



Empresa
País
Proyecto
Descripción

METKA
Chile
Parque Fotovoltaico Caracas II
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2022-051
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2022-1211
REVISIÓN D



19 jul. 23



Este documento **EE-EN-2022-1211-RD** fue preparado para METKA por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

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

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Estudios
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 31 páginas y ha sido guardado por última vez el 19/07/2023 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	09.06.2023	Para presentar.	JE	AC	PR
B	15.06.2023	Se aplican correcciones	CiC	AC	PR
C	13.07.2023	Correcciones según observaciones del CEN: "COR-GO-DCO-MT_-_PFV_Caracas_II"	CiC	AC	PR
D	19.07.2023	Correcciones adicionales	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 Descripción de personal participante	4
	1.2 Equipamiento utilizado	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 fotovoltaicos	14
	3.3 Datos de los inversores	15
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	17
	3.5 Datos de los transformadores de SSAA.....	18
	3.6 Datos de consumos de SSAA de planta	19
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	20
	4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio.....	21
	4.1.1 Potencia Bruta	22
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares	22
	4.1.3 Potencia de Pérdidas en la Central	23
	4.1.4 Potencia Neta	23
	4.1.5 Resultados	24
	4.2 Mínimo Técnico Parque Completo	25
	4.2.1 Potencia Bruta	26
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares	26
	4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central	27
	4.2.4 Potencia Neta	27
	4.2.5 Resultados	28
5	Conclusiones	29
6	ANEXOS	30
	6.1 Verificación de operación estable a nivel inversor	30
	6.2 Certificado de calibración del medidor de energía.....	31



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Caracas II 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 Caracas II es un PMG que cuenta con una potencia de 9.0 MW y se encuentra ubicado a aproximadamente 7 km al Noreste de Los Vilos, en la comuna de Los Vilos, provincia de Choapa, Región del Coquimbo. El parque se vincula al SEN mediante una línea de transmisión 1 x 23 kV de aproximadamente 8 km de largo desde S/E Caracas hasta la S/E Chagual.

1.1 Descripción de personal participante

Personal	Fecha
Ing. Jaime Prieto	25 de mayo de 2023

Tabla 1.1 – Nómina del personal participante durante los ensayos

1.2 Equipamiento utilizado

Denominación	Marca	Modelo	N° de serie
Adquisidor	Janitza	UMG512	4201/5361

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central, con una tasa de muestreo de 1 segundo. Se cuenta con mediciones de todos los inversores y variables meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 5 minutos.



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:

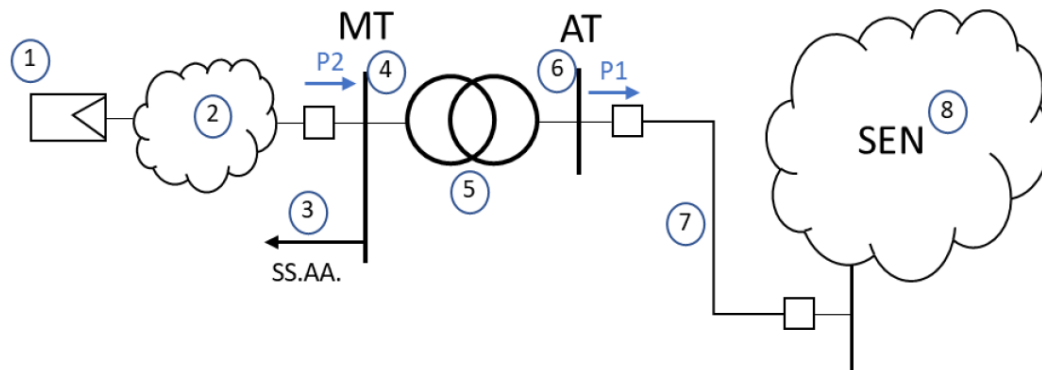


Figura 1.1 - Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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 Caracas II, 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.



3 Descripción del Parque

El Parque Fotovoltaico Caracas II es un PMG que cuenta con una potencia de 9.0 MW y se encuentra ubicado a aproximadamente 7 km al Noreste de Los Vilos, en la comuna de Los Vilos, provincia de Choapa, Región del Coquimbo. El parque se vincula al SEN mediante una línea de transmisión 1 x 23 kV de aproximadamente 8 km de largo hasta la S/E Chagual.

El parque está constituido por 3 inversores marca SunGrow modelo SG3125HV-MV-30 con capacidad de hasta 3125 kVA @ 50°C / 3437 KVA @ 45° operando a 50°C y que integra, cada uno, un transformador de igual capacidad y relación 0.6 kV / (20 -35) kV, siendo 23 kV la tensión de la red de media tensión. Los 3 centros de transformación descritos comparten un colector hasta la S/E Caracas II 23 kV. Los centros de transformación pueden operar de forma conjunta a través de Control Conjunto de Planta (PPC).

