Hz
fmax	52 Hz
f5	51.5 Hz
Pmin	$((100 - 100 \times (f_5 - f_4) / 50 \times 100 / Slope_OF) \%) - P_{delta} \%$
SLOPE_OF	3.64%
P ramp rate limit (default)	0.02 pu/s

El modo que se encuentra configurado en el parque es el modo LFSM-O.

1.3.2. Funciones de control de potencia reactiva

- **Control de tensión PI:** permite definir un valor de consigna de tensión en el punto de control. Mediante un controlador de tipo proporcional-integral (PI), el control envía consignas de potencia reactiva a los aerogeneradores para mantener la tensión en la barra controlada en el valor especificado, reduciendo el error entre la tensión medida y la consigna o referencia a un valor de 0.
- **Control de potencia reactiva:** permite definir un valor de consigna de potencia reactiva en el punto de conexión, la cual es distribuida entre todas las unidades.

Según la información provista por el fabricante, los límites máximos de potencia reactiva son los siguientes:

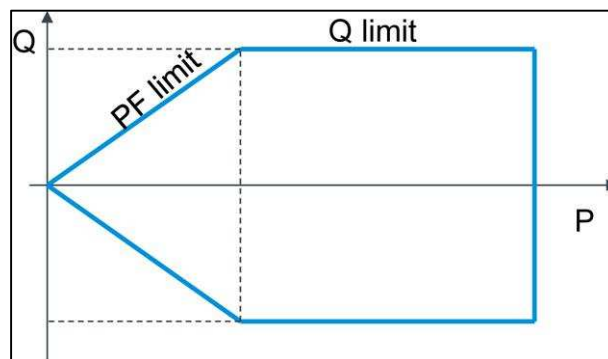


Gráfico 10. Límite PQ del control de potencia reactiva.

Tabla 5. Configuración de los límites PQ del control de potencia reactiva.

PF limit capacitive	0.51
PF limit inductive	0.83
Q limit capacitive	60.8 MVar
Q limit inductive	60.8 MVar
Q _{ref} ramp rate limit	0.1 pu/s

Tabla 6. Tiempos asociados a la dinámica del control de potencia reactiva.

T ₀	Typical performance around 0.2 s
T _{rise}	3 s
T ₂	< 5 s

- **Control de factor de potencia:** permite definir un valor de consigna de factor de potencia en el punto de conexión, controlando la inyección de potencia reactiva para mantenerlo constante. Los límites de este modo de control están asociados a los correspondientes al control de potencia reactiva.

1.4. Antecedentes de unidades de similares características

El parque eólico presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques eólicos de similares características tecnológicas, como, por ejemplo:

- PE Cabo Leones II (Mínimo técnico = 11,3% de su potencia neta máxima efectiva).
- PE La Flor (Mínimo técnico = 10% de su potencia neta máxima efectiva).

1.5. Descripción de las pruebas

De acuerdo con el Artículo 4 “Definiciones” del Anexo Técnico, se determinó *“la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua”*.

El mínimo valor de referencia configurable en el punto de conexión desde el control de planta (PPC) según se informó es de 18.48 MW (10 % de Pn), sin embargo, en el momento de la realización de los ensayos no fue posible aplicar esta consigna debido a cuestiones operativas en la red, siendo que la consigna aplicada fue de 30 MW (16,23 % de Pn).

El PPC reparte la consigna entre los aerogeneradores de la planta, decidiendo además si dejar en pausa o no a algún aerogenerador para cumplir con la consigna enviada.

Para realizar la prueba, se procedió a reducir la consigna de generación por medio del comando del operador al mínimo valor posible en ese momento (30 MW). Posteriormente, se evaluó la estabilidad de operación de la planta realizando cambios en la consigna de potencia reactiva, verificándose un correcto desempeño y control, sin desconexión de los aerogeneradores.

2. RESULTADOS OBTENIDOS

2.1. Registros

Para un valor mínimo de potencia activa configurable en 30 MW desde el control de planta, se realizaron escalones de ± 20 MVar. En este estado, se obtuvieron los registros de potencia activa (Gráfico 11), potencia reactiva (Gráfico 12) y tensión en el punto de conexión (Gráfico 13).

