

**Empresa:** Sterling & Wilson Solar Ltd

**País:** Chile

**Proyecto:** Parque Fotovoltaico Santa Isabel

**Descripción:** Informe de Mínimo Técnico

**Código de Proyecto:** EE-2019-125

**Código de Informe:** EE-EN-2021-1297

**Revisión:** B

**STERLING & WILSON**



**23 de julio de 2021**



Este documento EE-EN-2021-1297-RB fue preparado para Sterling & Wilson Solar Ltd 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 22/10/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	23/07/2021	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	22/10/2021	Se aplican correcciones según minuta: "COR-GO-DCO-PMIN- PFV Santa Isabel"	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.....	8
3.2	Datos de los paneles solares .....	12
3.3	Datos de los inversores .....	14
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	16
3.5	Datos del transformador de poder .....	17
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO .....	18
4.1	Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio.....	19
4.1.1	Potencia Bruta.....	20
4.1.2	Potencia de Servicios Auxiliares .....	20
4.1.3	Potencia de Pérdidas en la central .....	20
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 .....	25
4.2.4	Potencia Neta .....	26
4.2.5	Resultados .....	26
5	CONCLUSIONES .....	27
6	ANEXOS .....	28
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía .....	28



## 1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Santa Isabel 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 Santa Isabel se ubica en la región de Antofagasta, emplazado 30 km al norte de María Elena, y tiene una potencia instalada de 159.375/183.243 MVA (@50°C/25°C). El parque se vincula por medio de tres líneas a un transformador de 23/220 kV ubicado en la S/E Don Antonio 220 kV, de aquí la conexión al SEN se realiza a través de la S/E Ana María 220 kV. La potencia declarada del parque es de 158.75 MW en el POI.

### 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Fernando Montecinos	9 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 y medidas de todos los inversores adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



### 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:

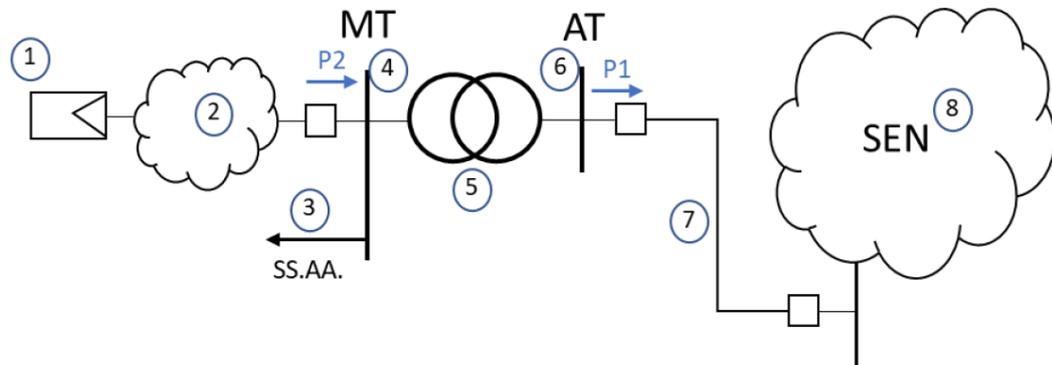


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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 Santa Isabel, 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

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel está constituido por 26 centros de transformación. En 25 de ellos se conectan 2 inversores a un transformador de tres devanados, de relación 0.6/0.6/23 kV. En tanto, en el centro de transformación restante se conecta un inversor a un transformador de dos devanados, de relación 0.6/23 kV.

Cuenta con 51 inversores SUNGROW modelo SG3125HV de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y 600V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 159.375/183.243 MVA (@50°C/25°C) de potencia instalada. La red colectora del Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con 14 alimentadores en 23 kV. El parque se conecta a la barra de 23 kV de la S/E Don Antonio, donde un transformador de poder de relación 23/220 kV de 176.25 MVA de potencia aparente nominal permite la inyección de potencia generada al Sistema Eléctrica Nacional. El valor de potencia neta declarado es de 158.75 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca SUNPOWER modelo SPR-P19.

#### 3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 14 alimentadores en MT, donde 12 de estos alimentadores exportan la energía proveniente de 2 centros de transformación. Los 2 alimentadores restantes solo exportan la energía de 1 centro de transformación. El número total de centros de transformación distribuidos en los alimentadores es de 26, donde en 25 de estos se dispone de dos inversores conectados a un transformador de tres devanados, en el centro de transformación restante se conecta un único inversor a un transformador de dos devanados.