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Canadian Solar modelo CS3Y-480MB-AG (1500V).

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Caracas II está compuesta por un (1) alimentador en 23 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Este alimentador tiene los tres centros de transformación, es decir, 3 inversores.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Caracas II. Mientras que la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Caracas II se aprecian en la Figura 3.2. En tanto, en las Figura 3.3 a Figura 3.5 se muestra el detalle de los tres centros de transformación que conforman el parque.

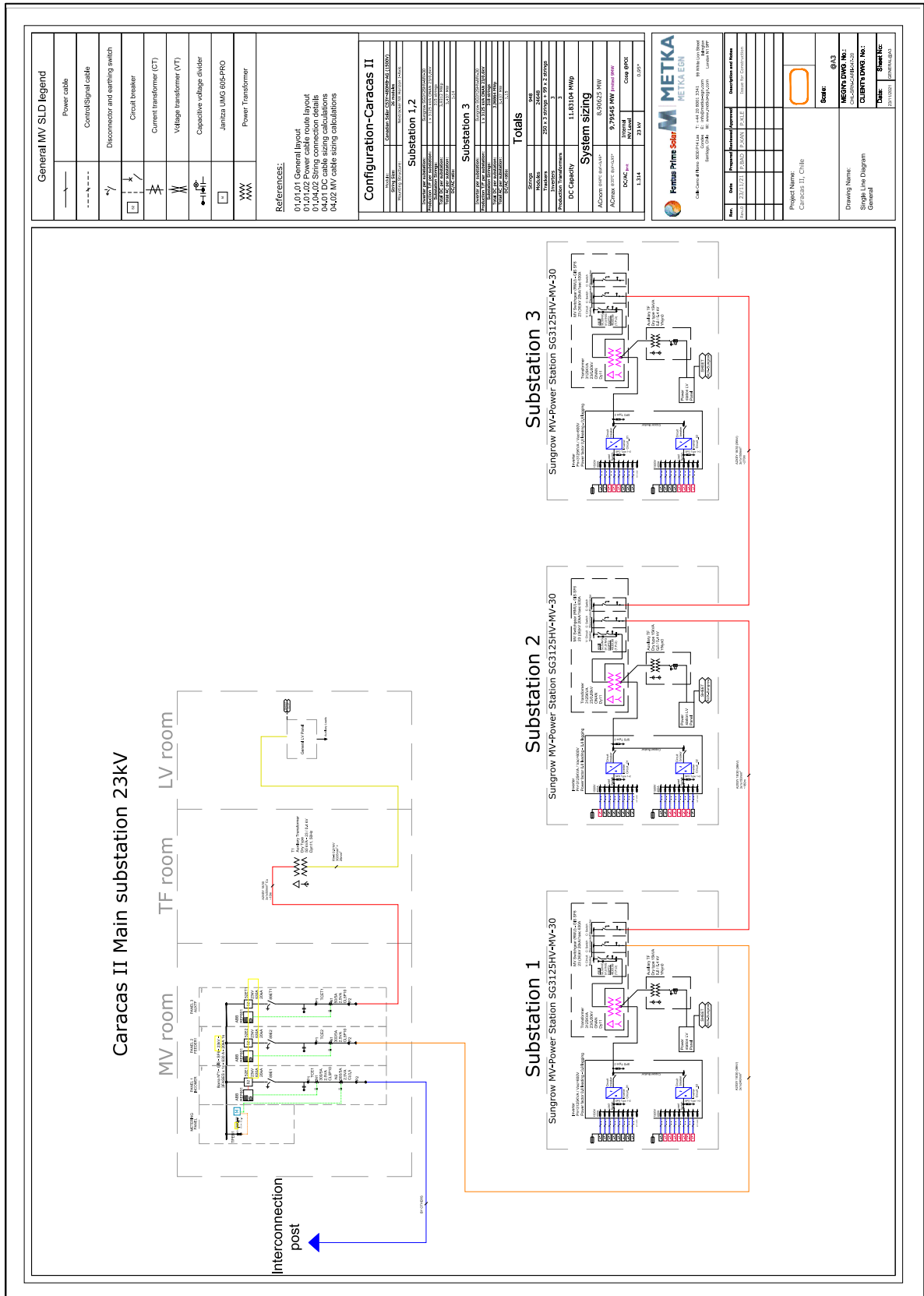


Figura 3.1- Barra principal 23 kV- Parque Fotovoltaico Caracas II

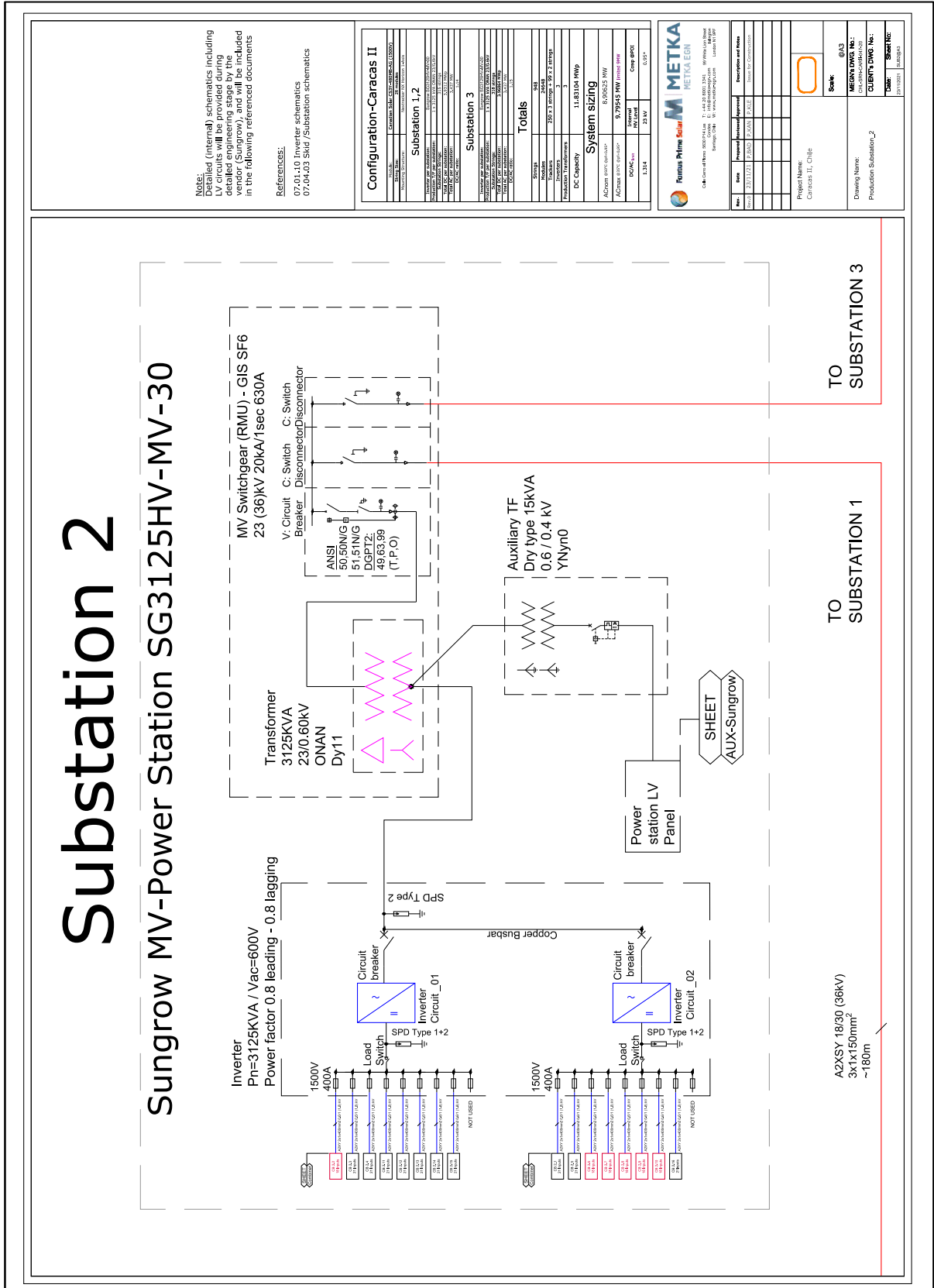


