

**Empresa:** AES Gener

**País:** Chile

**Proyecto:** Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A

**Descripción:** Informe de Mínimo Técnico

**Código de Proyecto:** EE-2019-185

**Código de Informe:** EE-EN-2021-1424

**Revisión:** B



Este documento EE-EN-2021-1424-RB fue preparado para AES Gener por Estudios Eléctricos.  
Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Claudio Celman**

Coordinador Dpto. Ensayos

[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)**Ing. Andrés Capalbo**

Coordinador Dpto. Ensayos

[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)**Ing. Pablo Rifrani**

Gerente Dpto. Ensayos

[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 29 páginas y ha sido guardado por última vez el 06/09/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	29/07/2021	Para presentar.	JP	AC	PR
B	24/08/2021	Correcciones según observaciones de AES Gener	CiC	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	Fecha ensayo y personal auditor .....	4
1.2	Medidores utilizados .....	4
1.3	Definiciones y Nomenclatura .....	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS .....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE .....	8
3.1	Unifilar de planta.....	9
3.2	Datos de los paneles solares .....	13
3.3	Datos de los inversores .....	14
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	17
3.5	Datos del transformador de poder .....	18
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO .....	19
4.1	Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio.....	20
4.1.1	Potencia Bruta .....	21
4.1.2	Potencia de Servicios Auxiliares .....	21
4.1.3	Potencia de Pérdidas en la central .....	22
4.1.4	Potencia Neta .....	22
4.1.5	Resultados .....	22
4.2	Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	23
4.2.1	Potencia Bruta .....	24
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares .....	24
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central .....	24
4.2.4	Potencia Neta .....	25
4.2.5	Resultados .....	25
5	CONCLUSIONES .....	26
6	ANEXOS .....	27
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía .....	27
6.2	Potencia del transformador de SSAA .....	28



## 1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A se ubica en la región de Antofagasta, emplazado al sur del salar de Atacama, y cuenta con 21 inversores que totalizan una potencia instalada de 82.173/91.728 MVA (@50°C/35°C).

El parque se vincula al SEN mediante el terciario del Transformador N°3 345/220/23kV a la S/E Andes. El presente informe considera la unificación de las Etapa I y Etapa II del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A.

### 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Fernando Montecinos	16 de julio de 2021
Ing. Jaime Prieto	

### 1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.1%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo.



### 1.3 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:

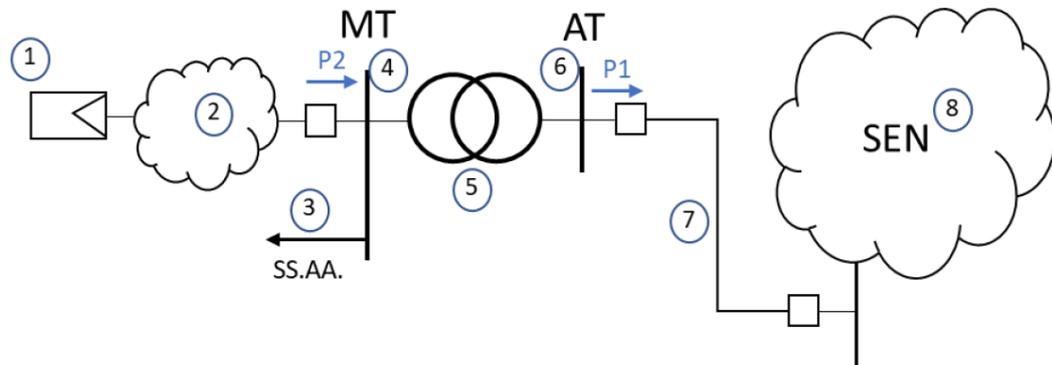


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, 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 fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico 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]. Este valor corresponde a la **Potencia Neta (Pneta)** del parque.
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pbruta:** Suma de los aportes distribuidos de potencia activa inyectada por los inversores a nivel de baja tensión (BT) del parque [MW] (ver número "1" en Figura 1.1).
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [kW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **Pssaa:** Potencia de 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 Mínimo Técnico en Unidades Generadoras**” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

