

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Prime Energía
Chile
Parque Fotovoltaico Emilia
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2023-086
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-0368
REVISIÓN C

22 abr. 24



Este documento **EE-EN-2024-0368-RA** fue preparado para Prime Energía por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

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

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 28 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/04/2024 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	22.04.2024	Para presentar	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	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	8
	3.1 Diagrama unilineal	8
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos	11
	3.3 Datos de los inversores	13
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	15
	3.5 Datos de los Consumos de SSAA.....	16
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	17
	4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	18
	4.1.1 Potencia de Servicios Auxiliares	19
	4.1.2 Potencia Neta.....	20
	4.1.3 Potencia Bruta.....	20
	4.1.4 Potencia de Perdidas en la Central.....	20
	4.1.5 Resultados	21
	4.2 Mínimo Técnico con inversor individual.....	22
	4.2.1 Potencia de Servicios Auxiliares	23
	4.2.2 Potencia Neta.....	24
	4.2.3 Potencia Bruta.....	24
	4.2.4 Potencia de Perdidas en la Central.....	24
	4.2.5 Resultados	25
5	CONCLUSIONES.....	26
6	ANEXOS	27
	6.1 Certificados de calibración de medidor de energía.....	27



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Emilia 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.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 2 de abril de 2024.

El Parque Fotovoltaico Emilia se encuentra ubicado en la comuna de Combarbalá, Región de Coquimbo. El parque se vincula al SEN mediante una línea de 0.365 km de longitud en 23 kV a la S/E Combarbalá.

El parque cuenta con una potencia instalada en inversores de 6.25 MVA y una potencia instalada en paneles fotovoltaicos de 5.3 MWdc. En tanto, la potencia máxima declarada en su punto de interconexión, en el paño de conexión a la S/E Combarbalá, es de 3.8 MW.

El parque está constituido por 2 centros de transformación, cada centro cuenta con un inversor y transformador de bloque. Los equipos utilizados son marca SUNGROW modelos SG3125 de 3.125 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. El transformador de bloque es de 3.125 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

La red colectora está constituida por cables subterráneos, conformada por un circuito colector en la que se conectan los 2 inversores.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. César Colignon	2 de abril de 20224

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Nº Serie
Adquisidor	EE	16CH	EE-EQ-2009-137

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios del adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo para todas las mediciones.

1.3 Nomenclatura Utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

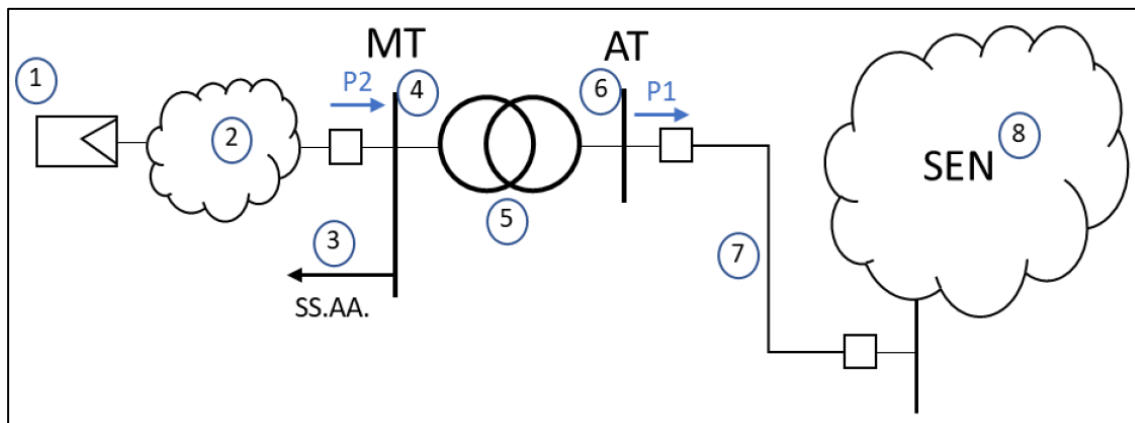


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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).**



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 Emilia, 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 entregada por un único inversor.

Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma controlada hasta lograr la operación con un inversor individual.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Emilia se encuentra ubicado en la comuna de Combarbalá, Región de Coquimbo. El parque se vincula al SEN mediante una línea de 0.365 km de longitud en 23 kV a la S/E Combarbalá.

El parque cuenta con una potencia instalada en inversores de 6.25 MVA y una potencia instalada en paneles fotovoltaicos de 5.3 MWdc. En tanto, la potencia máxima declarada en su punto de interconexión, en el paño de conexión a la S/E Combarbalá, es de 3.8 MW.

El parque está constituido por 2 centros de transformación, cada centro cuenta con un inversor y transformador de bloque. Los equipos utilizados son marca SUNGROW modelos SG3125 de 3.125 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. El transformador de bloque es de 3.125 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

La red colectora está constituida por cables subterráneos, conformada por un circuito colector en la que se conectan los 2 inversores.