Figura 3.4 – Detalle Centro de Transformación 2– Parque Fotovoltaico Caracas II

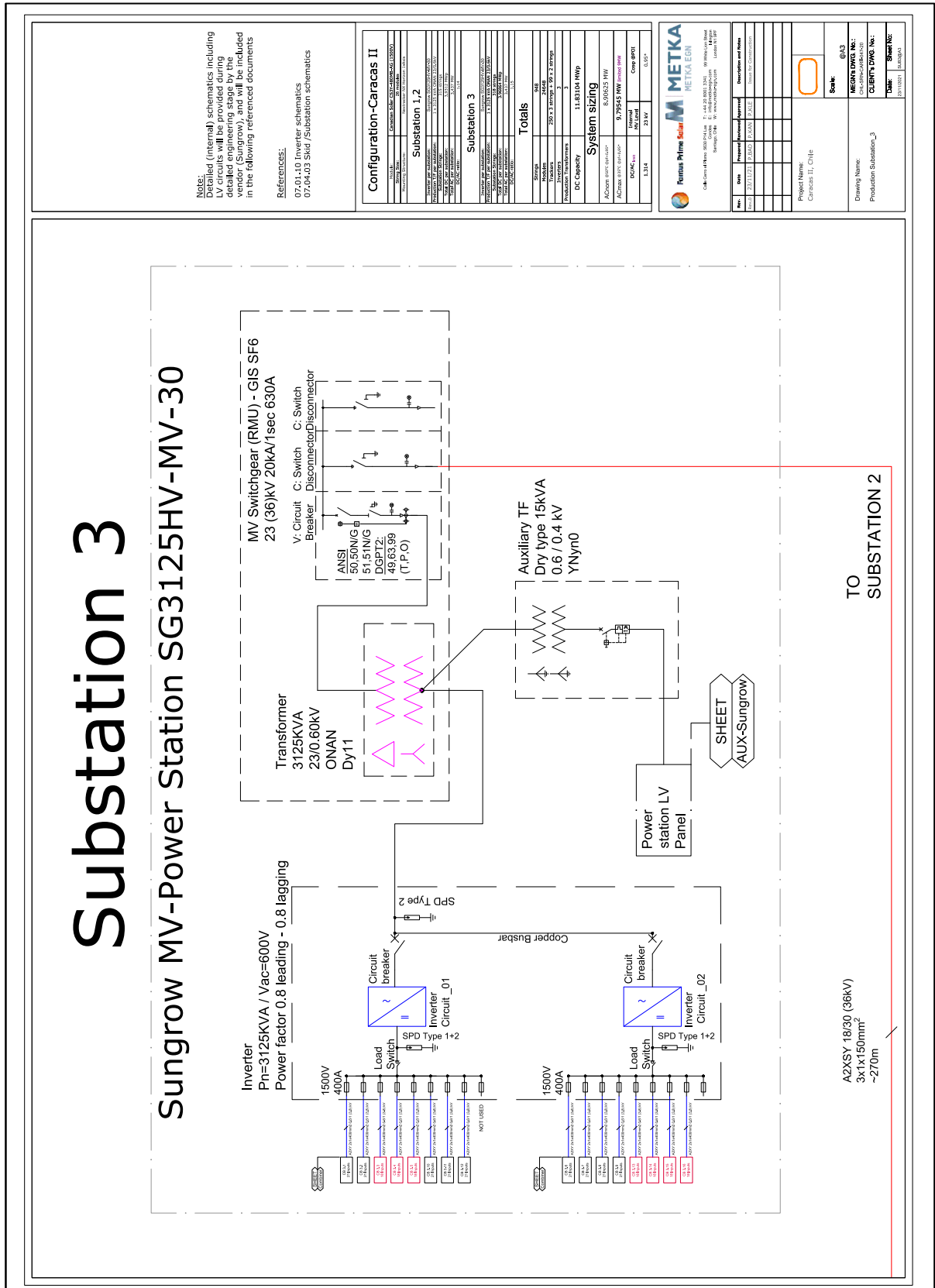


Figura 3.5- Detalle Centro de Transformación 3- Parque Fotovoltaico Caracas II



3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Caracas II son paneles bifaciales de marca Canadian Solar modelo CS3Y-480MB-AG. Sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