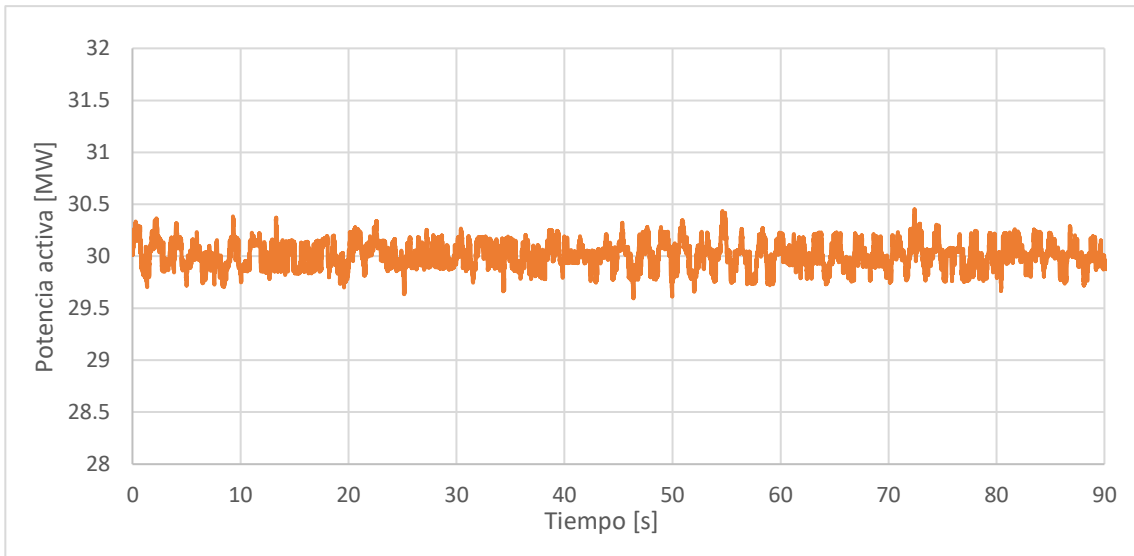


Gráfico 11. Potencia activa en el punto de conexión.

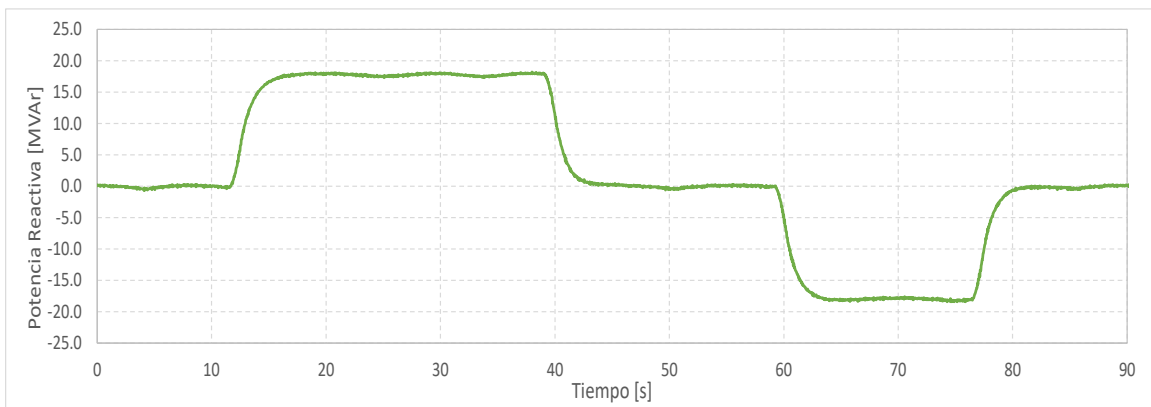


Gráfico 12. Potencia reactiva en el punto de conexión.