El detalle de la distribución de los centros de transformación y su acometida en la S/E Don Antonio del parque se muestra en las Figura 3.1, Figura 3.2 y Figura 3.3, respectivamente.

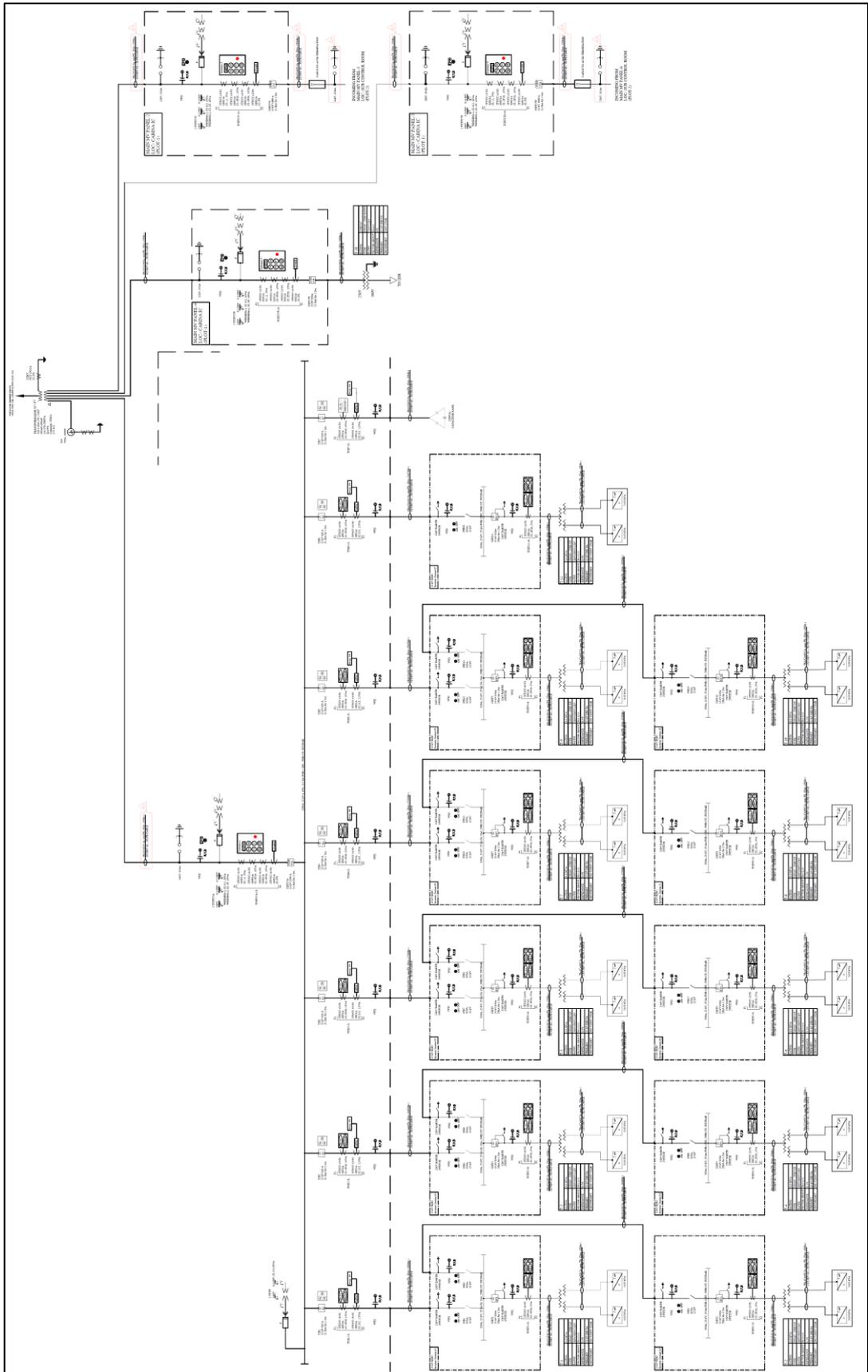


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Santa Isabel, sección de barra 1