3.1 Diagrama unilineal

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Emilia. En tanto, en la Figura 3.2 se muestra el detalle de los tres centros de transformación que conforman el parque.

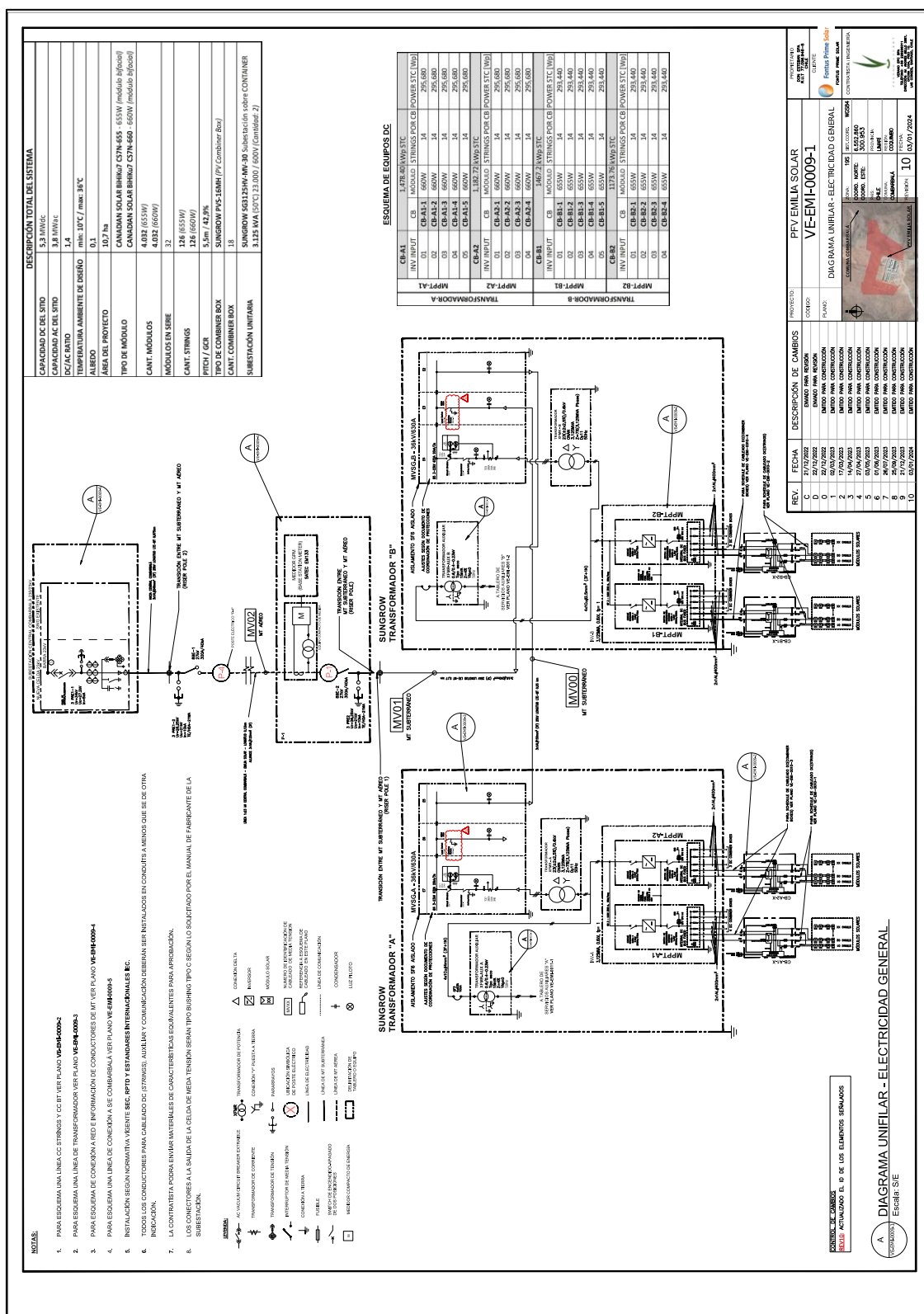


Figura 3.1 – Diagrama unilineal de Parque Fotovoltaico Emilia

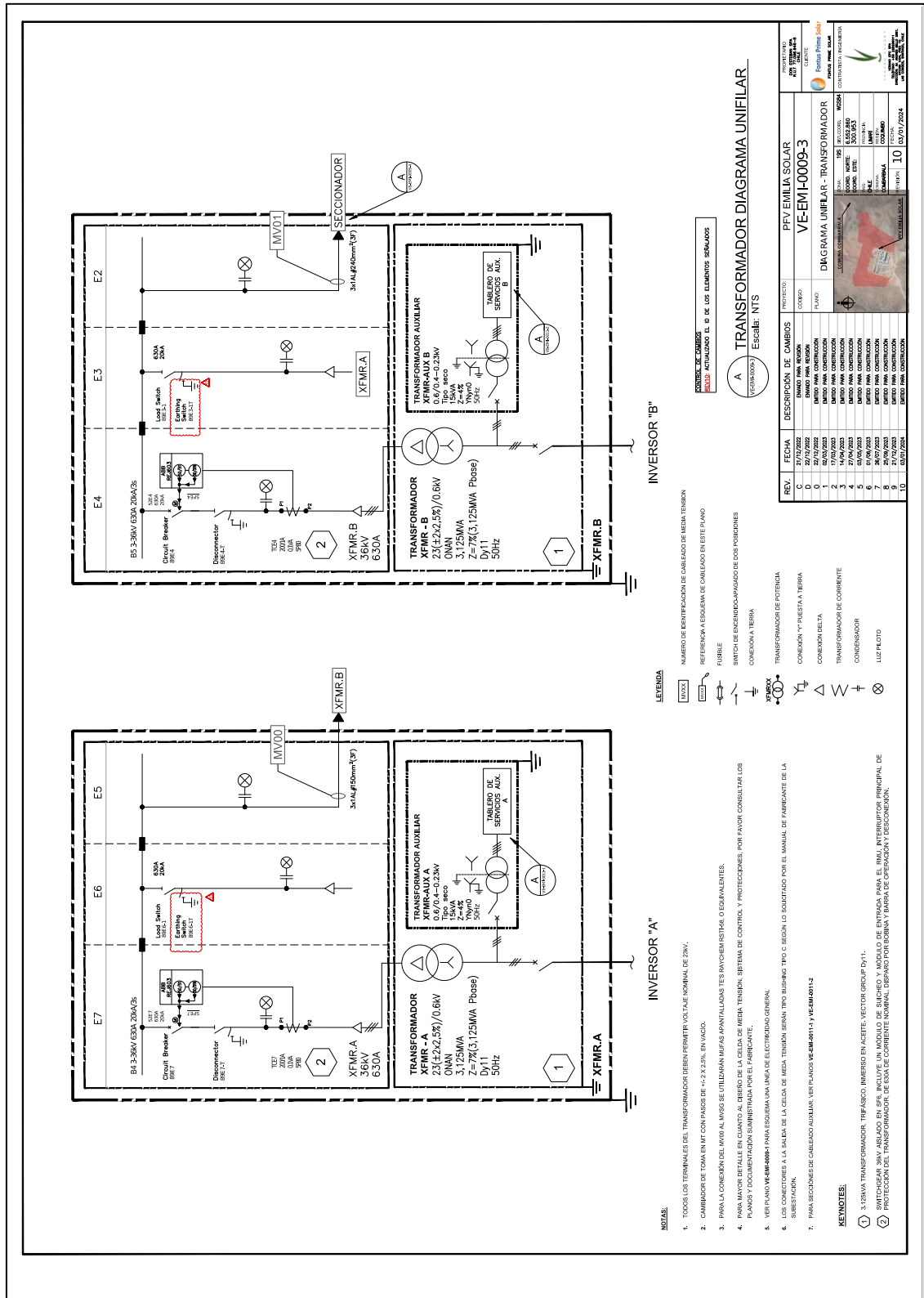


Figura 3.2 – Detalle de los centros de transformación de Parque Fotovoltaico Emilia



3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles del Parque Fotovoltaico Emilia son paneles bifaciales de marca Canadian Solar modelo CS7N660 y CS7N655. El Parque Fotovoltaico Emilia posee una capacidad DC de 5.3 MW DC, a través de sus 8.064 módulos, con una cantidad de 252 Strings de 32 módulos en serie cada uno. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