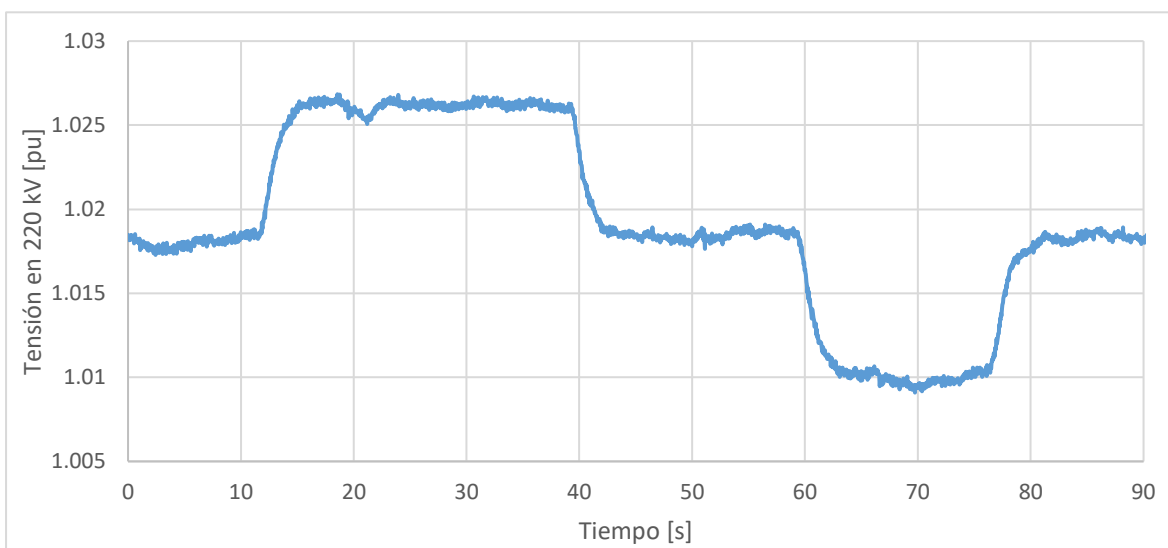


Gráfico 13. Tensión en el punto de conexión.

El parque operó satisfactoriamente sin presentar inestabilidades y manteniendo el soporte de potencia reactiva y tensión a la red sin desconexión de aerogeneradores. De lo anterior se determinó que la potencia neta en el punto de conexión es de ***P_{neto}*** = 30 MW.

En los siguientes gráficos se muestra la potencia activa y la velocidad de viento medida por las unidades WTG71 y WTG74 en la condición de mínimo técnico.

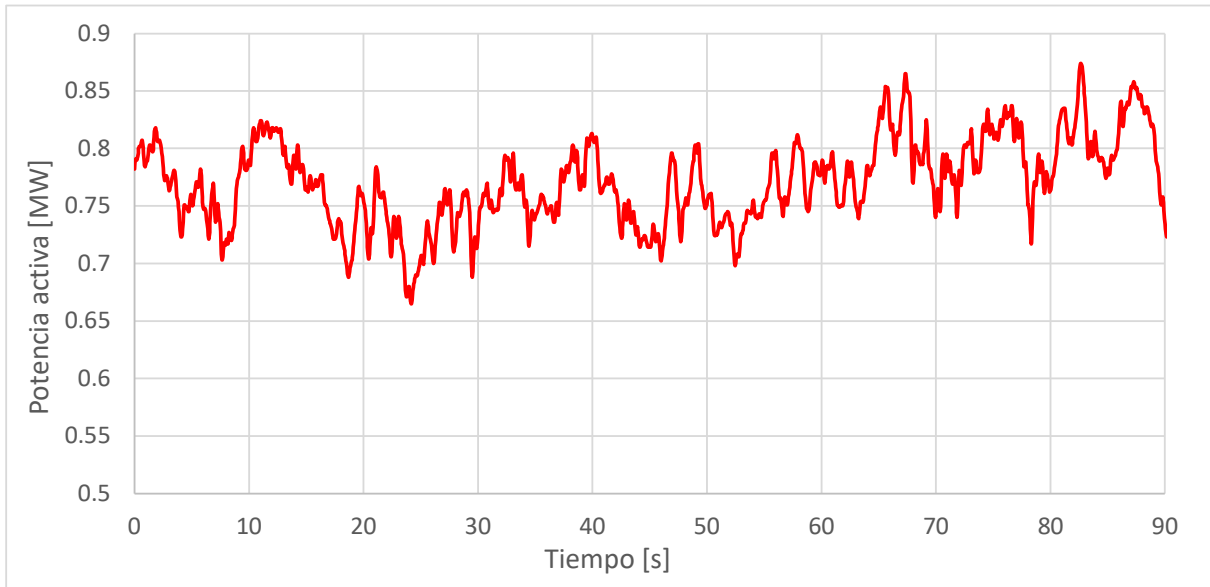


Gráfico 14. Potencia Activa en bornes de WTG71.



Gráfico 15. Velocidad de Viento registrada en WTG71.