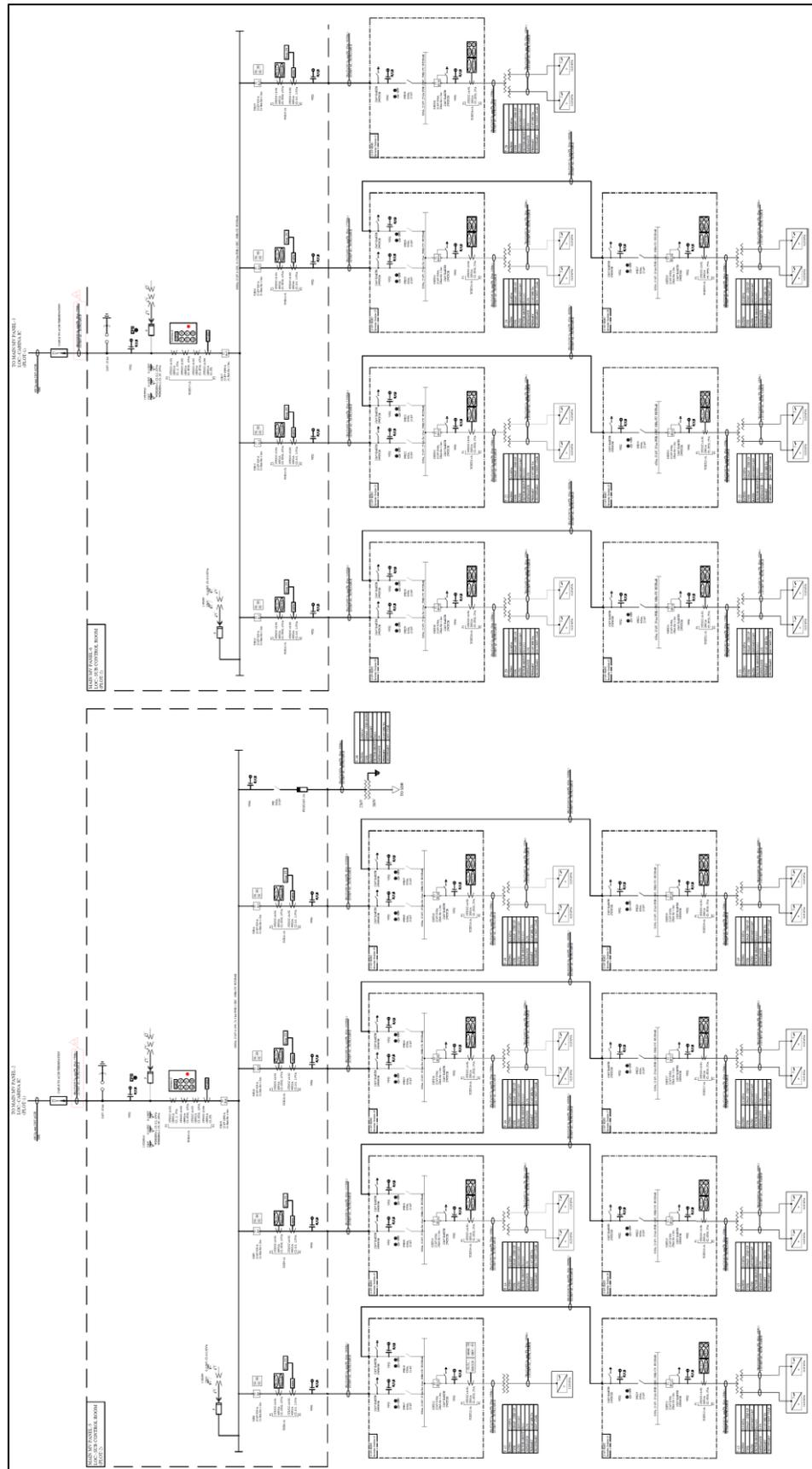


Figura 3.2 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Santa Isabel, sección de barra 2 y 3

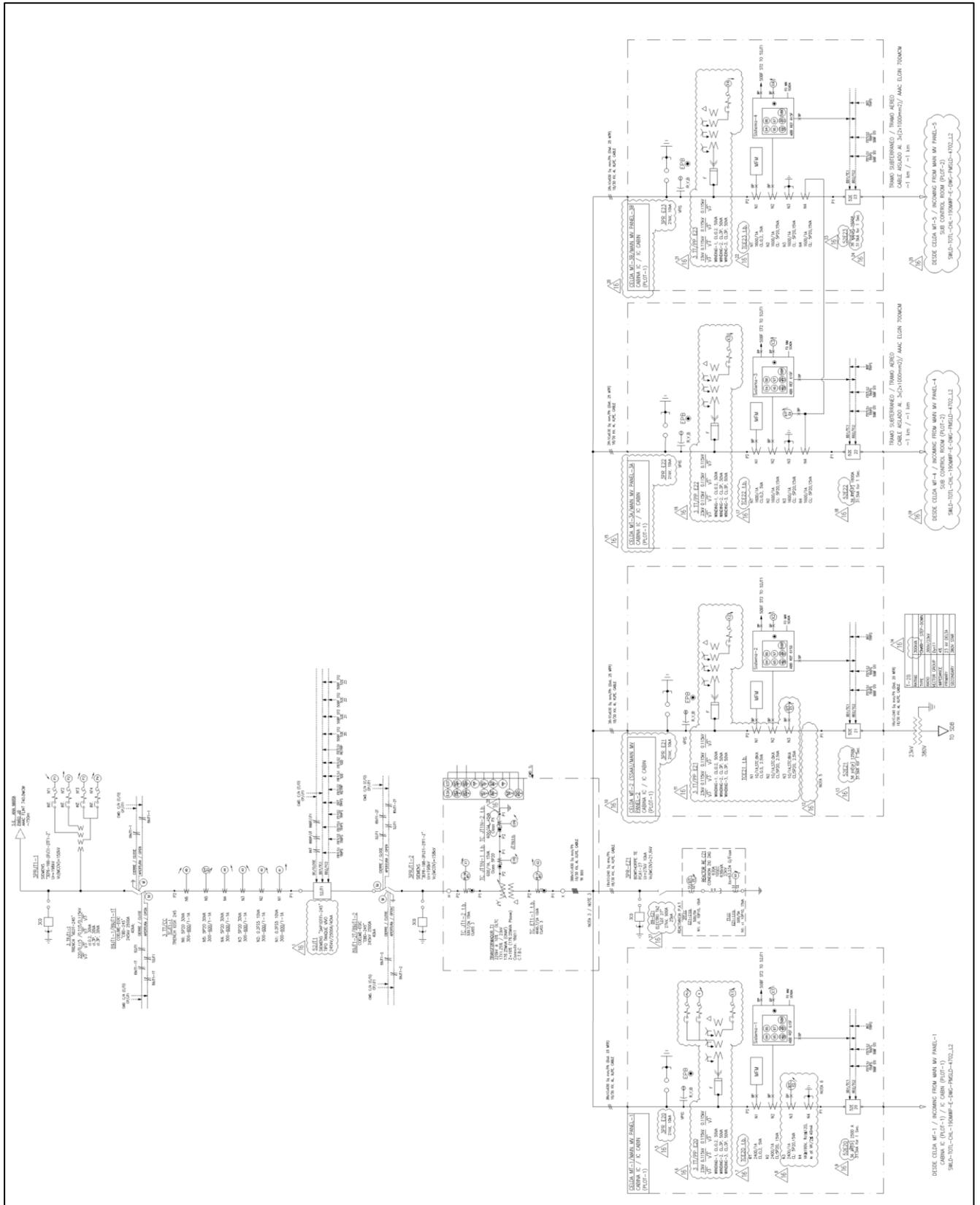


Figura 3.3 – Diagrama unilineal estación de salida, S/E Don Antonio



### 3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Santa Isabel son de marca SUNPOWER, modelo SPR-P19. Sus principales características se presentan en las Figura 3.4 y Figura 3.5.

**P19-405-COM: SunPower® Performance Panel for Commercial Installations**

Electrical Data						
Model	SPR-P19-405-COM	SPR-P19-400-COM	SPR-P19-395-COM	SPR-P19-390-COM	SPR-P19-385-COM	SPR-P19-380-COM
Nominal Power (P <sub>nom</sub> ) <sup>4</sup>	405 W	400 W	395 W	390 W	385 W	380 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Efficiency	19.6%	19.4%	19.2%	18.9%	18.7%	18.4%
Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )	45.3 V	44.8 V	44.4 V	44.1 V	43.8 V	43.3 V
Rated Current (I <sub>mpp</sub> )	8.94 A	8.93 A	8.90 A	8.85 A	8.80 A	8.78 A
Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	54.0 V	53.6 V	53.4 V	52.9 V	52.5 V	52.2 V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	9.53 A	9.50 A	9.47 A	9.45 A	9.44 A	9.43 A
Maximum System Voltage	1500 V IEC					
Maximum Series Fuse	18 A					
Power Temp. Coef.	-0.36% / ° C					
Voltage Temp. Coef.	-0.29% / ° C					
Current Temp. Coef.	0.05% / ° C					

1 Independent Shade Study by CFV Laboratory.  
 2 SunPower 400 W compared to a Conventional Panel on same sized arrays (310 W, 16% efficient, approx. 1.94 m<sup>2</sup>), 1% higher yield (Germany or California with 0.75 GCR, PVSIM), 0.5%/yr degradation (Performance Series Review Leidos). 2018  
 3 Osborne. "SunPower supplying P-Series modules to a 125MW NextEra project." PV-Tech.org. March 2017.  
 4 Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, and cell temperature 25° C.  
 5 Class C fire rating per IEC 61730.

Figura 3.4 – Datos de paneles SUNPOWER modelo SPR-P19 (1 de 2)



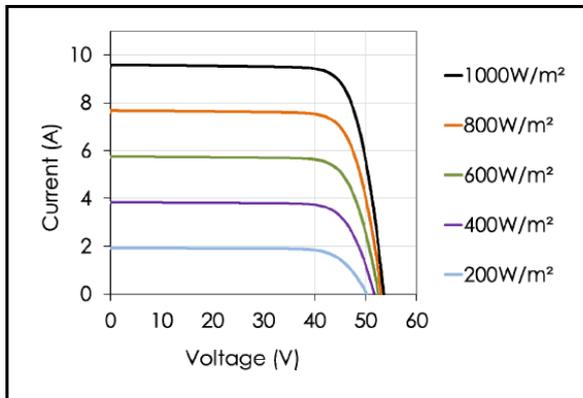
**TEMPERATURE COEFFICIENTS & EFFICIENCY REFERENCES**

Module	At STC		Basic Temperature Data				Efficiency Numbers		
	Nominal Power (W)	Avg Power (W)	Current (Isc) Temp. Coeff. (mA/°C)	Voltage (Voc) Temp. Coeff. (mV/°C)	Power Temp. Coeff. (%/°C)	NOCT @ 20°C (Value +/- 2°C)	Nominal Power Efficiency (%)	Nominal Peak Power per Unit Area (W/m²)	Nominal Peak Power per Unit Area (W/ft²)
SPR-P19-400-COM	400	402.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	19.4%	194	18.0
SPR-P19-395-COM	395	397.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	19.1%	191	17.8
SPR-P19-390-COM	390	392.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.9%	189	17.6
SPR-P19-385-COM	385	387.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.7%	187	17.3
SPR-P19-380-COM	380	382.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.4%	184	17.1

**PLATFORM PERFORMANCE AT NOCT**  
(800 W/m², 20°C ambient, 1 m/s wind speed)

Module	At STC Nominal Power (W)	Nominal Electrical data at NOCT (NOCT : 800W/m², 20°C amb. Temp., 1m/s wind speed)					
		NOCT Pnom (W)	NOCT Vmpp (V)	NOCT Impp (A)	NOCT Voc (V)	NOCT Isc (A)	NOCT % of rated
SPR-P19-400-COM	400	294	41.1	7.15	49.6	7.60	73.4%
SPR-P19-395-COM	395	290	40.7	7.12	49.4	7.58	73.4%
SPR-P19-390-COM	390	287	40.5	7.08	49.0	7.56	73.5%
SPR-P19-385-COM	385	283	40.2	7.04	48.6	7.56	73.5%
SPR-P19-380-COM	380	280	39.8	7.03	48.3	7.55	73.6%

**SPR-P19-400-COM**



**SPR-P19-380-COM**

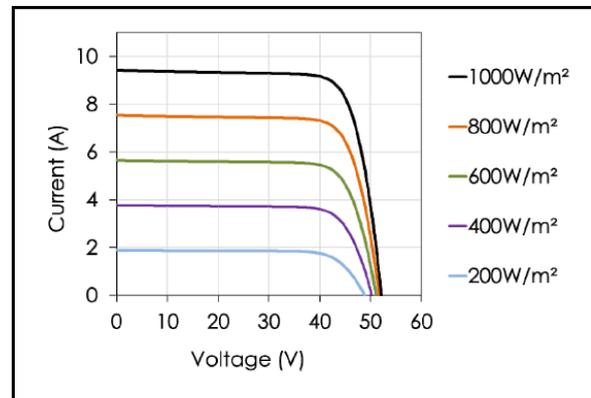


Figura 3.5 – Datos de paneles SUNPOWER modelo SPR-P19 (2 de 2)



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con 51 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV. Los inversores son de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

<b>SUNGROW</b>		
<b>Inverter Datasheet for 3.125MW Inverter Solution</b>		
	<b>Model</b>	<b>SG3125HV-20</b>
<b>Sl. No.</b>		
<b>A</b>	<b>Input Data</b>	
1	Nominal DC Input Power	3125 kW at 50°C
2	Maximum DC Input Power	150%Wp of Nominal at 50°C
3	MPP Voltage	875 Vdc to 1300 Vdc
4	Input Current	4178A
5	Number of independent MPPTS	1
6	Maximum voltage DC	1500 Vdc
7	No. Of Input	24 DC input (250A Fuse)
8	String Current Monitoring	Standard
9	DC Disconnection	Fuse ( 8 Nos / Motorized switch ) + Motorized switch ( 3Nos ) – 2000A each MLBS
<b>B</b>	<b>Output Data</b>	
1	Rated AC Output Power	3125 kW @ Cosφ 1 & 50°C
2	Maximum AC Power at Cos φ=1	3593kVA at 25°C & 3437kVA at 45°C
3	AC Voltage	600V, 50Hz, 3 Phase
4	Power Factor	>0.99 at Rated Power, set from 0.8 Lag to 0.8 Lead
5	Rated Frequency	50 Hz / 60 Hz
6	Maximum AC Current	3458 A
7	Harmonic Distortion	Less than 3% at Rated Power
8	Output Disconnection	ACB / 2000A, 690V, 65kA -2Nos
<b>C</b>	<b>Efficiency</b>	
1	Max Efficiency	99.00%
2	Euro Efficiency	98.70%
3	Internal Consumption	4.89kW

Figura 3.6 – Datos de inversor SG3125HV



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.7.

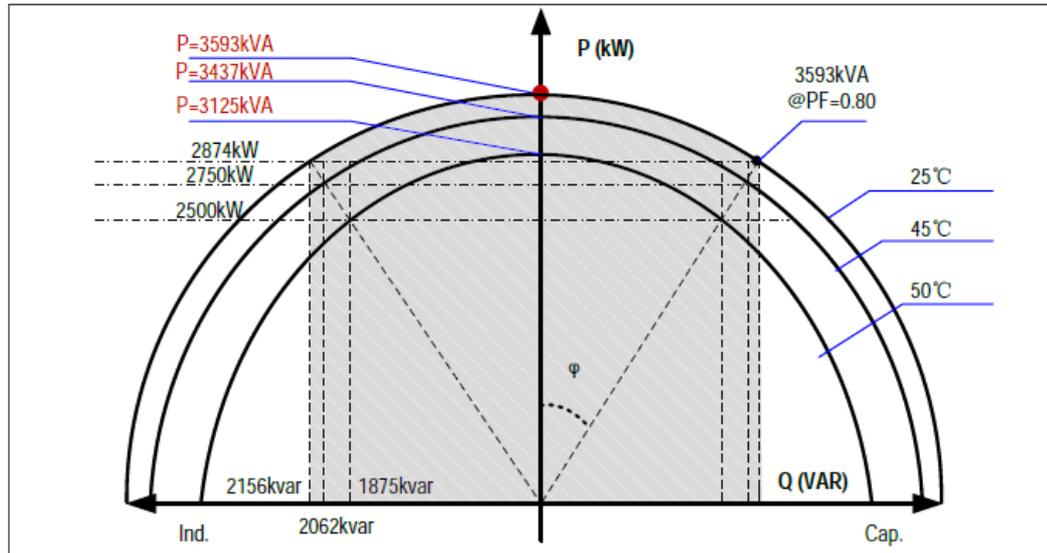


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los centros de transformación cuentan con transformadores de bloque de dos y tres devanados. Cada transformador de tres devanados es de potencia nominal 6.8 MVA, y su relación de transformación es 0.6/0.6/23 kV. En tanto, los transformadores de dos devanados son de potencia nominal 3.4 MVA cada uno, y su relación de transformación es 0.6/23 kV.

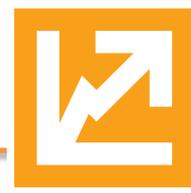
Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1 y la Tabla 3.2, respectivamente.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia Nominal	6.8 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV1	0.6 kV
Tensión nominal lado LV2	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia (HV-LV1 y HV-LV2)	6.25 %
Pérdidas en carga	61.2 kW (por devanado)
Pérdidas en vacío	10 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

*Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque de tres devanados*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia Nominal	3.4 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.25 %
Pérdidas en carga	61.2 kW
Pérdidas en vacío	10 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

*Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque de dos devanados*



### 3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 141/176.25 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 23kV y un arrollamiento de alta tensión de 220kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.3.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia Nominal	141.0/176.25 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	23.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	19.98 %
Pérdidas en carga	598.03 kW
Pérdidas en vacío	67 kW
Posiciones de TAP	±8 x 1.25 %

*Tabla 3.3 - Datos del transformador principal*



## 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]
Santa Isabel	(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 Santa Isabel.
- (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 220 kV en paño JT1 de la S/E Don Antonio.



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

El día 9 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 SE01-1. 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 SE01-1 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 51 inversores del parque fuera de servicio, en esta condición el parque consume 0.26 MW desde la red para suplir su consumo de servicios auxiliares y pérdidas en la red colectora. A continuación, se enciende el inversor y se le consigna dicho valor de potencia, lo que permite obtener un valor de potencia neta de 0 MW medidos en el paño JT1 de la S/E Don Antonio.

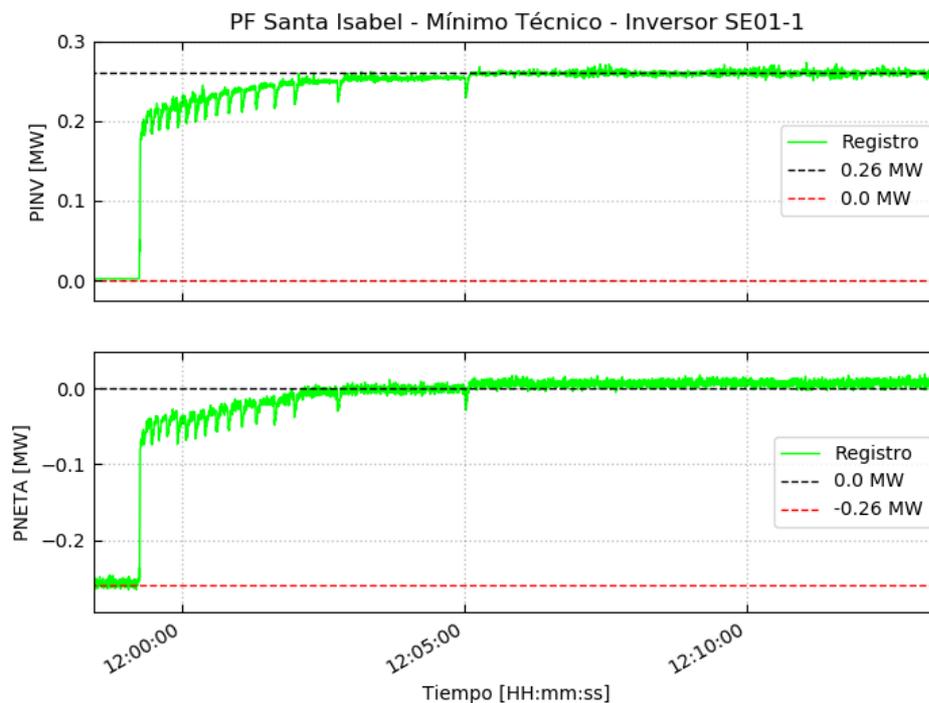


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor SE01-1

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 en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 4.89 kW, según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 0.26 MW + 1 \times 4.89 kW = 264.89 kW$$

#### 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 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.89 kW y debe considerarse el consumo del único inversor en servicio. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha realizado la lectura de potencia del transformador de servicios auxiliares ( $P_{tr,SSAA}$ ), cuyo valor registrado fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 4.89 kW + 10.2 kW = 15.09 kW$$

#### 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 medida en el inversor inversores y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta}$ , ver Figura 4.1).



Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, cuya lectura durante las pruebas fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 0.26 \text{ MW} - 10.2 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 249.8 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ )
- Pérdidas en red colectora de media tensión ( $P_{perd,redMT}$ )

En la Tabla 3.3 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = \text{Pérdidas}_{carga} + \text{Pérdidas}_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es aproximadamente 0. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 67.0 \text{ kW} = 67.0 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{perd,redMT} = P_{perd,central} - P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,redMT} = 249.8 \text{ kW} - 67.0 \text{ kW} = 182.8 \text{ kW}$$



#### 4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Don Antonio. 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]
Santa Isabel	264.89	15.09	249.8	0.0

*Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor SE01-1 – Parque Fotovoltaico Santa Isabel*



## 4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

A continuación, 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.

Como escenario de operación inicial se cuenta con 1 inversor en servicio inyectando cerca de 20 kW, se procede a encender el resto de los inversores del parque y se registra un valor de potencia neta de 0.72 MW, frente a un valor de potencia de inversores de 0.98 MW. La diferencia entre los valores de potencia neta y potencia de inversores es de 0.26 MW registrada, se condice con lo observado como consumo total del parque con la totalidad de inversores fuera de servicio.

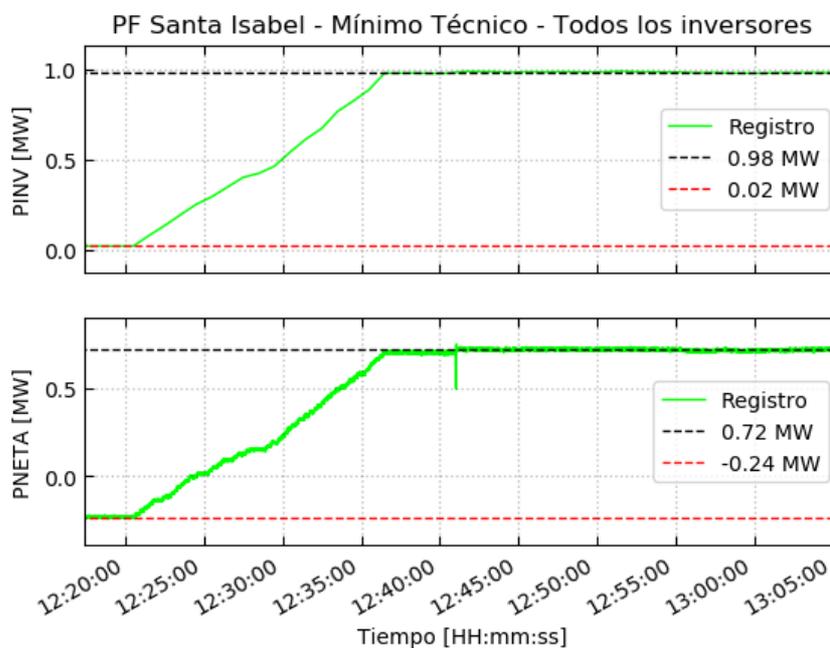


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

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 en bornes de los equipos y ya se encuentran descontados los consumos propios de cada inversor. Estos consumos se estiman en 4.89 kW, según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 0.98 MW + 51 \times 4.89 kW = 1.23 MW$$

Cabe mencionar que el valor de 0.98 MW de potencia bruta implica un despacho aproximado 19.2 kW por cada inversor, se ha observado durante los ensayos que, para valores menores de potencia activa, los inversores entran y salen de servicio de forma recurrente y no se permite obtener una operación estable del Parque Fotovoltaico Santa Isabel.

#### 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 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.89 kW y debe considerarse la totalidad de equipos en servicio. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha realizado la lectura de potencia del transformador de servicios auxiliares ( $P_{tr,SSAA}$ ), cuyo valor registrado fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 51 \times 4.89 kW + 10.2 kW = 259.59 kW$$



### 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 medida en el inversor inversores y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta}$ , ver Figura 4.2).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, cuya lectura durante las pruebas fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 0.98 \text{ MW} - 10.2 \text{ kW} - 0.72 \text{ MW} = 249.8 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ )
- Pérdidas en red colectora de media tensión ( $P_{perd,redMT}$ )

En la Tabla 3.3 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es cercano al 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 67.0 \text{ kW} = 67.0 \text{ kW}$$



En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{perd,redMT} = P_{perd,central} - P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,redMT} = 249.8 \text{ kW} - 67.0 \text{ kW} = 182.8 \text{ kW}$$

#### 4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Don Antonio. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 72 MW, considerando la operación estable de todos los inversores.

$$P_{neta} = 0.72 \text{ MW}$$

#### 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]
Santa Isabel	1.23	259.59	249.8	0.72

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Santa Isabel



## 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]
Santa Isabel	264.89	15.09	249.8 <sup>1</sup>	0.0

*Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor SE01-1 – Parque Fotovoltaico Santa Isabel*

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Santa Isabel	1.23	259.59	249.8 <sup>2</sup>	0.72

*Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Santa Isabel*

<sup>1</sup> Desglosado en 67.0 kW de pérdidas en el transformador principal y 182.8 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

<sup>2</sup> Desglosado en 67.0 kW de pérdidas en el transformador principal y 182.8 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



## 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



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.