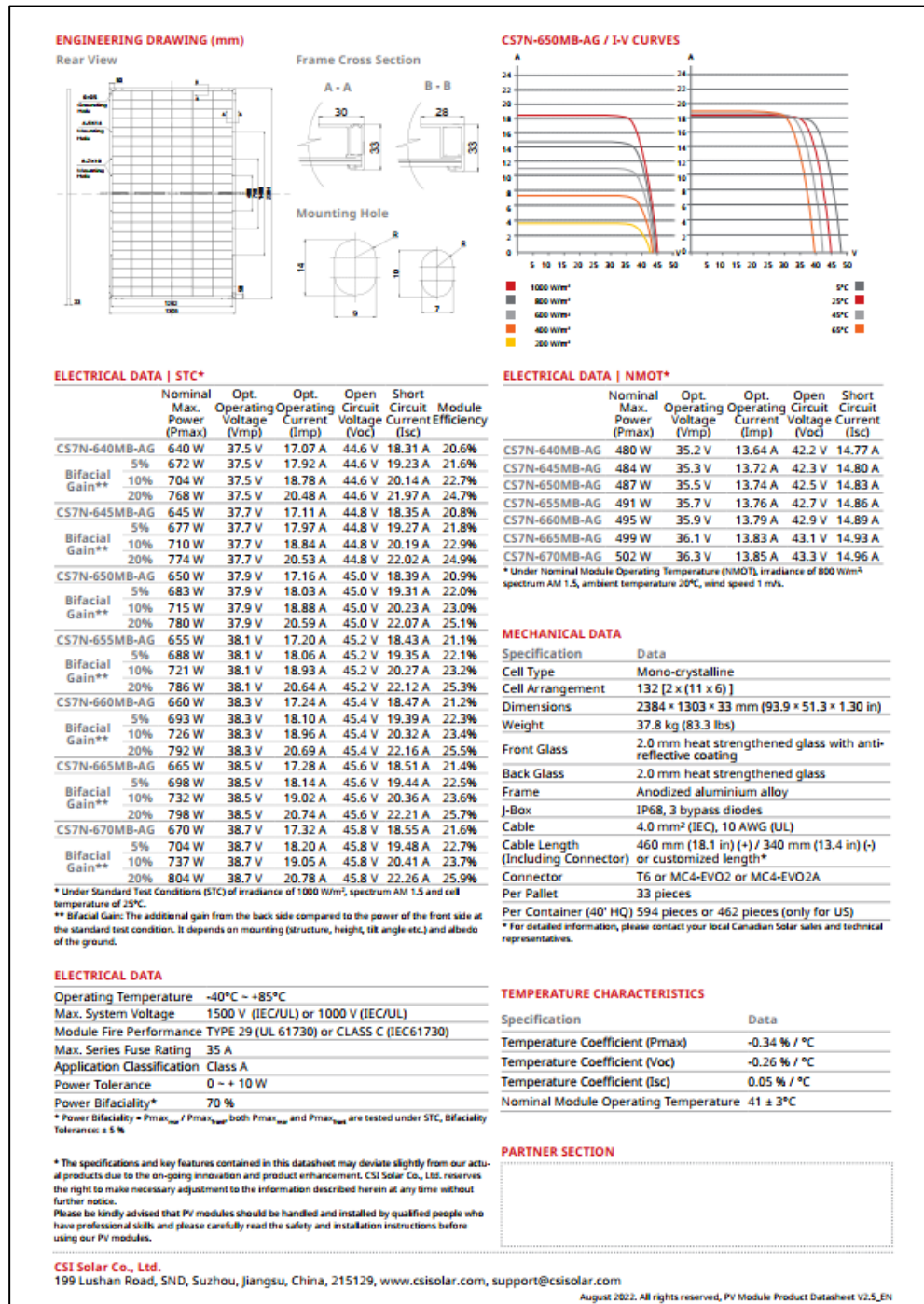


Figura 3.3 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos



En la Tabla 3.1 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal.

Modelo	Cantidad Strings	Cantidad módulos	Potencia DC [MW]
CS7N660 - 660W	126 (x32 módulos)	4032	2.661
CS7N655 - 655W	126 (x32 módulos)	4032	2.641
Total	252	8064	5.302

Tabla 3.1 – Distribución de paneles fotovoltaicos

La distribución de los paneles fotovoltaicos asociada a cada inversor se presenta a continuación.

TRANSFORMADOR-A	MPPT-A1	CB-A1	1,478.40 kWp STC			
		INV INPUT	CB	MÓDULO	STRINGS POR CB	POWER STC [Wp]
		01	CB-A1-1	660W	14	295,680
		02	CB-A1-2	660W	14	295,680
		03	CB-A1-3	660W	14	295,680
		04	CB-A1-4	660W	14	295,680
	MPPT-A2	CB-A2	1,182.72 kWp STC			
		INV INPUT	CB	MÓDULO	STRINGS POR CB	POWER STC [Wp]
		01	CB-A2-1	660W	14	295,680
		02	CB-A2-2	660W	14	295,680
03		CB-A2-3	660W	14	295,680	
04		CB-A2-4	660W	14	295,680	
TRANSFORMADOR-B	MPPT-B1	CB-B1	1467.2 kWp STC			
		INV INPUT	CB	MÓDULO	STRINGS POR CB	POWER STC [Wp]
		01	CB-B1-1	655W	14	293,440
		02	CB-B1-2	655W	14	293,440
		03	CB-B1-3	655W	14	293,440
		04	CB-B1-4	655W	14	293,440
	MPPT-B2	CB-B2	1173.76 kWp STC			
		INV INPUT	CB	MÓDULO	STRINGS POR CB	POWER STC [Wp]
		01	CB-B2-1	655W	14	293,440
		02	CB-B2-2	655W	14	293,440
03		CB-B2-3	655W	14	293,440	
		04	CB-B2-4	655W	14	293,440

Figura 3.4 – Distribución de paneles en los inversores



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Emilia cuenta con 2 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV-MV-30. Los inversores son de 3.125 / 3.437 MVA (@50°C / 45°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.5.