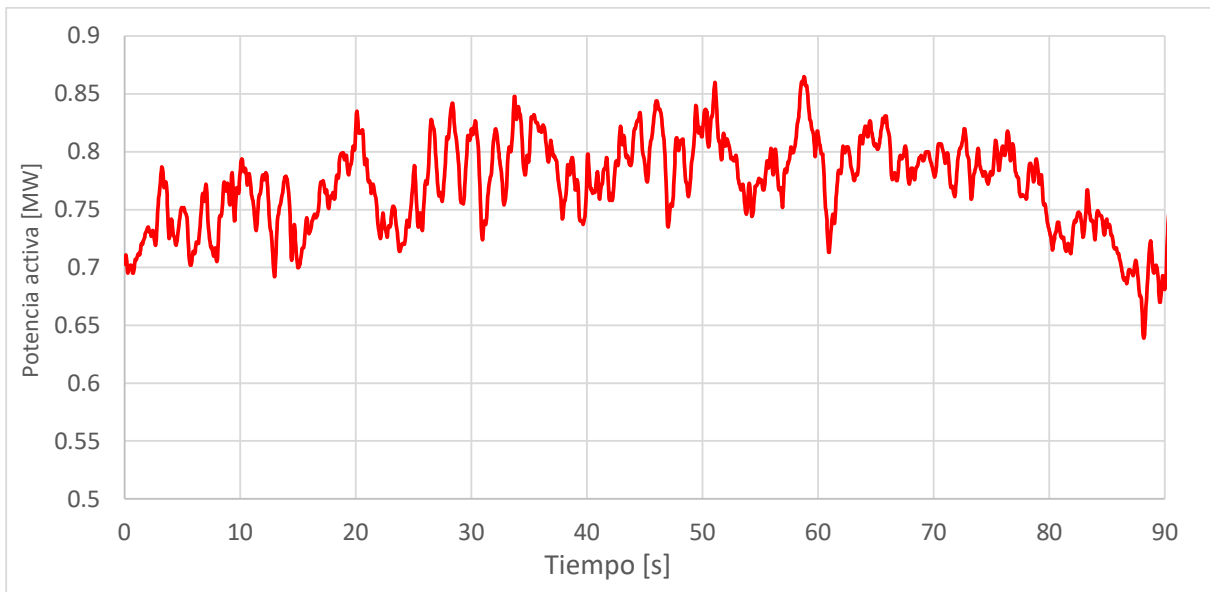


Gráfico 16. Potencia Activa en bornes de WTG74.

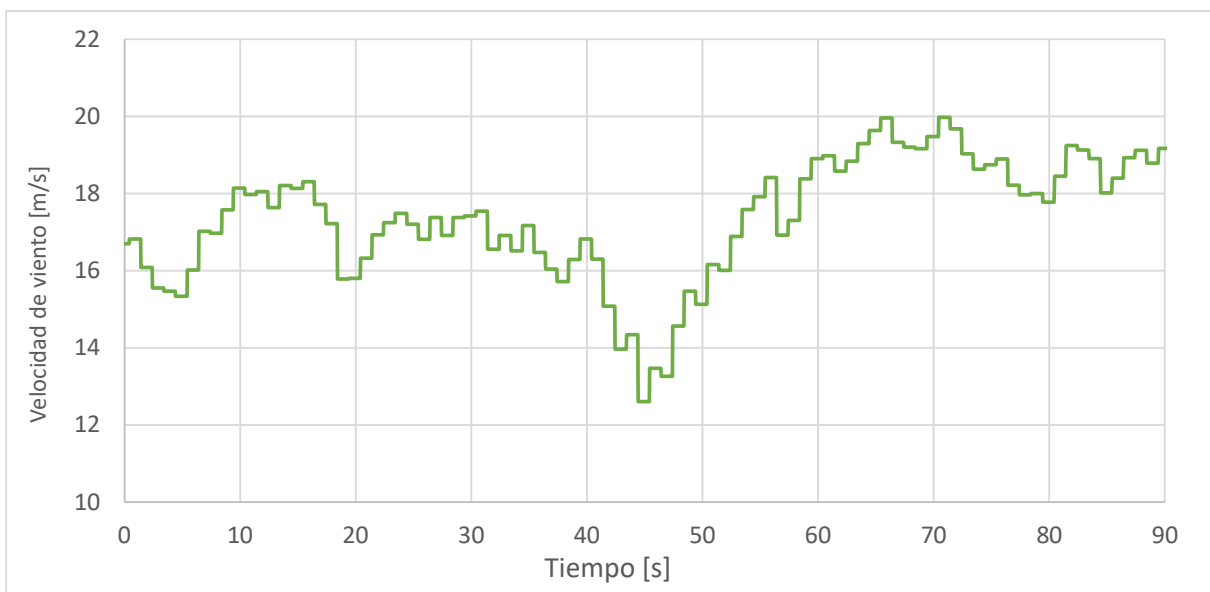


Gráfico 17. Velocidad de Viento registrada en WTG74.