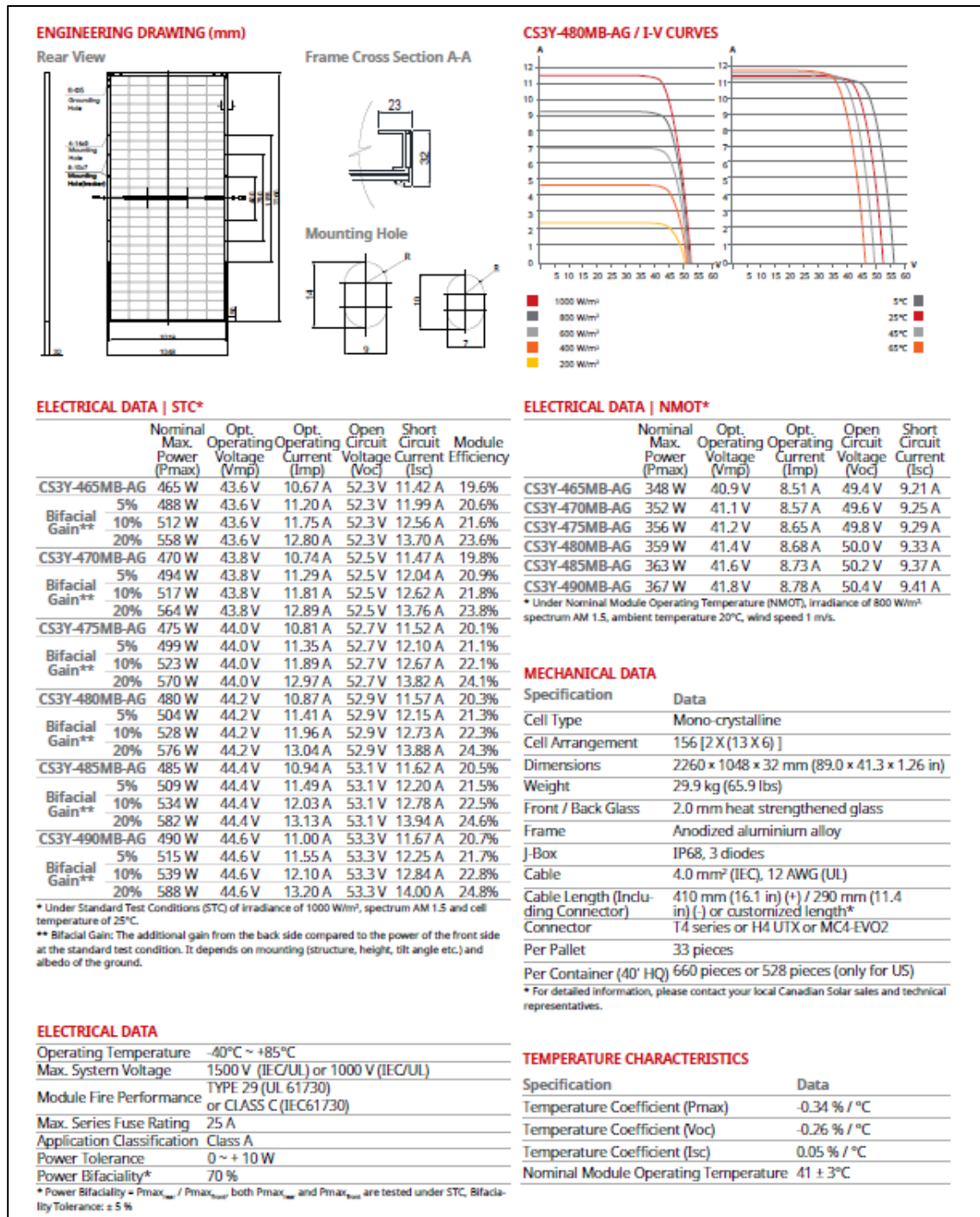


Figura 3.6– Datos de paneles Canadian Solar modelo CS3W-455MS



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con 3 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 3.7.

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	
Transformer 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 3.7 – Datos de inversor SunGrow SG3125HV-MV-30



Se aprecia en la Figura 3.8 , 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 3.8 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.9.

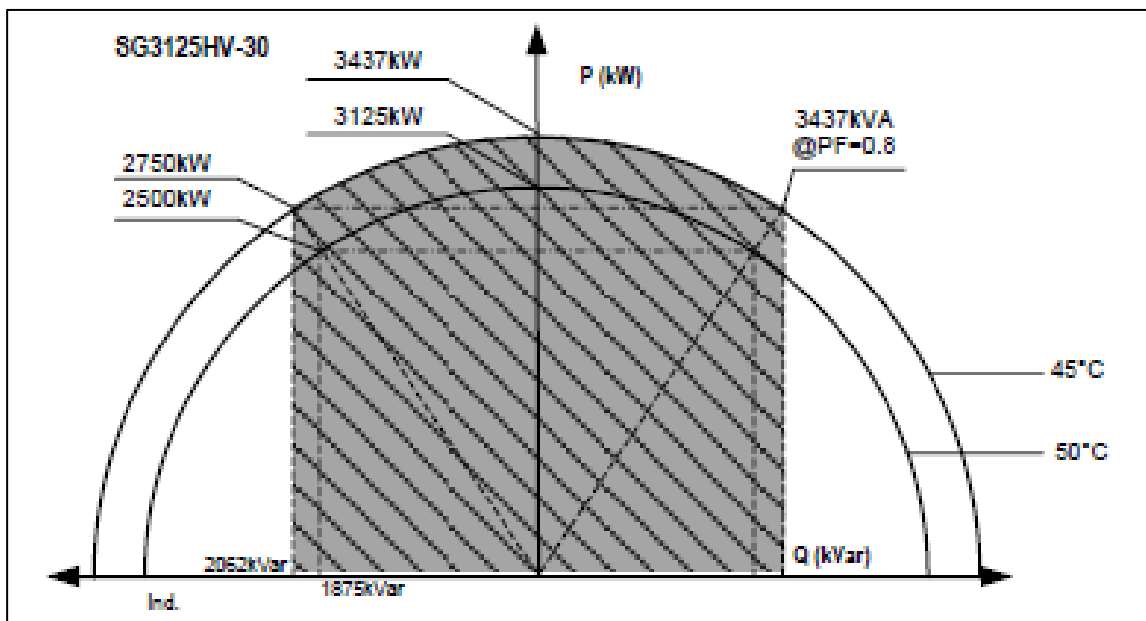


Figura 3.9 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con 3 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.66/23 kV y de 3.125 MVA de capacidad nominal.

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

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	7%
Pérdidas en carga	21 kW
Pérdidas en vacío	1.79 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 50 kVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 23 kV.

Debido a la indisponibilidad del Transformador de SSAA en el Parque Fotovoltaico Caracas II durante los días de ensayo, **se considera que la potencia proporcionada por este transformador es de 0 kW**, es decir, no se utilizó para abastecer los consumos auxiliares del parque. En su lugar, los consumos auxiliares fueron suministrados por el Parque Fotovoltaico Caracas I, que es una instalación contigua ubicada en las cercanías del Caracas II.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	50 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7%
Pérdidas en carga	1.06 kW

Tabla 3.2 - Datos del transformador de SSAA



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque.