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Trnsformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	Inverter: IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 3.5 – Hoja de datos de inversores



Se aprecia en la Figura 3.6, que el máximo consumo de potencia en operación es de 4.105 kW en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

SG3125HV		Max self-consumption-in- operation (W)	Standby Consumption (W)
Inverters	Control-power-consumption	312	200
	Fans consumption@full power	3508	0
LV cabinet	Monitoring	15	15
	Light	0	0
	Fans of container activated @>40C ambient Temp.	0	0
	Fans of LV cabinet	64	0
	Aux. transformer 6.4KVA	206	200
Max. in total		4105	415

Figura 3.6 – Detalle de consumos propios de los inversores.

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

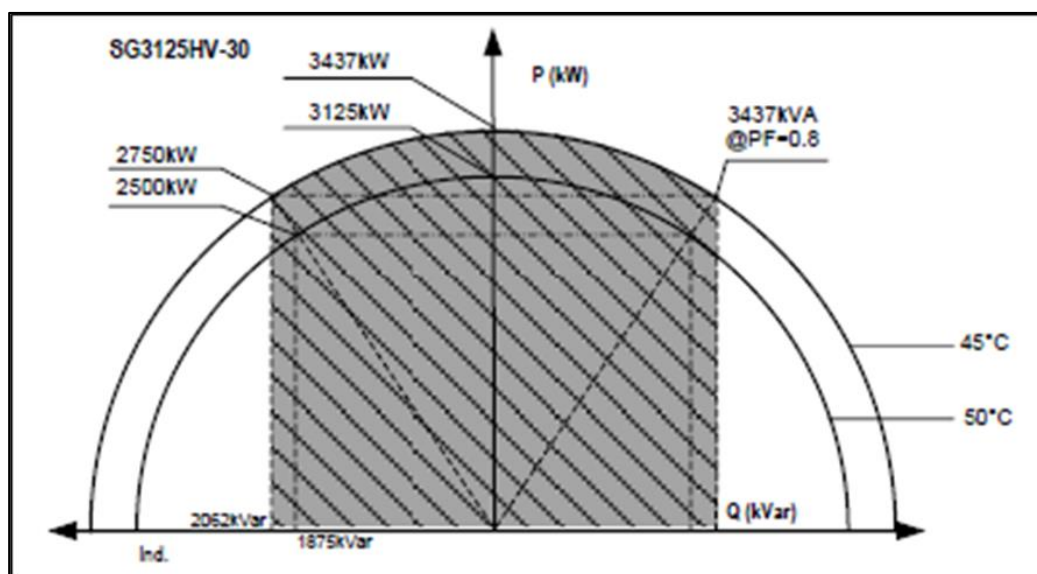


Figura 3.7 – Curva de capacidad de los inversores



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Emilia cuenta con dos transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.6 / 23 kV y de 3.125 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	3.125 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.71%
Pérdidas en carga	22.34 kW
Pérdidas en vacío	1.859 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos de los Consumos de SSAA

Los Consumos de SSAA del Parque Fotovoltaico Emilia se determinaron a través de la medición del proceso de detención del parque, en donde fue posible registrar el valor del consumo cuando los inversores se encuentran apagados, siendo este valor de 0.0042 MW. El registro de estas mediciones se puede observar en la Figura 3.8.

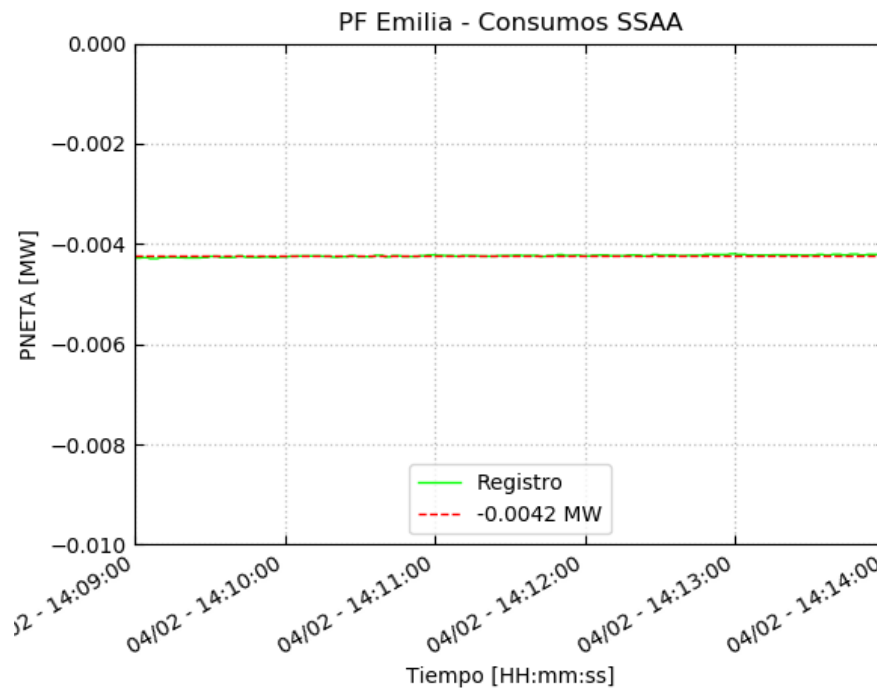


Figura 3.8 – Registro de consumos de SSAA



4 DETERMINACIÓN DE 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**.

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 [MW]	Consumos propios [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Emilia	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de la unidad de generación con sus consumos propios.
- (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 la S/E Combarbalá 23 kV (POI).



4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 2 de abril de 2024 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico con la totalidad de los inversores y elementos de red del Parque Fotovoltaico Emilia en servicio. 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 unidades en servicio.

Para lograr dicha condición de operación, el PPC opera de forma automática, disminuyendo la potencia de los inversores hasta alcanzar una consigna de 0.08 MW. Para consignas menores a la mencionada, se observa que la operación de los inversores oscila entre el estado “apagado” y la potencia consignada, sin ser capaces de mantener de forma estable una menor potencia.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida (P_{Neta}) en el periodo de pruebas y en la Figura 4.2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores (P_{INV}). Se observa que el valor registrado como potencia de inversores equivale a un despacho aproximado de 43.3 kW por cada unidad.

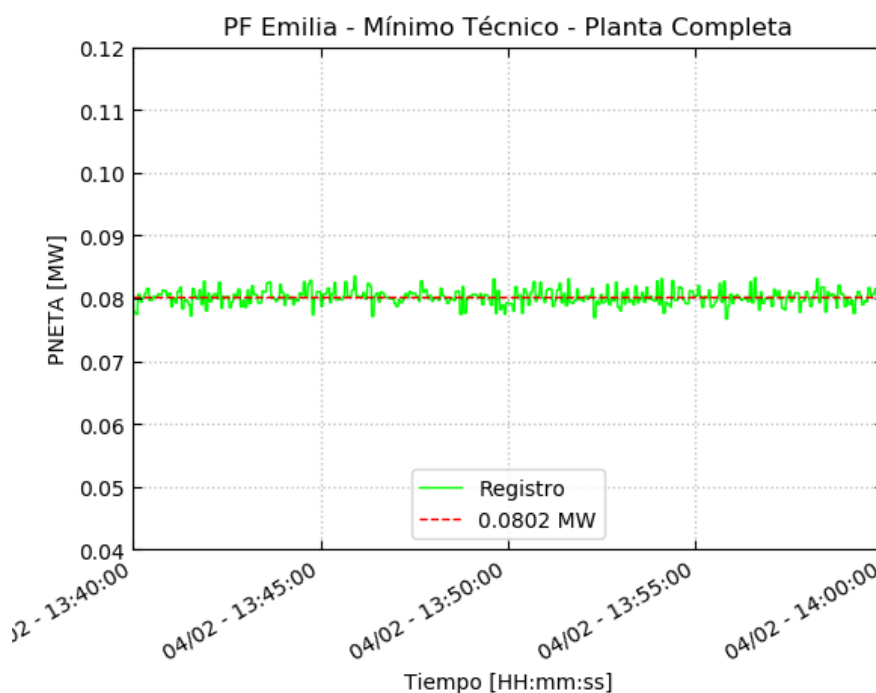


Figura 4.1 – Ensayo de Mínimo Técnico – Potencia neta – Planta completa

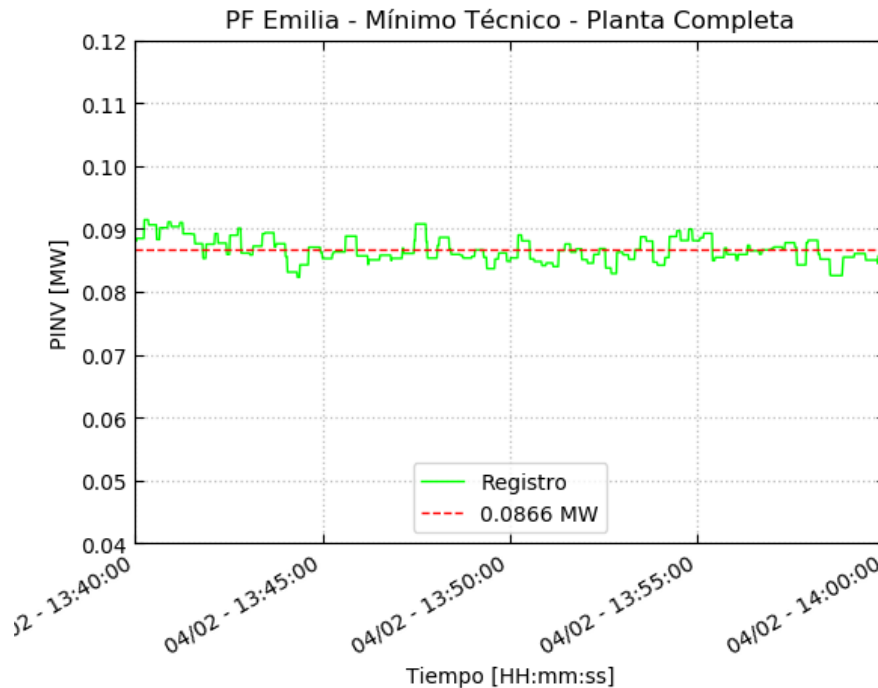


Figura 4.2 – Ensayo de Mínimo Técnico – Potencia de inversores – Planta completa

4.1.1 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) 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 Consumos de SSAA registrados en la Sección 3.5.