2.2. Pérdidas y consumos propios

Las componentes que generan pérdidas respecto a la potencia bruta generada en el parque se pueden enumerar a continuación:

- Pérdidas activas en el transformador de potencia de la central.
- Pérdidas en la red de media tensión del PE (incluye sistema colector y transformadores del aerogenerador).
- Consumo de servicios auxiliares de la planta.

Para poder desagregar las pérdidas anteriores se realiza una simulación estática (flujo de potencia)

en el software PowerFactory, tomando el modelo empleado en el estudio de validación.

2.2.1. Cálculo de pérdidas asociadas al transformador de potencia de la subestación

Considerando la simulación de flujo de potencia que represente la potencia activa generada en el ensayo, se pueden determinar las pérdidas activas de potencia asociadas al transformador elevador de la SE Cerro Tigre. Para el estado de mínimo técnico se tiene:

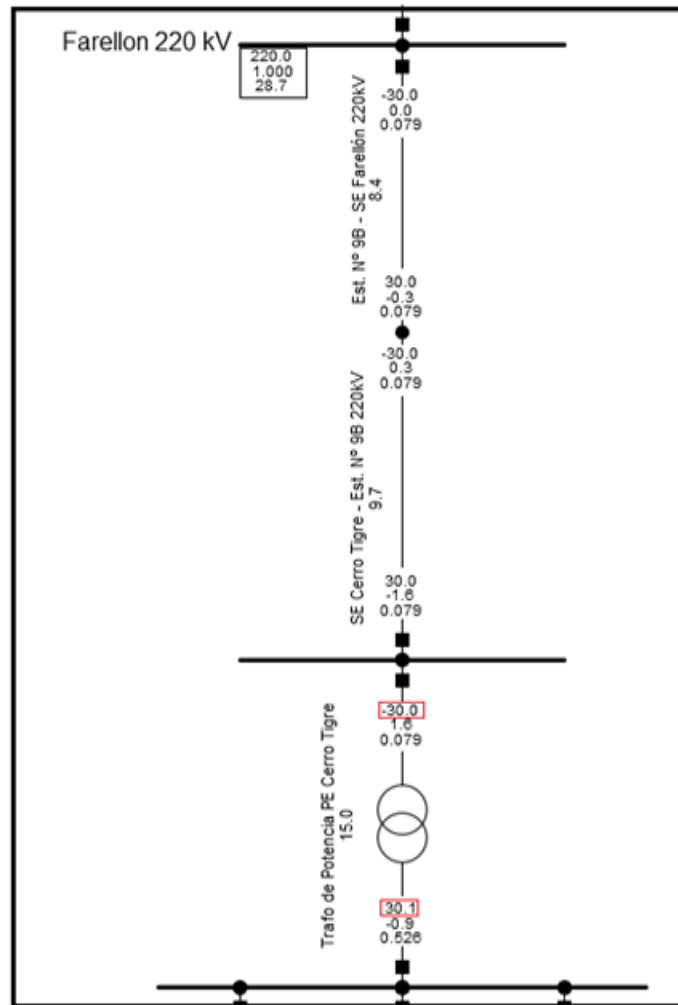


Gráfico 18. Cálculo de flujo de potencia en el transformador de potencia de la SE Cerro Tigre.

De lo anterior las pérdidas activas en el transformador de potencia de la SE Cerro Tigre se calculan como:

$$P_{trafo} = 30,1 \text{ MW} - 30 \text{ MW} = 100 \text{ kW}$$

Los datos del modelo del transformador se muestran a continuación:

Gráfico 19. Modelo PowerFactory del transformador de potencia de la SE Cerro Tigre.