AC Auxiliary Consumption Table				
A/A	Description	No. of Phases	Voltage (V)	Apparent Power (VA)
ECR				
1	Main Meteo Station	1	230	60
2	Air Condition	1	230	1500
3	Heater_1	1	230	2000
4	Heater_2	1	230	2000
5	Fire Panel	1	230	100
6	Socket Circuit	1	230	1500
7	O&M building	1	230	10000
8	CCTV Rack	1	230	2200
9	NCU (Nextracker)	1	230	50
10	SCADA Rack	1	230	1500
11	SUB UPS	1	230	3000
12	Spare	1	230	2000
Total				25910
Production Substation 1				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
Production Substation 2				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
Production Substation 3				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
TOTAL PV Consumptions				34040

Figura 3.10 – Consumo de SSAA de planta

Se aprecia en la Figura 3.10 un consumo de 34.04 kW, que se encontraba alimentado desde una instalación contigua durante las pruebas, tal como se menciona en la sección 3.5. A este valor se le suman los 1.06 kW correspondientes al valor de pérdidas en carga del transformador de servicios auxiliares, totalizando 35.1 kW.



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]
Caracas II	(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 Caracas II.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversor (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 (circuitos colectores y transformadores de bloque).
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la Subestación Chagual.



4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 25 de mayo de 2023 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 INV_3. En esta condición todos los circuitos colectores y transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el INV_3 en servicio con una consigna aproximada de 50 kW a nivel de POI. En la gráfica se presenta la medición efectiva de potencia en los bornes del inversor y la potencia neta en el POI. Se ha evidenciado que para consignas menores a 50kW, el inversor presentaba oscilaciones que no permitían determinar el valor de mínimo técnico de manera estable.

Cabe mencionar que, en la condición de operación normal del parque, el valor de potencia neta esperado es menor debido a que en la misma condición estable del inversor, también se estarán alimentando los consumos de servicios auxiliares del parque.

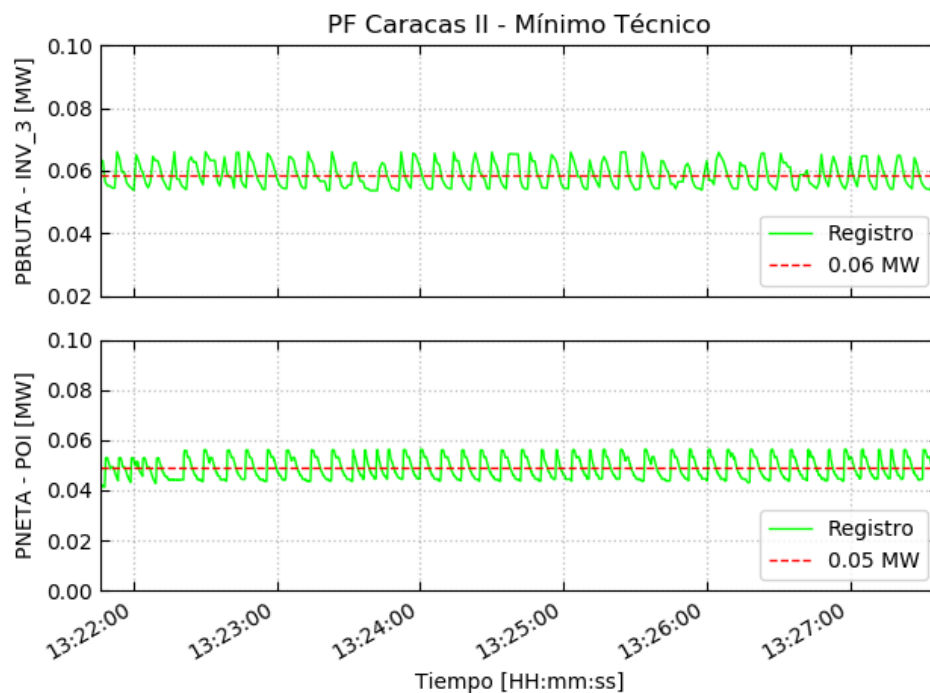


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor 3 y Potencia Neta POI

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 4.105 kW según se observa en la Figura 3.8. El valor de Potencia Bruta se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + \text{Consumos propios}$$

$$P_{bruta} = 0.06 \text{ MW} + 4.105 \text{ kW} = 64.105 \text{ kW}$$

4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor en operación, más los Servicios Auxiliares de parque.

Según se observa en la Figura 3.8, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 4.105 kW y en 0.415 kW los inversores en estado *standby*. Debido a que el Transformador de SSAA de Caracas II no se encontraba disponible en los días de ensayo, se considera $P_{tr,SSAA} = 0 \text{ kW}$ (ver sección 3.5).