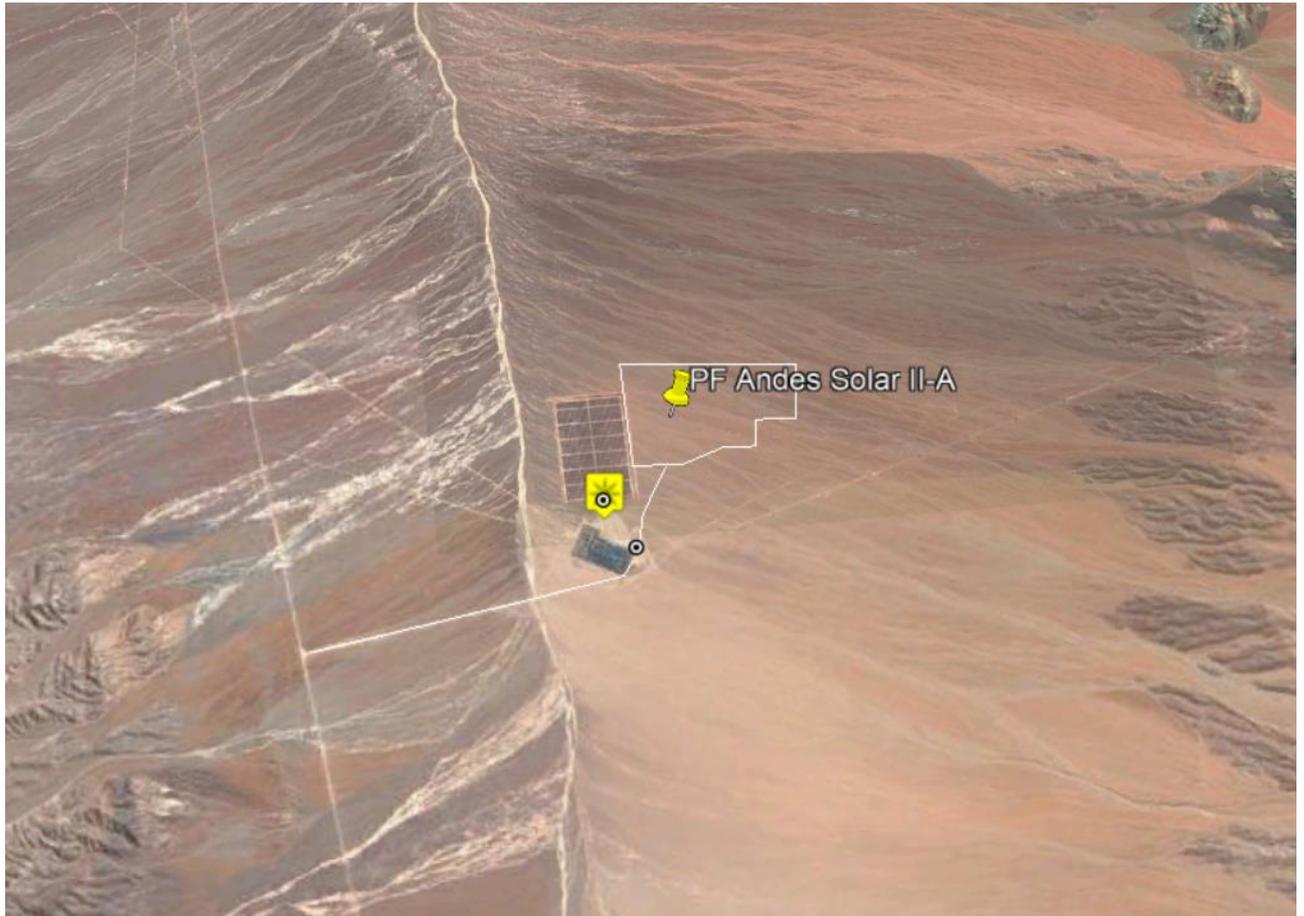
Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entrega por un **único inversor** que permite tener un valor de potencia activa neta de 0 MW.



### 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

Se accede a la planta a través de un camino de 2.7 km, propiedad de AES Gener, que comienza en el kilómetro 40 km de la ruta B-241, ubicada a 262 km al Este de la ciudad de Antofagasta. En la Figura 3.1 se observa la distribución del parque.



*Figura 3.1 – Ubicación del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A*



El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 21 inversores GPTECH modelo 3MWD3-V620 de 3.402/3.798 MVA (@50°C/35°C) de potencia nominal y 620 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 82.173/91.728 MVA (@50°C/35°C) de potencia instalada.

La red colectora del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 7 alimentadores en 23 kV, con 3 inversores cada uno. Estos alimentadores se conectan a la barra principal de 23 kV del parque, desde allí una línea de doble circuito permite la vinculación entre el parque y la S/E Andes por medio del enrollado terciario del transformador N°3 de la S/E Andes de capacidad 250/250/85 MVA (ONAN) y relación 23/ 220 / (345 kV  $\pm$  16 x 1.25%). El valor de potencia neta declarado en este punto es de 80.0 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca AstroTwins modelo CHSM72M(DGT)/F-BH.