2.2.2. Consumo de servicios auxiliares

El consumo de servicios auxiliares (SSAA) de cada aerogenerador se determinó de acuerdo con el documento del fabricante VESTAS “Performance Specification VESTAS V117-4.2 MW Strong Wind”. En la siguiente tabla se muestran los consumos de SSAA asociadas a los aerogeneradores del PE.

Tabla 7. Consumos servicios auxiliares aerogeneradores.

	Consumo kW
Consumo motor hidráulico	30
Motor de ajuste	21
Calefacción de agua	10
Bombas de agua	7.7
Calefacción de aceite	7.9
Bombeo de lubricantes	12.5
Sistema de control	3
Perdidas en vacío transformador	8.5
Total	100.6
Total (41 Aerogeneradores)	4124.6

Estos consumos son máximos, sin considerar factores de simultaneidad y consumos asociados a calefacción que en estado de carga no estarían presentes. Se estima un consumo de servicios auxiliares promedio de **412,46 kW** (con un consumo de SSAA por aerogenerador de **10.06 kW**), para la condición de mínimo técnico. En cuanto al consumo de SSAA de la SE Cerro Tigre, se considera un valor de **100 kW**.

De lo anterior, el consumo total de SSAA queda determinado como:

$$P_{SSAA} = SSAA_{SE} + SSAA_{ae} = 100 \text{ kW} + 412.6 \text{ kW} = 512.46 \text{ kW}$$

2.2.3. Pérdidas asociadas a la red colectora

Como se mencionó anteriormente, el PE Cerro Tigre está conformado por 44 aerogeneradores con una potencia nominal de 4,2 MW cada uno. Sin embargo, al momento de realizar los ensayos, se encontraban en servicio 41 aerogeneradores. El control de planta distribuye las consignas de potencia activa en todas las unidades de manera proporcional a su potencia nominal. Según esto para la consigna de mínimo técnico posible al momento de los ensayos (30 MW) en el punto de conexión, a nivel aerogenerador obtenemos el siguiente resultado.

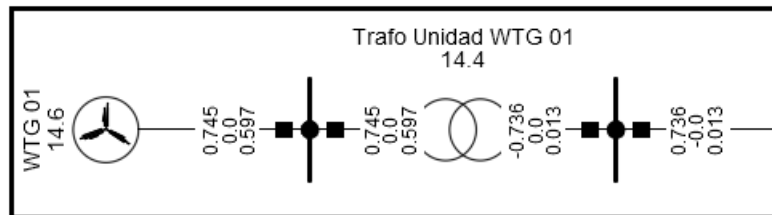


Gráfico 20. Potencia generada por un aerogenerador.

De lo anterior la potencia bruta generada puede calcularse como sigue:

$$P_{bruta} = 41 \times (0.745 \text{ MW} + 10.06 \text{ kW}) = 30.958 \text{ MW}$$

Así mismo, en los gráficos 23 y 24, se muestra la potencia que llega de los circuitos colectores a la barra de MT del parque.

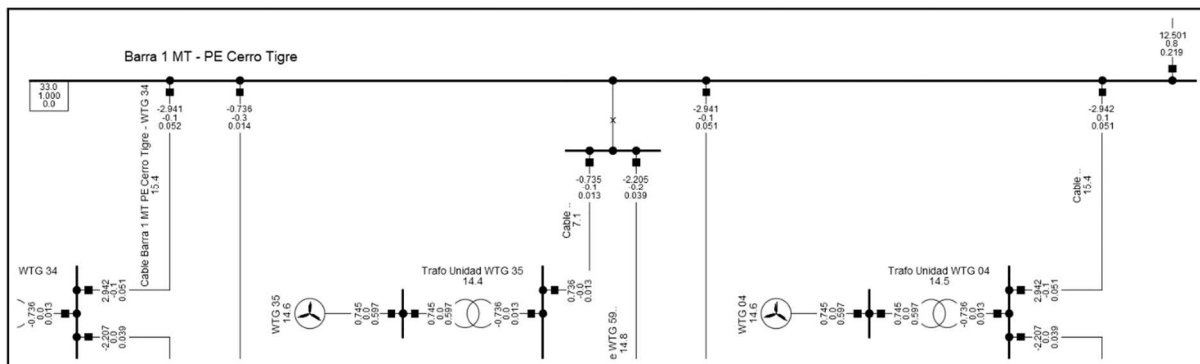


Gráfico 21. Aporte de potencia de los circuitos colectores a la barra de MT (Parte 1)

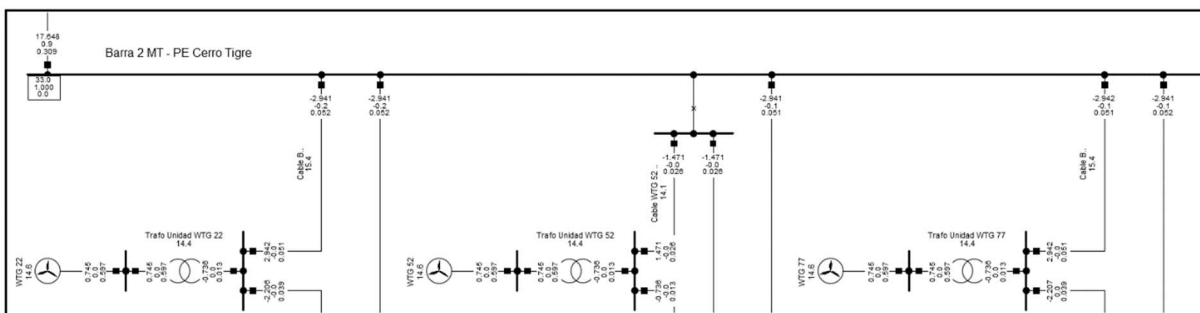


Gráfico 22. Aporte de potencia de los circuitos colectores a la barra de MT (Parte 2)

A partir de estos dos últimos gráficos, se tiene que la potencia aportada por los circuitos colectores (P_{col}) es de 30.148 MW. Por lo tanto, la potencia de pérdidas en el circuito colector se calcula de la siguiente manera:

$$Perd_{col} = P_{bruta} - P_{col} - P_{trafo} - P_{SSAA} = (30,957 - 30,148 - 0,1 - 0,51246) \text{ MW} = 196,54 \text{ kW}$$

3. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO BRUTO

A partir de los resultados obtenidos en la siguiente tabla se muestra el resumen de los consumos y potencias en el PE Cerro Tigre:

Tabla 8. Cálculo de mínimo técnico bruto

ELEMENTO	POTENCIA [MW]
Potencia Activa inyectada en la barra de 220 kV de la SE Cerro Tigre (punto de conexión del PE)	30
Potencia Activa inyectada en la barra de 33 kV de la SE Cerro Tigre	30.5
Pérdidas en el transformador de potencia del PE	0.1
Pérdidas totales del circuito colector (transformadores de bloque + red colectora de MT)	0.1966
Consumo total de SSAA	0.5124
Potencia Bruta Mínimo técnico	30.801

La potencia de un aerogenerador necesaria para que la potencia neta del parque no sea menor de 0 MW (sin absorber potencia) se determinó por medio de simulación en el Power Factory, utilizando el modelo homologado, tomando al aerogenerador denominado WTG04 y pausando a los demás. La potencia mínima bruta en esta condición debe ser tal que compense las pérdidas en el circuito colector y los consumos de SSAA propios y de la central.

En el Gráfico 23 se puede observar que, para cumplir con la condición antes mencionada, la potencia bruta generada por la unidad WTG04 debe ser igual a 0,17 MW, siendo que la potencia en barras de 220 kV de la SE Cerro Tigre se encuentra en 0 MW. Sin embargo, esto no es posible ya que la potencia mínima generada por cada unidad no debe ser menor a 10% de su potencia nominal [1]. Por lo tanto, considerando este valor de potencia en la unidad, se tiene una potencia igual a en el punto de conexión. Esto último, puede visualizarse en el Gráfico 24.