Considerando esta situación se presenta el valor de Potencia de Servicios Auxiliares estimada para la condición de ensayos ($P_{SSAA,ens}$) y de forma complementaria el valor de Potencia de Servicios Auxiliares en el modo de operación normal del parque ($P_{SSAA,nom}$), es decir, suministrando estos consumos desde la misma instalación.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares** en ambos escenarios:

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

$$P_{SSAA,ens} = 1 \times 4.105 \text{ kW} + 0 \text{ kW} + 2 \times 0.415 \text{ kW} = 4.935 \text{ kW}$$

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

$$P_{SSAA,nom} = 1 \times 4.105 \text{ kW} + 35.10 \text{ kW} + 2 \times 0.415 \text{ kW} = 40.035 \text{ kW}$$



4.1.3 Potencia de Pérdidas en la Central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión que considera los circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual.

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 abastecida por el INV_3 y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$ ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia de servicios auxiliares, calculados en 4.935 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 64.105 \text{ kW} - 4.935 \text{ kW} - 50.0 \text{ kW} = 9.17 \text{ kW}$$

Cabe mencionar que el parque no cuenta con un transformador principal de salida, por lo tanto, la **Potencia de Pérdidas en la Central** se deben únicamente a los elementos de la red colectora de media tensión (circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual).

4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada a S/E Chagual. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 50 kW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta,ens} = 50.0 \text{ kW}$$

Este valor debe ser calculado considerando la potencia de SSAA en la condición esperada de operación del parque.

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

$$P_{neta,corr} = 64.105 \text{ kW} - 40.035 \text{ kW} - 9.17 \text{ kW} = 14.90 \text{ kW}$$



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 [kW]
Caracas II	64.105	4.935	9.170	50.000

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – INV_3 – Parque Fotovoltaico Caracas II – Condición de ensayos

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Caracas II	64.105	40.035	9.170	14.900

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – INV_3 – Parque Fotovoltaico Caracas II – Operación normal



4.2 Mínimo Técnico Parque Completo

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.

La suma de potencia de los inversores es de 160 kW (ver Figura 4.2) implica un despacho aproximado de 53.33 kW para cada unidad, valor similar al determinado en la prueba que considera la operación de único inversor.

En la Figura 4.2 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de potencia considerando el aporte de todos los inversores en servicio.

Cabe mencionar que, en la condición de operación normal del parque, el valor de potencia neta esperado es menor debido a que en la misma condición estable de los inversores, también se estarán alimentando los consumos de servicios auxiliares del parque.

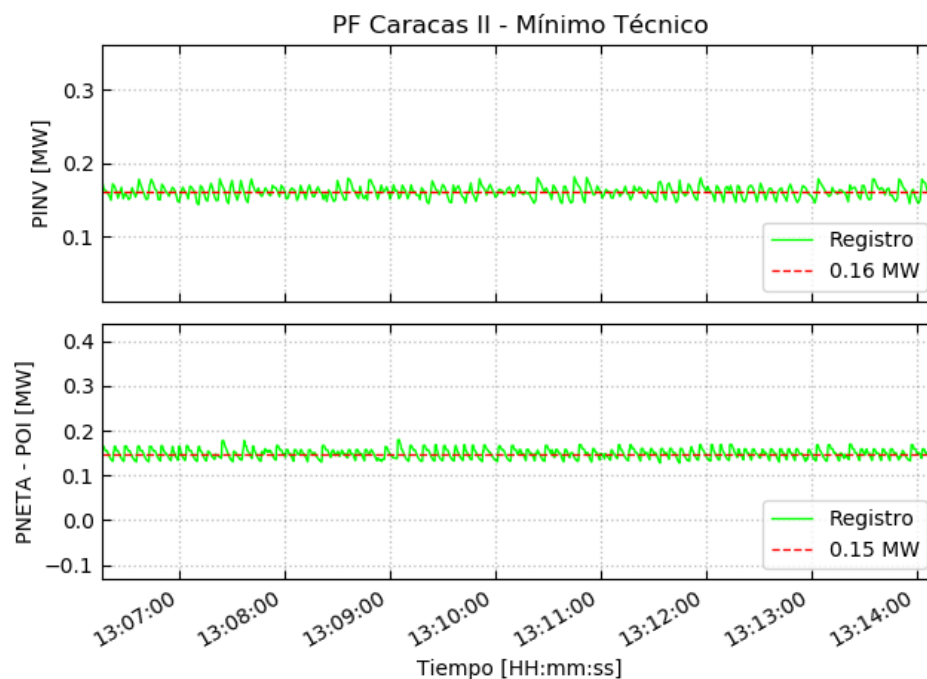


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

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 todos los inversores (PINV) 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 3.8. El valor de Potencia Bruta se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta_pfv} = 160\ kW + 3 \times 4.105\ kW = 172.315\ kW$$

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 más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.8, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 4.105 kW y en 0.415 kW los inversores en estado *standby*. Debido a que el Transformador de SSAA de Caracas II no se encontraba disponible en los días de ensayo, se considera $P_{tr,SSAA} = 0\ kW$ (ver sección 3.5).