Según se observa en la Figura 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.105 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 2 \times 4.105 \text{ kW} + 0.0042 \text{ MW} = 0.0124 \text{ MW}$$



4.1.2 Potencia Neta

La **Potencia Neta** del Parque Fotovoltaico Emilia corresponde a la potencia inyectada en la barra de 23 kV de la S/E Combarbalá (POI). Se obtiene un mínimo de operación estable de 0.0802 MW.

$$P_{Neta} = 0.0802 \text{ MW}$$

4.1.3 Potencia Bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.2, se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 4.105 kW según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.0866 \text{ MW} + 2 \times 4.105 \text{ kW} = 0.0948 \text{ MW}$$

4.1.4 Potencia de Pérdidas en la Central

La **Potencia de Pérdidas en la Central**, corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de las Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque y la Potencia Neta Medida (P_{Neta} ver Figura 4.1). Además, se debe considerar el valor de potencia de los servicios auxiliares, registrados en 0.0042 MW.

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

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{Consumo,SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 0.0866 \text{ MW} - 0.0042 \text{ MW} - 0.0802 \text{ MW} = 0.0022 \text{ MW}$$

Al no haber un transformador de poder principal, el valor de las pérdidas de media tensión corresponde al total de pérdidas de la instalación, según la siguiente expresión.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT}$$



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. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Emilia considerando el parque completamente operativo.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Emilia	0.0948	0.0124	0.0022	0.0802

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Emilia – Planta completa

Según se observa en la Tabla 4.2 el valor de **Mínimo Técnico** registrado está dentro de lo esperado en base a los registros de potencia disponibles de los inversores.



4.2 Mínimo Técnico con inversor individual

El día 2 de abril de 2024 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando la operación de un único inversor y todos los elementos de red (transformadores y circuitos colectores) del Parque Fotovoltaico Emilia en servicio. Para lograr esta condición se debe dar una orden de detención al equipo CT-A y dejar en servicio el inversor del centro de transformación CT-B.

Considerando únicamente el CT-B en operación, se incrementa la potencia activa desde el PPC hasta lograr una operación estable del inversor de tal forma que en esta condición la central no absorba potencia desde la red y sea capaz de alimentar sus consumos propios y SSAA.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.3 se muestra la potencia neta medida (P_{Neta}) en el periodo de pruebas y en la Figura 4.4 se muestra la potencia del inversor ensayado (P_{INV}).

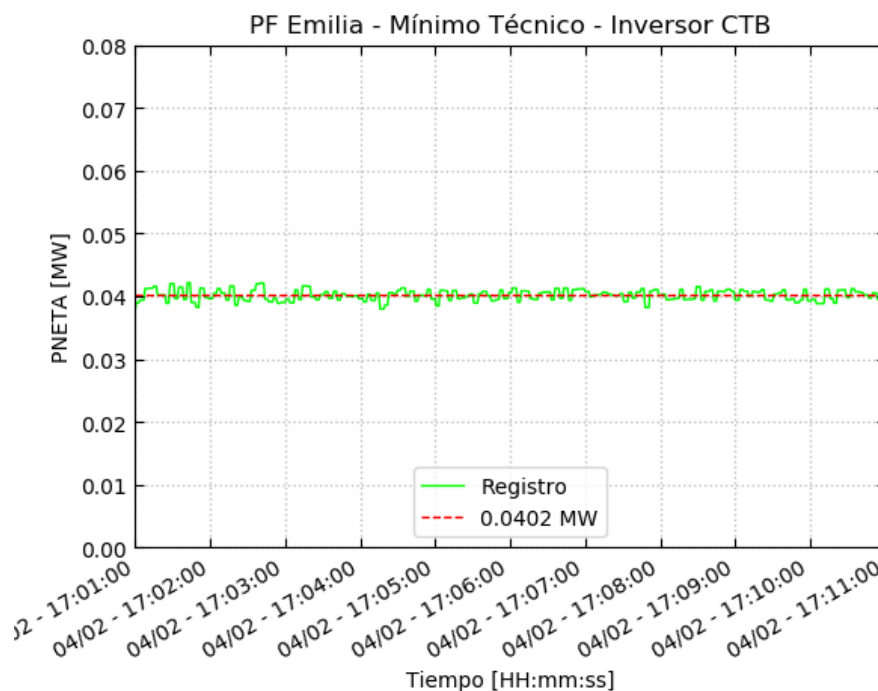


Figura 4.3 – Ensayo de Mínimo Técnico – Potencia neta – Inversor CT-A

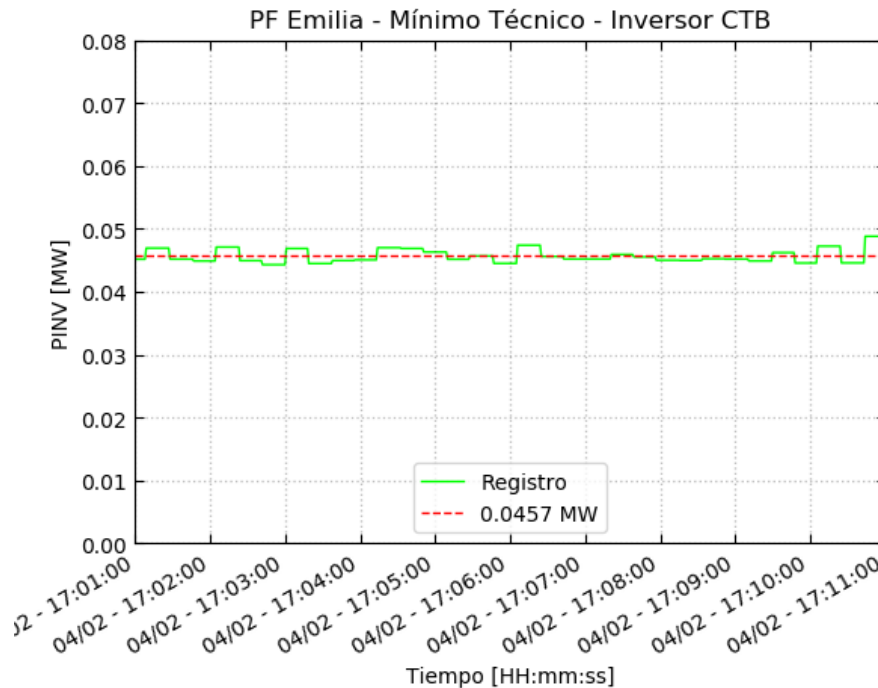


Figura 4.4 – Ensayo de Mínimo Técnico – Potencia de inversores – Inversor CT-B

4.2.1 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando una única unidad en servicio) más los Consumos de SSAA registrados en la Sección 3.5.

Según se observa en la Figura 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.105 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 4.105 \text{ kW} + 0.0042 \text{ MW} = 0.0083 \text{ MW}$$



4.2.2 Potencia Neta

La **Potencia Neta** del Parque Fotovoltaico Emilia corresponde a la potencia inyectada en la barra de 23 kV de la S/E Combarbalá (POI). Se obtiene un mínimo de operación estable de 0.0402 MW.

$$P_{Neta} = 0.0402 \text{ MW}$$

4.2.3 Potencia Bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.4, se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 4.105 kW según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.0457 \text{ MW} + 1 \times 4.105 \text{ kW} = 0.0498 \text{ MW}$$

4.2.4 Potencia de Pérdidas en la Central

La **Potencia de Pérdidas en la Central**, corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de las Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque y la Potencia Neta Medida (P_{Neta} ver Figura 4.3). Además, se debe considerar el valor de potencia de los servicios auxiliares, registrados en 0.0042 MW.

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

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{Consumo,SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 0.0457 \text{ MW} - 0.0042 \text{ MW} - 0.0402 \text{ MW} = 0.0013 \text{ MW}$$

Al no haber un transformador de poder principal, el valor de las pérdidas de media tensión corresponde al total de pérdidas de la instalación, según la siguiente expresión.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT}$$



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. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Emilia considerando la operación de un único inversor.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Emilia	0.0498	0.0083	0.0013	0.0402

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Emilia – Inversor CT-B

Según se observa en la Tabla 4.3 el valor de **Mínimo Técnico** registrado está dentro de lo esperado en base a los registros de potencia disponibles de los inversores.



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el valor de **Mínimo Técnico** del Parque Fotovoltaico Emilia. Se ha determinado este valor considerando los escenarios de operación de planta completa y también de inversor individual.

Las Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Emilia	0.0948	0.0124	0.0022	0.0802

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Emilia – Planta completa

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Emilia	0.0498	0.0083	0.0013	0.0402

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Emilia – Inversor CT-B



6 ANEXOS

6.1 Certificados de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
			
ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: 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.			
Instrumento	Número de serie:	Última Calibración	
Adquisidor CIRION J 16CH	EE-EQ-2009-137	10/05/2023	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Próxima calibración
OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024
Fecha de evaluación: 10/5/2023 Certificado número: EE-CI-2023-0607		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning			



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.