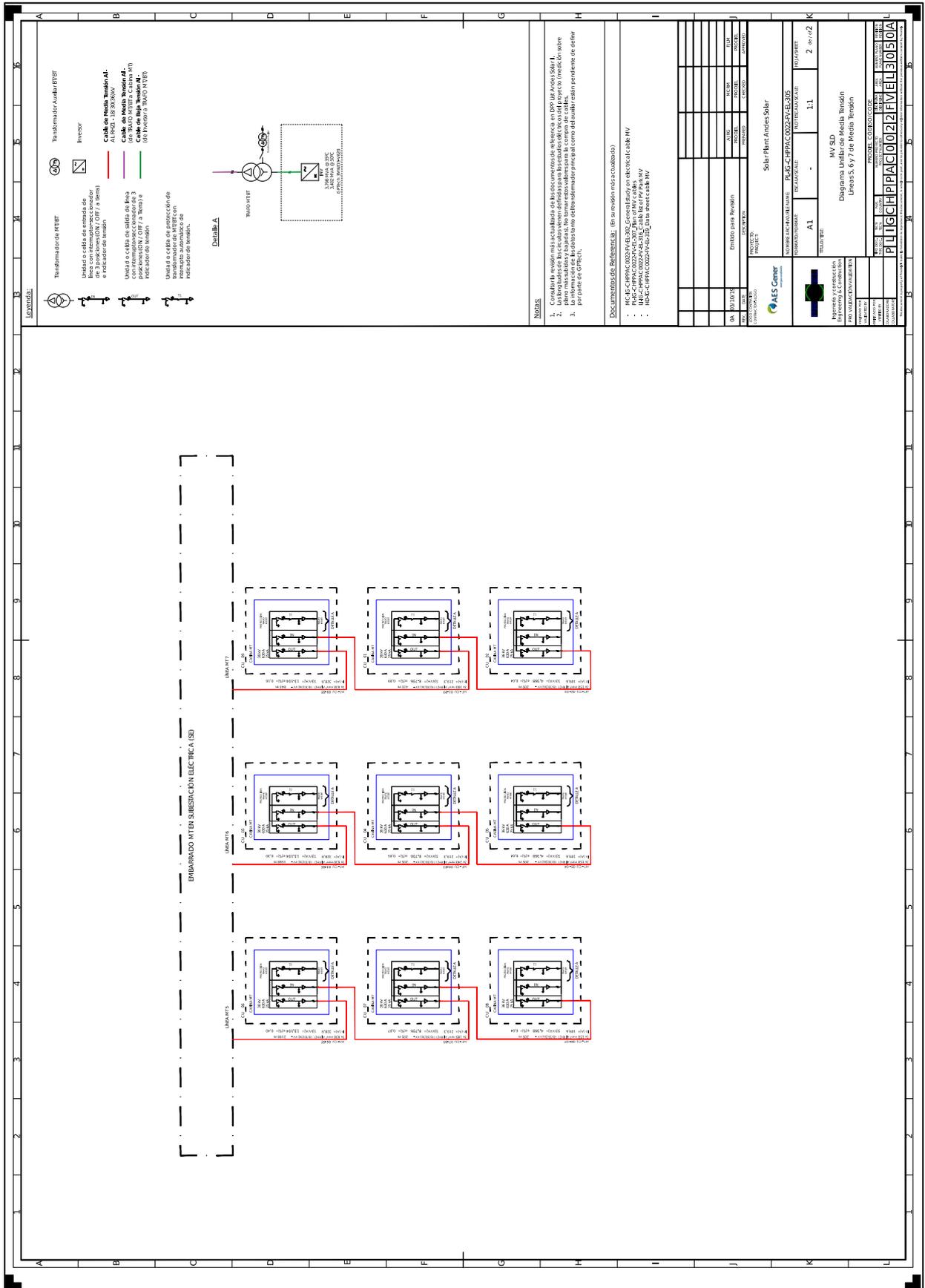
### 3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 21 unidades de conversión, cada una de las cuales cuenta con un transformador de bloque (de relación 23/0.62 kV). A la barra de MT de 23 kV llegan 7 líneas, cada línea se obtiene de la unión de 3 unidades de conversión.

En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. En las Figura 3.3 y Figura 3.4 se muestra la distribución de los centros de transformación e inversores en la red interna.









### 3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A son de marca AstroTwins modelo CHSM72M(DGT)/F-BH. Sus principales características se presentan en la Figura 3.5.

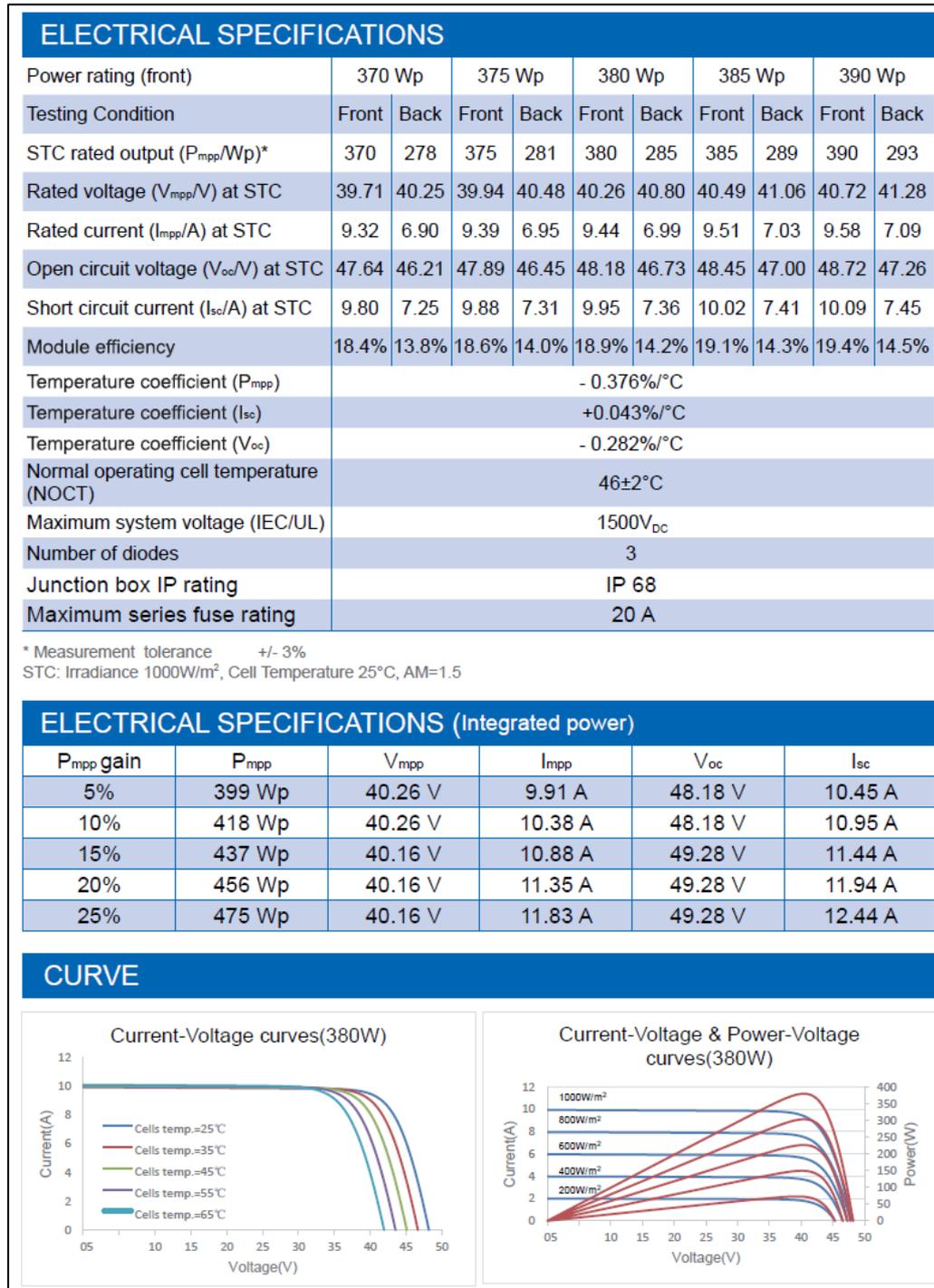


Figura 3.5 – Datos de paneles AstroTwins



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 21 inversores marca GPTECH, modelo 3MWD3-V620. Los inversores son de 3.913/4.368 MVA (@50°C/35°C) de potencia nominal y 620 V de tensión de operación. Sus principales características se presentan en las Figura 3.6 y Figura 3.7.

3MWD3-V620	
<b>DC input</b>	
MPP Voltage range <sup>(1)</sup>	897 – 1500 V
MPP Voltage range @full power [V] <sup>(1)</sup>	897 – 1250 V
Max. DC voltage [V]	1500Vdc
Rated input current at Vdc_min [A] @35°C	4800
Rated input current at Vdc_min [A] @50°C	4320
Max. short circuit input current <sup>(2)</sup>	3x10000A
Number of MPPT	3
Grounding kit	Not included
<b>DC Cabinet</b>	
Switch type	DC load break switch
Number of DC Inputs	Up to 36
DC inputs protection <sup>(3)</sup>	Fuses
DC overvoltage protection	SPD (Type I-II). One per module
Integrated DC monitoring	Not included (Optional)
<b>AC output</b>	
Nominal AC voltage	620V
Max. AC voltage range <sup>(4)</sup>	90%-110%
Frequency, f [Hz]	50-60
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C up to 950Vdc <sup>(5)</sup>	4368
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C @ 1250Vdc <sup>(5)</sup>	3798
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 950Vdc <sup>(5)</sup>	3913
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C @ 1250Vdc <sup>(5)</sup>	3402
Rated AC power. Pmax [kW] @ 95°F/35°C up to 950Vdc <sup>(5)</sup>	4342
Rated AC power. Pmax [kW] @95°F/35°C up to 1250 Vdc <sup>(5)</sup>	3775
Total Current Demand Distortion (TDD)	<3%
Power factor	Adjustable
<b>AC Cabinet</b>	
Max. AC rated voltage	620V
Switch type	Circuit-breaker
Max. Short-circuit current (1s)	up to 42kA
Number of handling switches	3
AC overvoltage protection	SPD (Type I-II). One per module

Figura 3.6 – Hoja de datos de inversores (1 de 2)



Efficiency	
Max Peak Efficiency <sup>(6)</sup>	>98,6%
European Efficiency <sup>(6)</sup>	>98,4%
CEC Efficiency <sup>(6)</sup>	>98,5%
Self-consumption in standby <sup>(7)</sup>	<550W
Self-consumption in operation	<10kW
Average Daily Self-consumption 12h. (CEC)	5,9 kW
Notes	
(1) At 100% Uac_nom, full power according to Figure 6 and $\cos \phi = 1$	
(2) Higher values under request	
(3) Different DC fuse sizes are available. Optionals for BPCS	
(4) Other voltage configurations are possible under request	
(5) At nominal AC voltage	
(6) Self-consumption is not considered in the efficiency. Measurement considering the rated current when the Vdc=1250Vdc and the ambient temperature below 35 °C	
(7) The losses in standby and consumption of auxiliaries may vary depending on the model of transformer required by the customer	
Table 1. Electrical characteristics 3MWD3-V620	
Ambient conditions	
Operation ambient temperature	14 °F / 140°F (-10 °C / 60 °C)
Operation ambient temperature (without de-rating)	14 °F / 122°F (-10 °C / 50 °C)
Storage and transport temperature	-40 °F / 149°F (-40 °C / 65 °C)
Maximum storage relative humidity	≤80% (no condensation)
Maximum relative humidity	100%
Fresh air consumption	16500m <sup>3</sup> /h
Max. altitude above sea level without derating	1000m
Max. altitude above sea level allowed	4000m
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x H)	5560/4260/2960* x 1650 x 2460 [mm]
Weight	<7000g
Protection degree	3R, IP54NEMA
<b>(*Standard AC output length is 350 mm)</b>	
AC Protections	
Anti-islanding	Yes
Grid voltage variations	Yes
Frequency failures	Yes
Asymmetric currents	Yes
Asymmetric voltage	Yes
Low Voltage Ride Through (LVRT) capability	Yes
DC Protections	
Inverter shutting down on overload error	Yes
PV-field isolation detector	Yes
DC disconnection capability	Yes
Interfaces	

Figura 3.7 – Hoja de datos de inversores (2 de 2)



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.8.

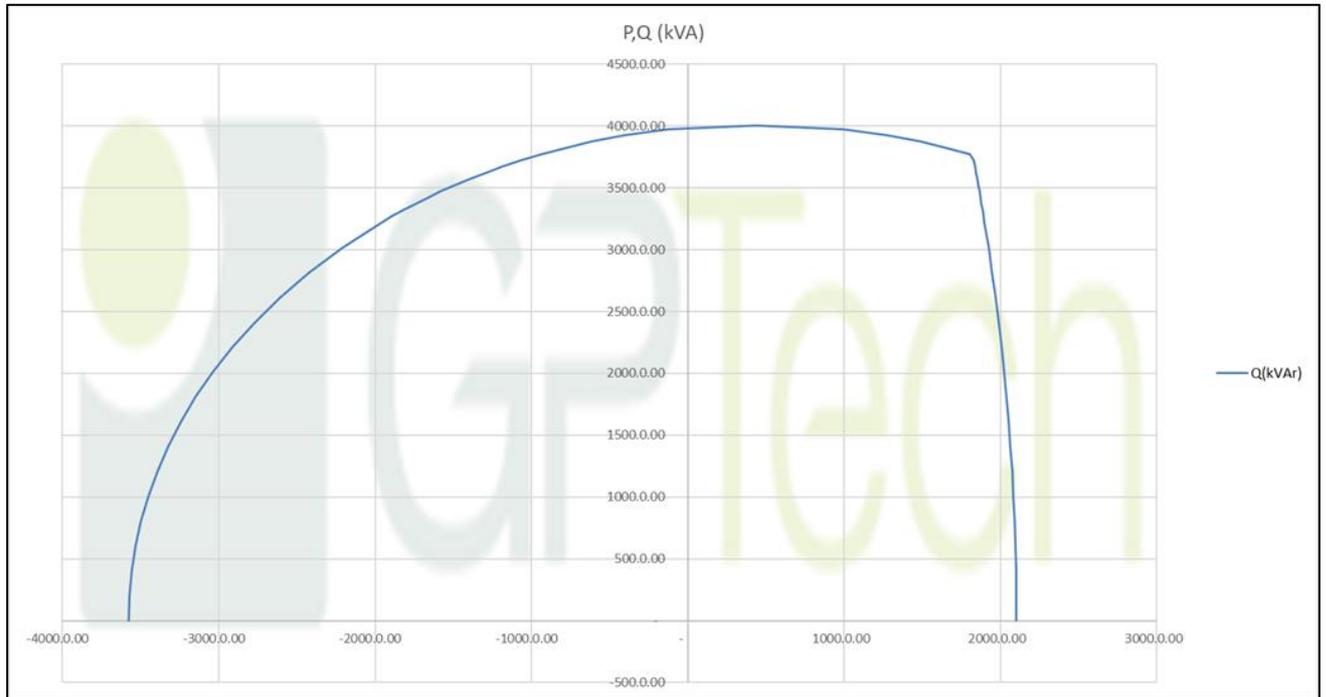
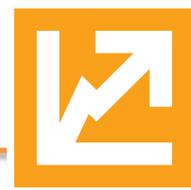


Figura 3.8 – Curva de capacidad del inversor



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los transformadores de bloque son de potencia nominal de 4.2 MVA y su relación de transformación es de 0.6/23 kV.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1.

<b>Característica</b>	<b>Nominal</b>
Potencia Nominal @40°C	4.2 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.62 kV
Tipo de conexión	YNd11
Impedancia de corto circuito	6 %
Perdidas en el cobre	33.6 kW
Pérdidas de vacío	8.4 kW
Posiciones de TAP	±2 × 2.5%

*Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque*



### 3.5 Datos del transformador de poder

La Tabla 3.2 resume los datos de placa del transformador de salida del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. El mismo posee conmutación automática bajo carga. Cabe mencionar que el enrollado terciario corresponde al punto de interconexión (POI) del parque.

Parámetros	Valor nominal	Unidad
Tensión nominal primario	345	kV
Tensión nominal secundario	220	kV
Tensión nominal terciario	23	kV
Capacidad arrollamiento primario	250	MVA
Capacidad arrollamiento secundario	250	MVA
Capacidad arrollamiento terciario	85	MVA
Cambiador de topes en 345kV	±8 x 1,25%	
Corriente nominal primario	418	A
Corriente nominal secundario	656	A
Corriente nominal terciario	2134	A

Tabla 3.2 – Datos del transformador de salida



## 4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Andes Solar II-A	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores 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 terciario del transformador de poder N°3 de la S/E Andes (pañó ET3).



#### 4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 16 de julio de 2021 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio. Para lograr esta condición se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CU08. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CU08 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 21 inversores del parque en servicio con una consigna de 0 MW de potencia neta. A continuación, los demás inversores pasan a modo *standby* y se mantiene la consigna de planta, lo que permite obtener un valor de potencia neta de 0 MW medidos en terciario del transformador de poder y un valor de potencia bruta del inversor de 140 kW.

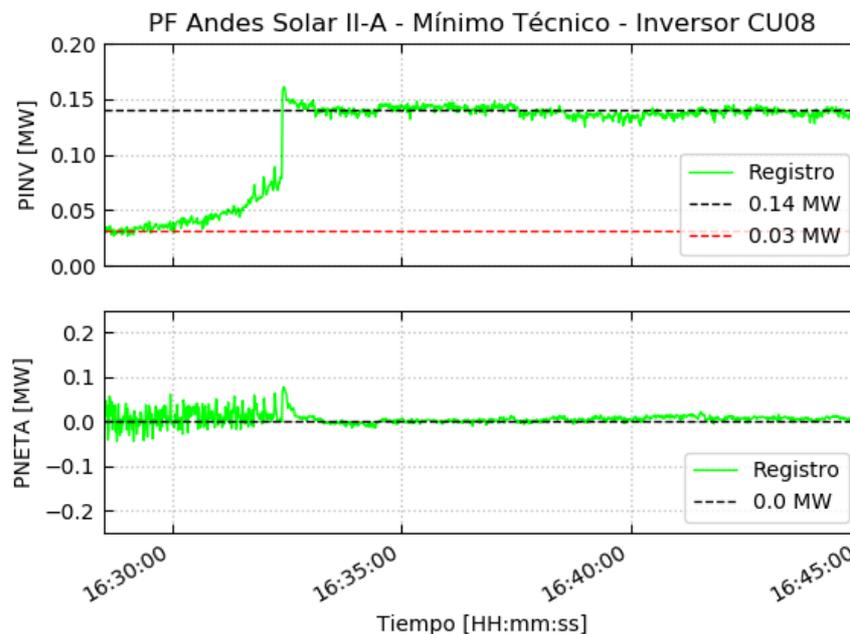


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor CU08

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.



#### 4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversor (PINV) presentada en la Figura 4.1 se realiza considerando el aporte de los 3 módulos de cada equipo sin descontar sus consumos propios, por lo tanto, corresponde a la potencia bruta del equipo y en el escenario particular donde sólo se encuentra un inversor en servicio correspondo a la **Potencia Bruta** del parque.

$$P_{bruta} = 140 \text{ kW}$$

#### 4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

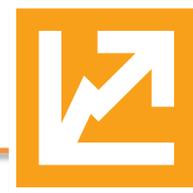
La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.7, el consumo interno de cada inversor se estima en 5.9 kW y debe considerarse el consumo del único inversor en servicio. El resto de los inversores (20) se mantiene en modo *standby* consumiendo una potencia de 0.55 kW (ver Figura 3.7). Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha registrado una potencia del transformador de servicio auxiliares ( $P_{tr,SSAA}$ ) de 2.82 kW, según se observa en la Figura 6.1.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{en\ servicio} \times Consumos\ Propios + N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos\ Standby + P_{tr,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 1 \times 5.9 \text{ kW} + 20 \times 0.55 \text{ kW} + 2.82 \text{ kW} = 19.72 \text{ kW}$$



#### 4.1.3 Potencia de Pérdidas 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 (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la **Potencia Bruta Medida** en el inversor y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta,med}$ , ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el total de potencia de servicios auxiliares, que consta del consumo propio del inversor en servicio más la potencia del transformador de servicios auxiliares del parque ( $P_{SSAA}$ ).

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central** se presenta a continuación.

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

$$P_{perd,central} = 140 \text{ kW} - 19.72 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 120.28 \text{ kW}$$

#### 4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en el enrollado terciario del transformador N°3 de la S/E Andes. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0 \text{ MW}$$

#### 4.1.5 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 Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	140.0	19.72	120.28	0.0

Tabla 4.2 - Mínimo Técnico - Inversor CU08 - Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A



## 4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 16 de julio de 2021 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

En la Figura 4.2 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza considerando el aporte de los 3 módulos de cada equipo sin descontar sus consumos propios, por lo tanto, corresponde a la potencia bruta medida del parque.

Como escenario de operación inicial se cuenta con todos los inversores en servicio inyectando cerca de 50 MW, se procede a consignar una potencia de 0 MW en el POI.

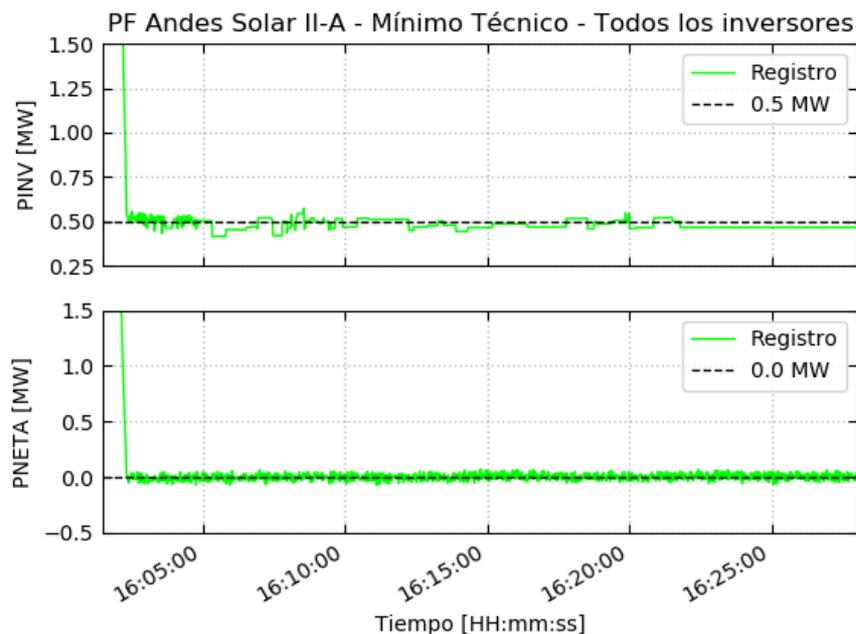


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.



#### 4.2.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversores (PINV) presentada en la Figura 4.2 se realiza considerando todos los módulos de cada inversor sin descontar sus consumos propios, por ende, corresponde a la **Potencia Bruta** del parque.

$$P_{bruta} = 0.5 \text{ MW}$$

#### 4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

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

Según se observa en la Figura 3.7, el consumo interno de cada inversor se estima en 5.9 kW y debe considerarse la totalidad de inversores en servicio. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha registrado una potencia del transformador de servicio auxiliares ( $P_{tr,SSAA}$ ) de 2.82 kW, según se observa en la Figura 6.1.

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

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

$$P_{SSAA} = 21 \times 5.9 \text{ kW} + 2.82 \text{ kW} = 126.72 \text{ kW}$$

#### 4.2.3 Potencia de Pérdidas 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 (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la **Potencia Bruta Medida** en el inversor y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta,med}$ , ver Figura 4.2).



Además, se debe considerar el total de potencia de servicios auxiliares, que consta del consumo propio de la totalidad de los inversores en servicio más la potencia del transformador de servicios auxiliares del parque ( $P_{SSAA}$ ).

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central** se presenta a continuación.

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

$$P_{perd,central} = 0.5 \text{ MW} - 126.72 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 373.28 \text{ kW}$$

#### 4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en el enrollado terciario del transformador N°3 de la S/E Andes. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0 \text{ MW}$$

#### 4.2.5 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 Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	0.5	126.72	373.28	0.0

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A



## 5 CONCLUSIONES

Se determinó mediante ensayos el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**. Los resultados se resumen a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	140.0	19.72	120.28	0.0

*Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor SE01-1 – Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A*

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	0.5	126.72	373.28	0.0

*Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A*



## 6 ANEXOS

### 6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 <b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: <b>Janitza UMG 510</b> Número de Serie: 5100/0731		
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Multímetro patrón Fluke 8845A – 6 ½ dígitos	1822003	04/07/2018

Fecha de evaluación: 05/08/20  
Certificado número: EE-CI-2021-0440

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



**Power System Studies & Power Plant Field  
Testing and Electrical Commissioning**



## 6.2 Potencia del transformador de SSAA

A continuación, se presenta la potencia del transformador de servicios auxiliares. Se muestra el valor medio durante el período de pruebas desglosado por fase.

<input checked="" type="checkbox"/> L1N(V) / L1(A)	<input type="checkbox"/> L2N(V) / L2(A)	<input type="checkbox"/> L3N(V) / L3(A)	<input type="checkbox"/> LNG(V) / N(A)	<input checked="" type="checkbox"/> Total	<input checked="" type="checkbox"/> Min	<input checked="" type="checkbox"/> Med	<input checked="" type="checkbox"/> Max
Función	L1N(V) / L1(A) Min	L1N(V) / L1(A) Med	L1N(V) / L1(A) Max	Total Min	Total Med	Total Max	
Potencia Activa	1,32 kW (f)	1,36 kW (f)	1,46 kW (f)	2,76 kW (f)	2,82 kW (f)	2,94 kW (f)	
<input type="checkbox"/> L1N(V) / L1(A)	<input checked="" type="checkbox"/> L2N(V) / L2(A)	<input type="checkbox"/> L3N(V) / L3(A)	<input type="checkbox"/> LNG(V) / N(A)	<input checked="" type="checkbox"/> Total	<input checked="" type="checkbox"/> Min	<input checked="" type="checkbox"/> Med	<input checked="" type="checkbox"/> Max
Función	L2N(V) / L2(A) Min	L2N(V) / L2(A) Med	L2N(V) / L2(A) Max	Total Min	Total Med	Total Max	
Potencia Activa	1 kW (f)	1,04 kW (f)	1,12 kW (f)	2,76 kW (f)	2,82 kW (f)	2,94 kW (f)	
<input type="checkbox"/> L1N(V) / L1(A)	<input type="checkbox"/> L2N(V) / L2(A)	<input checked="" type="checkbox"/> L3N(V) / L3(A)	<input type="checkbox"/> LNG(V) / N(A)	<input checked="" type="checkbox"/> Total	<input checked="" type="checkbox"/> Min	<input checked="" type="checkbox"/> Med	<input checked="" type="checkbox"/> Max
Función	L3N(V) / L3(A) Min	L3N(V) / L3(A) Med	L3N(V) / L3(A) Max	Total Min	Total Med	Total Max	
Potencia Activa	420 W (f)	420 W (f)	440 W (f)	2,76 kW (f)	2,82 kW (f)	2,94 kW (f)	

Figura 6.1 – Potencia de SSAA



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.