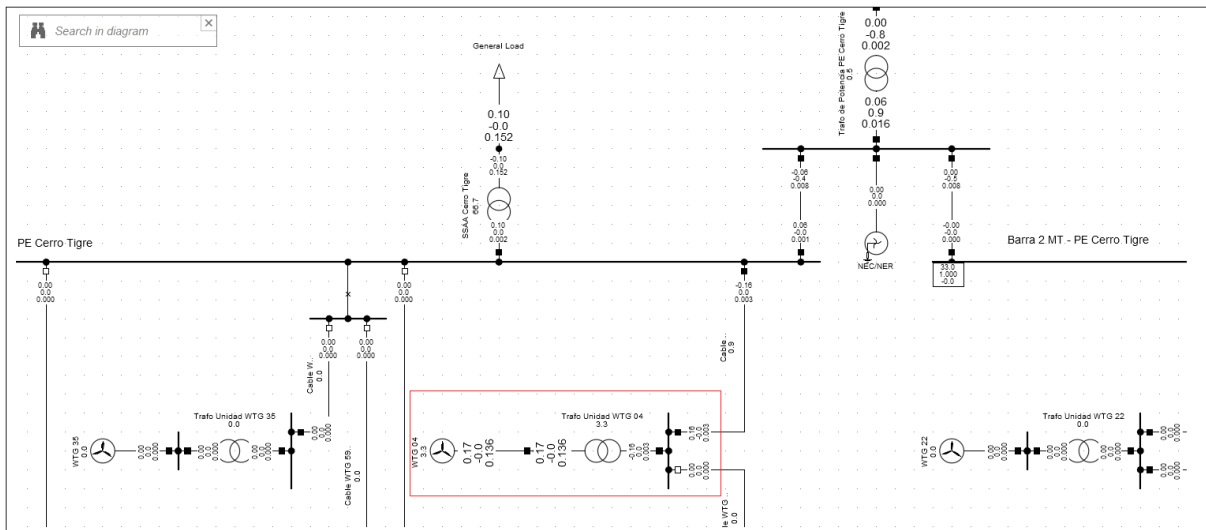


Gráfico 23. Potencia generada por la unidad WTG04, sin toma de carga de la red.

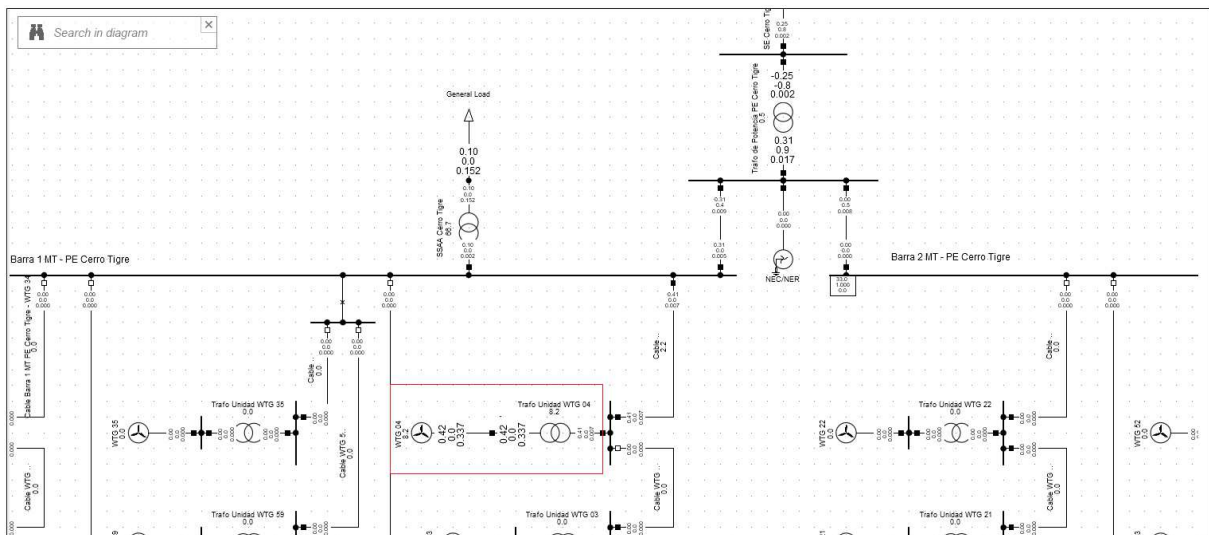


Gráfico 24. Unidad WTG04 despachada a mínimo técnico.

4. CONCLUSIONES

Dada la mínima consigna operable del Parque Eólico Cerro Tigre al momento de las pruebas de 30 MW (potencia mínima neta) en el punto de conexión (Barra de 220 kV de la SE Cerro Tigre) por restricciones operativas de la red, y considerando las pérdidas y consumos de SSAA en ese estado de carga, se determinó una potencia mínima bruta de 30,80 MW.

De no existir estas restricciones en la red, considerando una potencia mínima de consigna de **18,48 MW netos** en el punto de conexión, y considerando las pérdidas y consumos de SSAA en ese estado de carga, se determinó una **potencia mínima bruta de 19,28 MW**.