Considerando esta situación se presenta el valor de Potencia de Servicios Auxiliares estimada para la condición de ensayos ($P_{SSAA,ens}$) y de forma complementaria el valor de Potencia de Servicios Auxiliares en el modo de operación normal del parque ($P_{SSAA,nom}$), es decir, suministrando estos consumos desde la misma instalación.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares** en ambos escenarios:

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

$$P_{SSAA,ens} = 3 \times 4.105\ kW + 0\ kW = 12.315\ kW$$

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

$$P_{SSAA,nom} = 3 \times 4.105\ kW + 35.10\ kW = 47.415\ kW$$



4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión que considera los circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual.

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 abastecida por cada uno de los inversores del parque y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$ ver Figura 4.2).

Además, se debe considerar el valor de potencia de servicios auxiliares, calculados en 12.315 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 172.315 \text{ kW} - 12.315 \text{ kW} - 150.0 \text{ kW} = 10.0 \text{ kW}$$

Cabe mencionar que el parque no cuenta con un transformador principal de salida, por lo tanto, la **Potencia de Pérdidas en la Central** se deben únicamente a los elementos de la red colectora de media tensión (circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual).

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada a S/E Chagual. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 150 kW, considerando la operación de todos los inversores.

$$P_{neta,ens} = 150 \text{ kW}$$

Este valor debe ser calculado considerando la potencia de SSAA en la condición esperada de operación del parque.

$$P_{neta,corr} = P_{bruta_pfv} - P_{SSAA,nom} - P_{perd,central}$$

$$P_{neta,corr} = 172.315 \text{ kW} - 47.415 \text{ kW} - 10.0 \text{ kW} = 114.90 \text{ kW}$$



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 [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Caracas II	172.315	12.315	10.00	150.00

Tabla 4.4 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Caracas II – Condición de ensayos

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Caracas II	172.315	47.415	10.00	114.90

Tabla 4.5 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Caracas II – Operación normal



5 Conclusiones

Se determinó mediante ensayos el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando solo 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 [kW]
Caracas II	172.315	47.415	10.00	114.90

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Caracas II – Operación normal

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Caracas II	64.105	40.035	9.170	14.90

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – INV_3 – Parque Fotovoltaico Caracas II – Operación normal



6 ANEXOS

6.1 Verificación de operación estable a nivel inversor

A continuación, se presenta la verificación en terreno del valor mínimo de operación estable para un inversor individual.

Se consigna un valor de consigna 50 kW y se observa que el inversor opera de forma estable en torno a dicho valor de potencia.

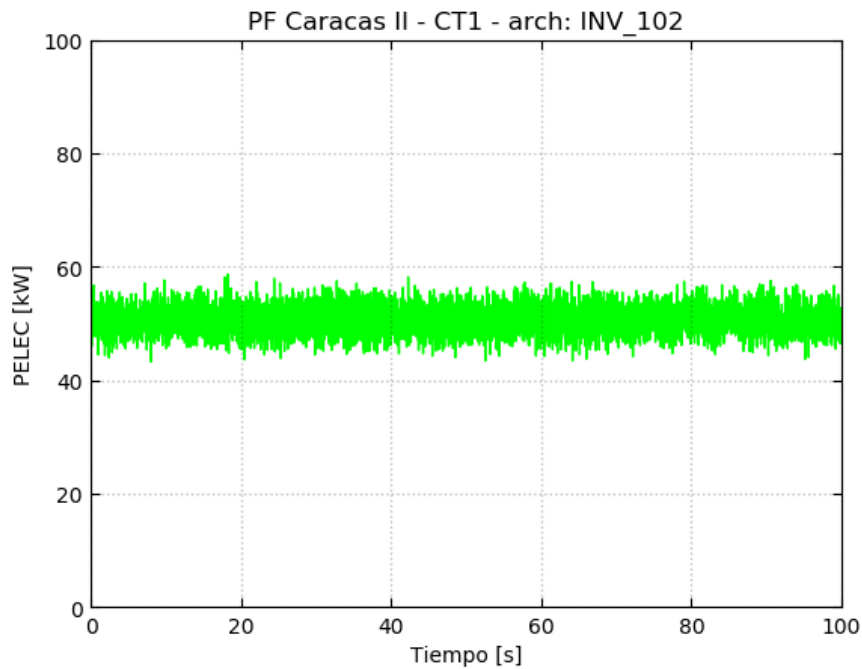


Figura 6.1– Verificación de operación estable – $P_o = 50.0$ kW



6.2 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	21/07/2022
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
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021
Fecha de evaluación: 21/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1131	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning		