

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Enlase Generación Chile S.A.
Chile
PMG Chercán Solar
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2022-239
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-1521
REVISIÓN D

10 jul. 24



Este documento **EE-EN-2023-1521-RD** fue preparado para Enlase Generación Chile S.A. 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 33 páginas y ha sido guardado por última vez el 10/07/2024 por Nicolás Silva; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	22.11.2023	Para presentar	CiC	AC	PR
B	24.11.2023	Correcciones según observaciones cliente	CiC	AC	PR
C	27.11.2023	Ajustes finales	CiC	AC	PR
D	10.07.2024	Correcciones según observaciones del CEN	NS	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>.



Contenido

1	Introducción.....	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura utilizada	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	8
	3.1 Unifilar de planta.....	8
	3.2 Datos de los paneles solares	11
	3.3 Datos de los inversores	13
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	18
	3.5 Datos de consumos de SSAA de planta	20
	3.6 Descripción del Control Conjunto (PPC)	21
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	23
	4.1 Ensayo de Mínimo Técnico.....	24
	4.2 Potencia de Servicios Auxiliares	26
	4.3 Potencia de Pérdidas en la central.....	27
	4.4 Potencia Neta	29
	4.5 Potencia Bruta	29
	4.6 Resultados.....	30
5	CONCLUSIONES.....	31
6	ANEXOS	32
	6.1 Certificado de calibración del medidor de energía.....	32
	6.2 Comparación de resultados	33



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del PMG Chercán Solar 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 PMG Chercán Solar, se encuentra ubicado en la región de Coquimbo. Está constituido por tres (3) centros de transformación diferentes, cada centro cuenta con un inversor y un transformador de bloque. Los equipos utilizados son marca SMA y sus respectivos modelos son:

- **MVPS 2660** Inversor de 2.667 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 2.667 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 3060** Inversor de 3.067 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 3.067 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.69 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 4000** Inversor de 4.000 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 4.000 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

La red colectora del PMG Chercán Solar está compuesta por dos (2) alimentadores 23 kV que colectan la potencia generada por los inversores del parque. Los alimentadores se conectan a través de una línea de 540 metros al paño E5 de la S/E Las Piedras. La barra de 23kV de la S/E Las Piedras corresponde al punto de interconexión (POI) del parque con el SEN.

En lo que se refiere a la operación conjunta, el PMG Chercán Solar cuenta con un sistema que permite el control de variables eléctricas en su punto de interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias, para el control de potencia activa, y reactiva son llevadas a cabo en el paño E5 de la S/E Las Piedras de 23 kV.

Desde el controlador conjunto de planta la consigna de potencia del parque queda limitada a un valor máximo de 9.0 MW por su condición de PMG.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. César Colignon	8 de noviembre de 2023

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	BlackBox	G4500	± 0.2

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios de las principales variables meteorológicas.

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:

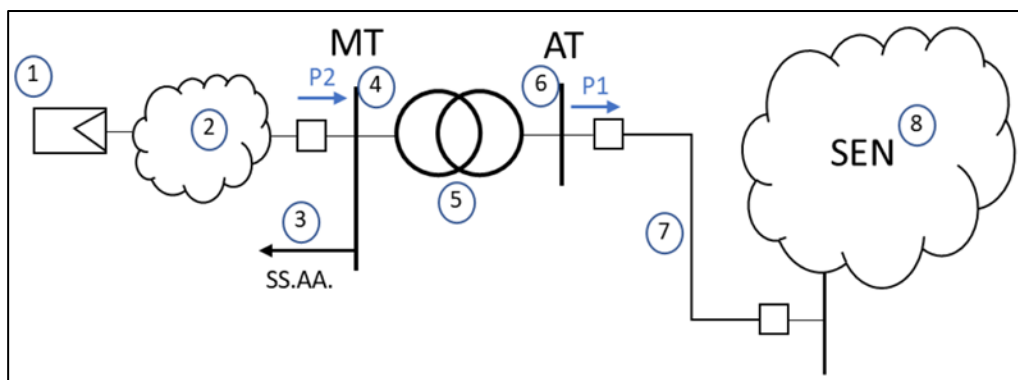


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque solar

- 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].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número "2" en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



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 **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.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El PMG Chercán Solar, se encuentra ubicado en la región de Coquimbo. Está constituido por tres (3) centros de transformación diferentes, cada centro cuenta con un inversor y un transformador de bloque. Los equipos utilizados son marca SMA y sus respectivos modelos son:

Está constituido por tres (3) inversores marca SMA, de diferentes modelos:

- **MVPS 2660** Inversor de 2.667 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 2.667 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 3060** Inversor de 3.067 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 3.067 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.69 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 4000** Inversor de 4.000 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Transformador de bloque de 4.000 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

La red colectora del PMG Chercán Solar está compuesta por dos (2) alimentadores 23 kV que colectan la potencia generada por los inversores del parque. Los alimentadores se conectan a través de una línea de 540 metros al paño E5 de la S/E Las Piedras. La barra de 23kV de la S/E Las Piedras corresponde al punto de interconexión (POI) del parque con el SEN.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Canadian Solar modelo BiHiKu7.

3.1 Unifilar de planta

La red colectora está compuesta por dos (2) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los inversores dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N°1: Inversor: CIT 3.
- Circuito N°2: Inversores: CIT 2 y CIT 1.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unilineal de la S/E Las Piedras. El recuadro azul muestra el paño E5 de la S/E Las Piedras, donde se conecta el parque (Medición de Potencia Neta). El recuadro verde muestra el transformador de servicios auxiliares de la subestación. Los recuadros de color rojo indican los puntos de medición correspondientes a cada inversor, mediante los cuales se recaban los datos para la Potencia Bruta correspondiente a cada ensayo.

En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 23 kV del PMG Chercán Solar, se observa la acometida de los dos alimentadores del parque y el detalle de cada uno de los circuitos colectores.

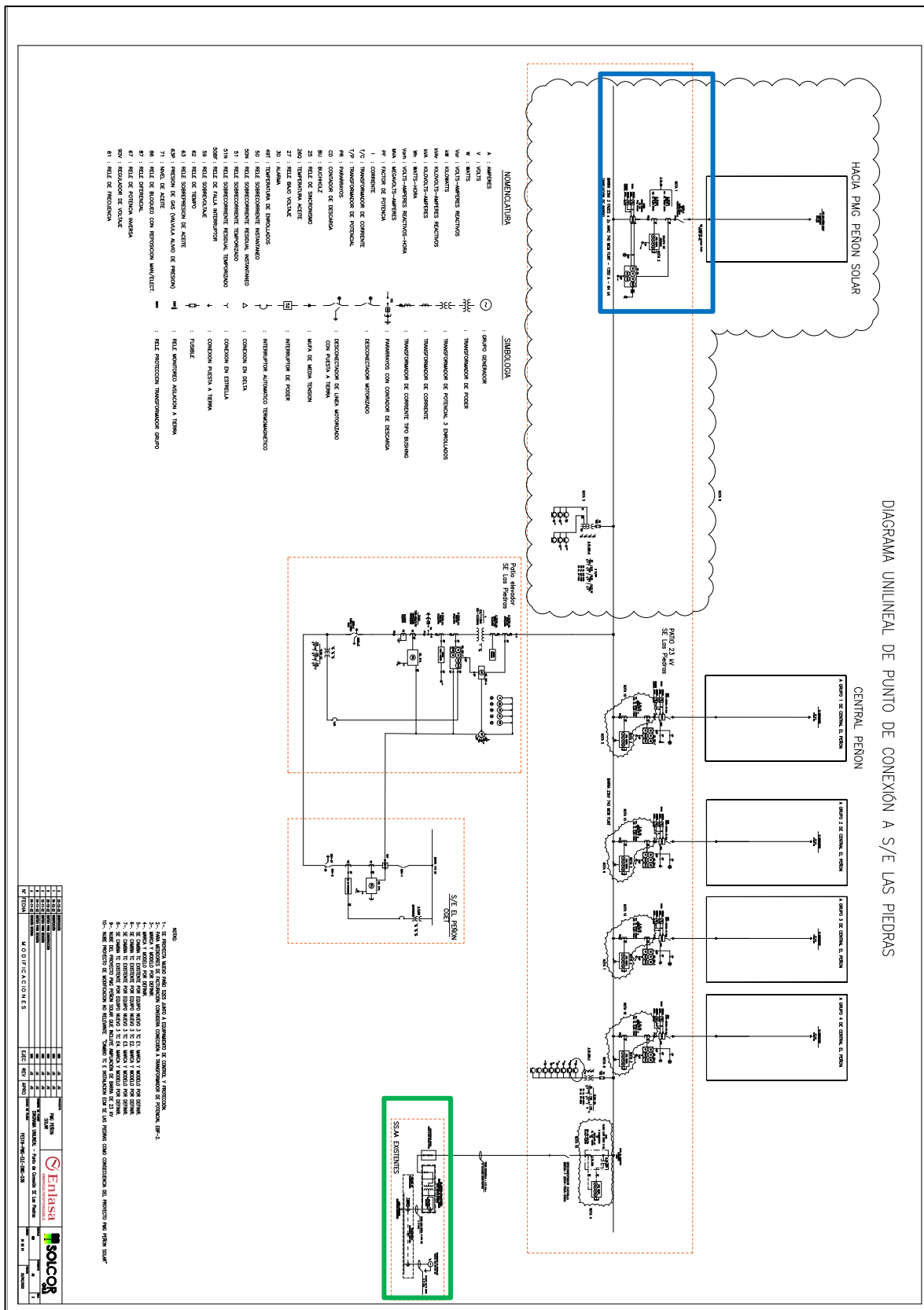


Figura 3.1 – Diagrama unilineal de S/E Las Piedras

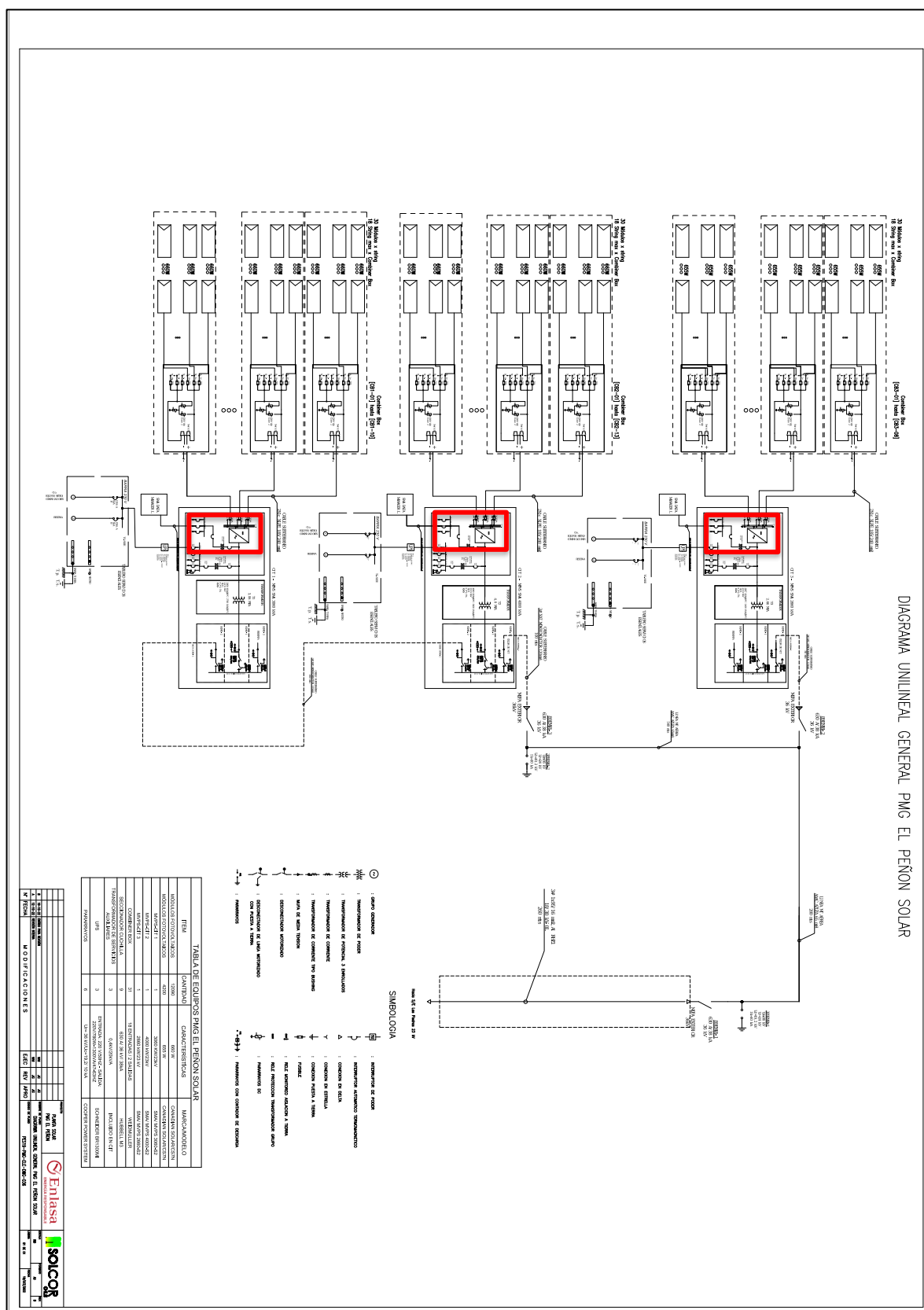


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 23 kV PMG Chercán Solar



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del PMG Chercán Solar son marca Canadian Solar modelo BiHiKu7. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

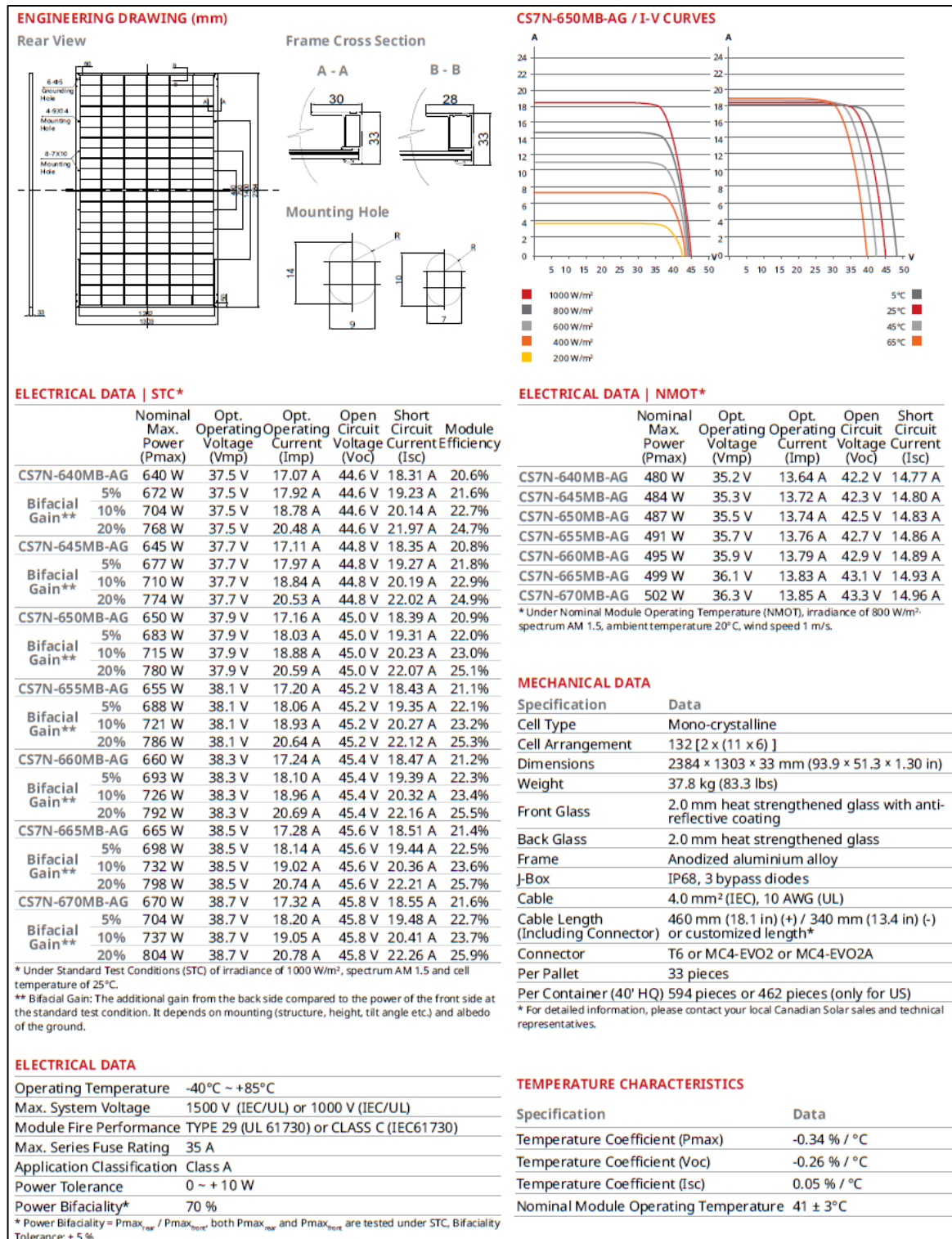


Figura 3.3 – Datos de paneles Canadian Solar modelo BiHiKu7



Se presenta en la Tabla 3.1 el número y distribución de módulos solares en el PMG Chercán Solar.

Bloque	Tipo de panel	Potencia módulos [W]	Cantidad	Potencia DC [kWp]
1	CS/BiHiKu7	660	12090	7979.4
2	CS/BiHiKu7	655	4200	2751.0
		Total	16290	10730.4

Tabla 3.1 – Distribución de módulos fotovoltaicos

Cabe destacar que desde el controlador conjunto de planta la consigna de potencia del parque queda limitada a un valor máximo de 9.0 MW por su condición de PMG.



3.3 Datos de los inversores

El PMG Chercán Solar está constituido por tres (3) inversores SMA de modelos diferentes:

- **MVPS 2660** Inversor de 2.667 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal.
- **MVPS 3060** Inversor de 3.067 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal.
- **MVPS 4000** Inversor de 4.000 MVA de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal.

Los parámetros nominales de los inversores se presentan en las Figura 3.4, Figura 3.5 y Figura 3.6.

Technical Data	MVPS 2660-S2	MVPS 2800-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UP-XT	1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to + 35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C to + 25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2390 kVA / 2000 kVA	2515 kVA / 2100 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C to + 25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2665 kVA / 2270 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	

Figura 3.4 – Datos nominales de inversor MVPS 2660

Technical Data	MVPS 2930-S2	MVPS 3060-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 2930 UP / 1 x SCS 2530 UP-XT	1 x SC 3060 UP / 1 x SCS 2630 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to + 35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C to + 25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2635 kVA / 2200 kVA	2750 kVA / 2300 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C to + 25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2930 kVA / 2495 kVA	3065 kVA / 2605 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	

Figura 3.5 – Datos nominales de inversor MVPS 3060



Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	

Figura 3.6 – Datos nominales de inversor MVPS 4000

La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.7.

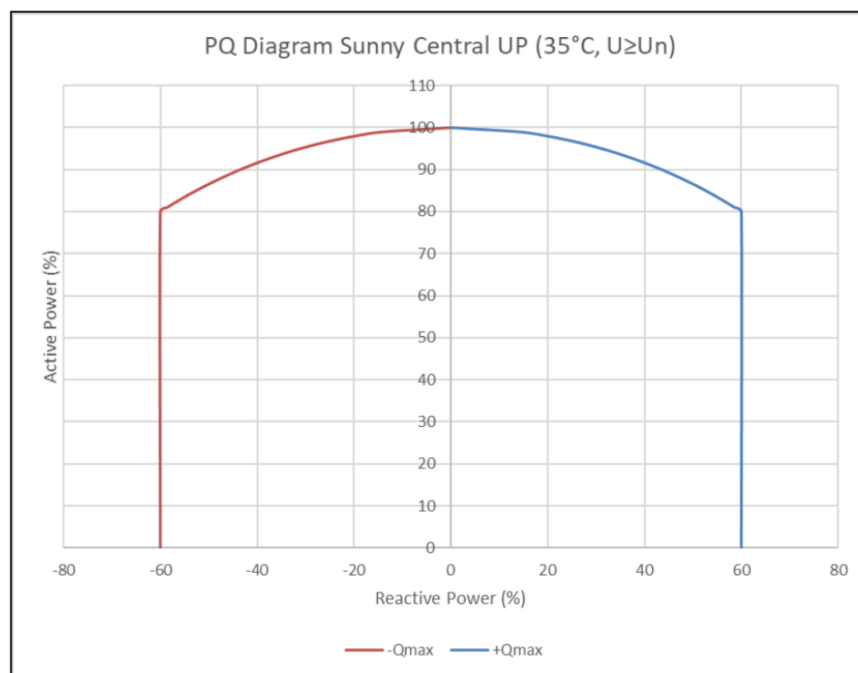


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor



En las Figura 3.8, Figura 3.9 y Figura 3.10 se muestran los antecedentes respecto a los consumos propios de los inversores MVPS 2660, MVPS 3060 y MVPS 4000 respectivamente.

MV POWER STATION 2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2			
Technical Data	MVPS 2660-S2	MVPS 2800-S2	
Input (DC)			
Available inverters	1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UPXT	1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UPXT	
Max. input voltage	1500 V	1500 V	
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC) on the medium-voltage side			
Rated power at SC UP (at -25° C to +35° C / 40° C optional 50° C) ¹⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA	
Charging power at SCS UPXT (at -25° C to +25° C / 40° C optional 50° C) ¹⁾	2390 kVA / 2000 kVA	2515 kVA / 2100 kVA	
Discharging power at SCS UPXT (at -25° C to +25° C / 40° C optional 50° C) ¹⁾	2665 kVA / 2270 kVA	2800 kVA / 2380 kVA	
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV	
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○	
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾	
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○	
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○	
Max. total harmonic distortion	<3%		
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Inverter efficiency			
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%	
Protective devices			
Input side disconnection point	DC load-break switch		
Output side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester type I		
Galvanic isolation	●		
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm		
Weight	<18 t		
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	<8.1 kW / <1.8 kW / <2.0 kW		
Self-consumption (standby) ¹⁾	<370 W		
Ambient temperature -25° C to +45° C / -25° C to +55° C / -40° C to +45° C	● / ○ / ○		
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54		
Environment: standard / harsh	● / ○		
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○		
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)		
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○		
Fresh air consumption of inverter	6500 m³/h		
Features			
DC terminal	Terminal lug		
AC connection	Outer-cone angle plug		
Tap changer for MV transformer: without / with	● / ○		
Shield winding for MV transformer: without / with	● / ○		
Monitoring package	○		
Station enclosure color	RAL 7004		
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○		
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / ○ / ○		
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○		
Short-circuit rating medium-voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○		
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○		
Integrated oil containment: without / with	● / ○		
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate		
● Standard features ○ Optional features — Not available			
Type designation	MVPS-2660-S2	MVPS-2800-S2	

Figura 3.8 – Consumos propios de los inversores MVPS-2660 y 3060 (Parte 1 de 2)



- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
2) KNAN = Ester with natural air cooling
3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

Technical Data	MVPS 2930-S2	MVPS 3060-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 2930 UP / 1 x SCS 2530 UPXT	1 x SC 3060 UP / 1 x SCS 2630 UPXT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Charging power at SCS UPXT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2635 kVA / 2200 kVA	2750 kVA / 2300 kVA
Discharging power at SCS UPXT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	2930 kVA / 2495 kVA	3065 kVA / 2605 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	<3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
Protective devices		
Inputs side disconnection point	DC load-break switch	
Outputs side disconnection point	Medium voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	<18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	<8.1 kW / <1.8 kW / <2.0 kW	
Self-consumption (standby) ¹⁾	<370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control room IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m³/h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / ○ / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features — Not available		
Type designation	MVPS-2930-S2	MVPS-3060-S2

Figura 3.9 – Consumos propios de los inversores MVPS-2660 y 3060 (Parte 2 de 2)



MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UPXT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UPXT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UPXT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UPXT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	<3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Inputside disconnection point	DC load-break switch	
Outputside disconnection point	Medium voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	<18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	<8.1 kW / <1.8 kW / <2.0 kW	
Self-consumption (standby) ¹⁾	<370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control room IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m³/h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders	● / ○ / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features — Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

Figura 3.10 – Consumos propios de los inversores MVPS-4000

En base a la información presentada se utiliza un consumo de 8.1 kW para la condición de potencia máxima, un valor de 1.8 kW para la condición de mínimo técnico y el valor medio de 2.0 kW para las maniobras de partida y detención.



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El PMG Chercán Solar cuenta con tres (3) transformadores de bloque diferentes:

- **MVPS 2660:** Transformador de bloque de 2.667 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 3060:** Transformador de bloque de 3.067 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.69 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).
- **MVPS 4000:** Transformador de bloque de 4.000 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.6 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga. A continuación, se presentan en las Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4 los parámetros más relevantes para el modelado de los transformadores.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	2667 kVA
Tensión nominal lado HV	23000 V
Tensión nominal lado LV	600 V
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.6 %
Pérdidas en carga	18.766 kW
Pérdidas en vacío	1.604 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque MVPS 2660

Parámetro	Valor
Potencia nominal	3067 kVA
Tensión nominal lado HV	23000 V
Tensión nominal lado LV	690 V
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7.4 %
Pérdidas en carga	20.302 kW
Pérdidas en vacío	1.756 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.3 – Datos de los transformadores de bloque MVPS 3060



Parámetro	Valor
Potencia nominal	4000 kVA
Tensión nominal lado HV	23000 V
Tensión nominal lado LV	600 V
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.5 %
Pérdidas en carga	33.914 kW
Pérdidas en vacío	2.129 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.4 – Datos de los transformadores de bloque MVPS 4000



3.5 Datos de consumos de SSAA de planta

Los consumos de Servicios Auxiliares de la planta (oficinas e instrumental de medición) se encuentran conectados al transformador de servicios auxiliares presente en la barra de 23 kV de la S/E Las Piedras.

Por lo tanto, la potencia de servicios auxiliares del parque está asociada en su totalidad a los consumos propios de los inversores.

3.6 Descripción del Control Conjunto (PPC)

El control conjunto (PPC) del parque es capaz de operar controlando la potencia reactiva, factor de potencia o tensión con estatismo Q(V) en el punto de interconexión en 23 kV, según sea el modo elegido por el operador.

Por otra parte, el PPC se encarga de controlar la potencia activa entregada por el parque, pudiendo limitar la generación de la central de acuerdo con una consigna ajustada por el operador. Para el control primario de frecuencia se cuenta con un estatismo ajustado del 5% y una banda muerta de ± 200 mHz. En tanto, la rampa de potencia ajustada es de 1.8 MW/min.

En la Figura 3.11, se presenta un esquema de control genérico del PPC del parque. Se aclara que las consignas de potencia activa/reactiva se distribuyen de forma equitativa entre los inversores disponibles, con el fin de cumplir con el setpoint del parque completo en la barra de control. Asimismo, los comandos de encendido y apagado de los inversores se ejecutan de manera equitativa y centralizada.

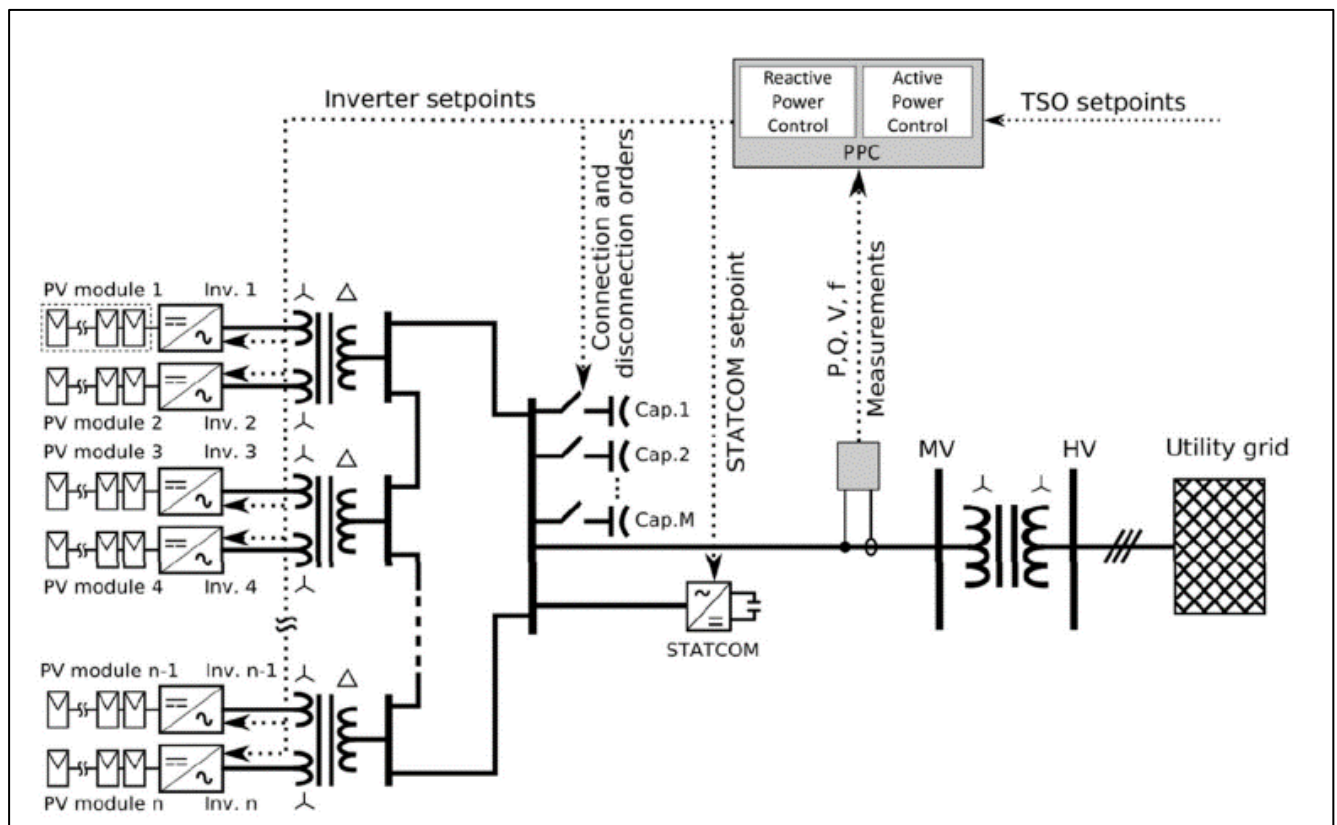


Figura 3.11 – Esquemas de control genérico para PPC



Se presenta en la Figura 3.12 el diagrama de bloques del control de planta y que ha sido validada su homologación en el documento “EE-EN-2023-1514-RC_Informe_Validación_PMG_Chercan”.

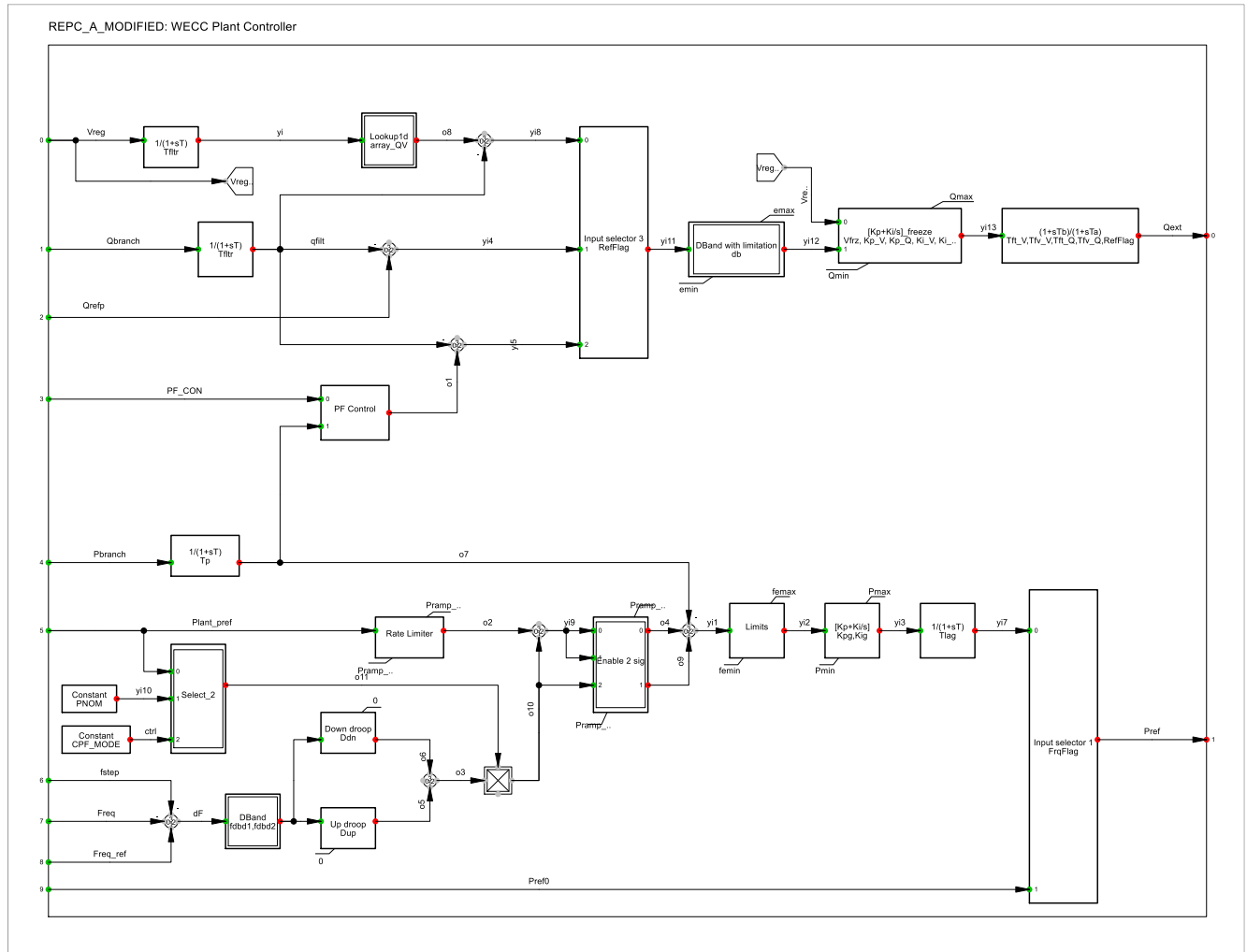


Figura 3.12 - Diagrama de bloques del controlador de planta en DigSilent PowerFactory



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. El controlador de potencia de la planta no tiene la capacidad de controlar el proceso de disminución de potencia mediante el apagado/pausado automático de inversores.

Para el caso del PMG Chercán Solar se cuenta con mediciones de la Potencia Neta registrada en el POI, y mediciones de la irradiancia de las estaciones meteorológicas. De forma complementaria se cuenta con el registro de uno de los inversores durante la jornada de las pruebas, todos los inversores reciben la misma consigna porcentual calculada desde el PPC.

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]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
PMG Chercán	(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 PMG Chercán Solar.
- (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 las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 23 kV en paño S/E Las Piedras.



4.1 Ensayo de Mínimo Técnico

El día 8 de noviembre de 2023 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico.

En la Figura 4.1 se muestra el registro de potencia inyectada en la barra de 23 kV de la S/E Las Piedras considerando los 3 inversores del parque en servicio. Se aprecia una media estable de 0.0116 MW durante 10 minutos de operación. De forma complementaria se muestra un valor de potencia reactiva estable de 0.0 MVar.

En la Figura 4.2 se presenta el registro del inversor CIT-1, mientras que las figuras Figura 4.3 y Figura 4.4 exponen las mediciones de irradiancia presentado durante las pruebas y en el día completo de las mismas.

En las siguientes secciones se presentan los cálculos para determinar los valores desglosados según se muestran en la Tabla 4.1. Estos valores han sido obtenidos mediante el modelo de red desarrollado del parque, simulando la condición de pruebas en DigSilent.

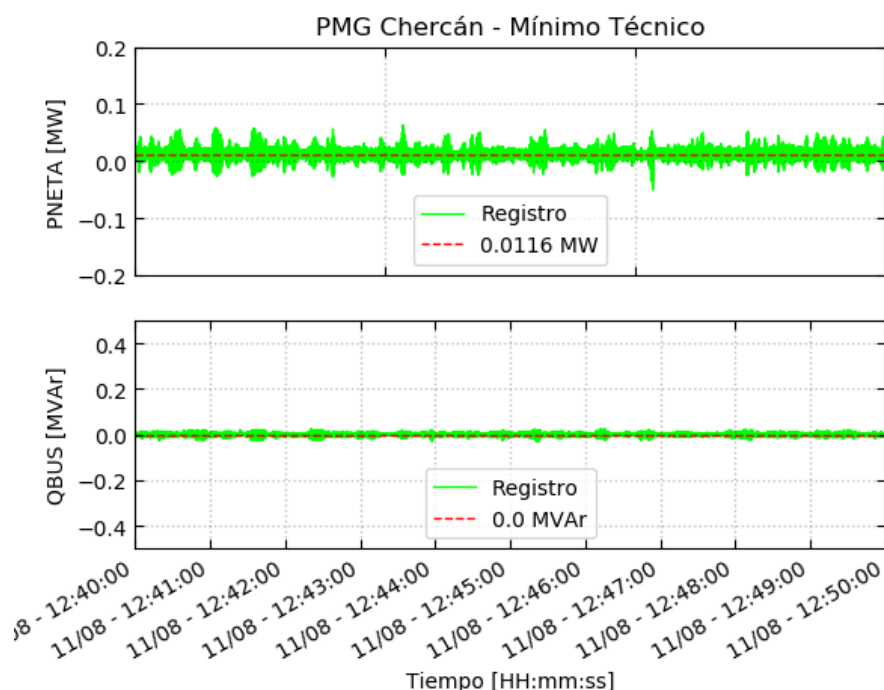


Figura 4.1 – Potencia neta – Mínimo Técnico

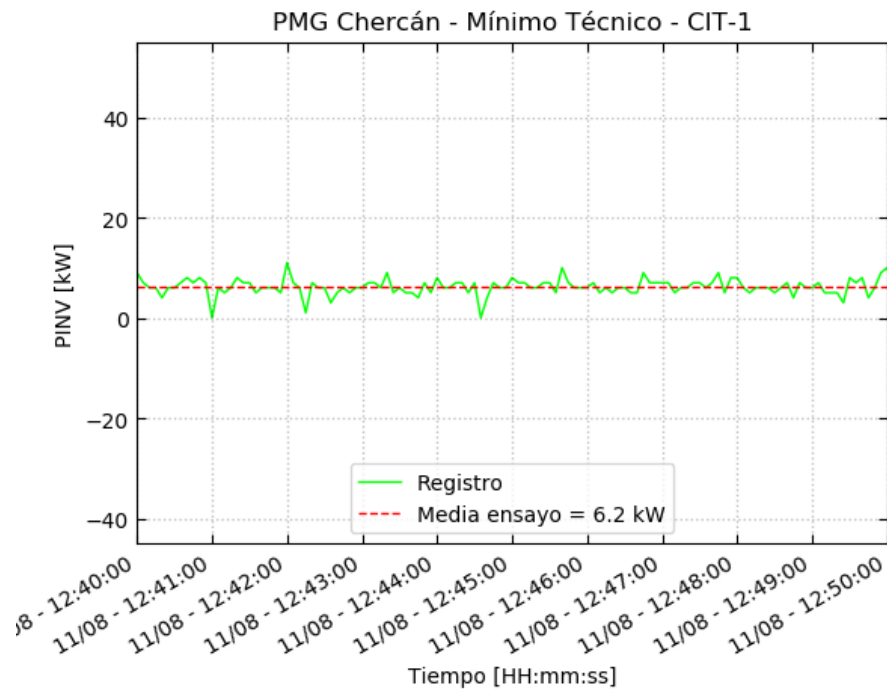


Figura 4.2 – Potencia CIT-1 – Mínimo Técnico

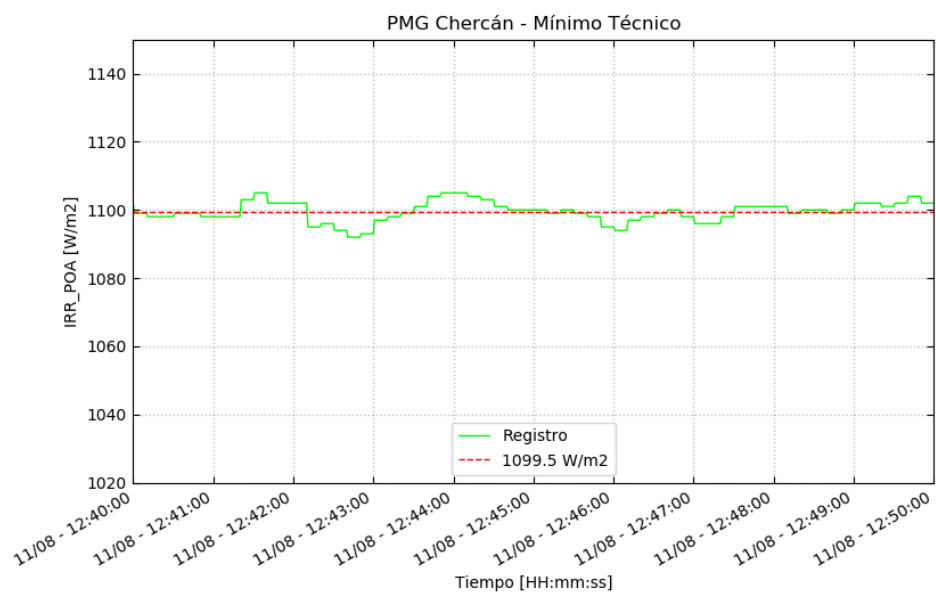


Figura 4.3 – Irradiancia Pruebas – Mínimo Técnico

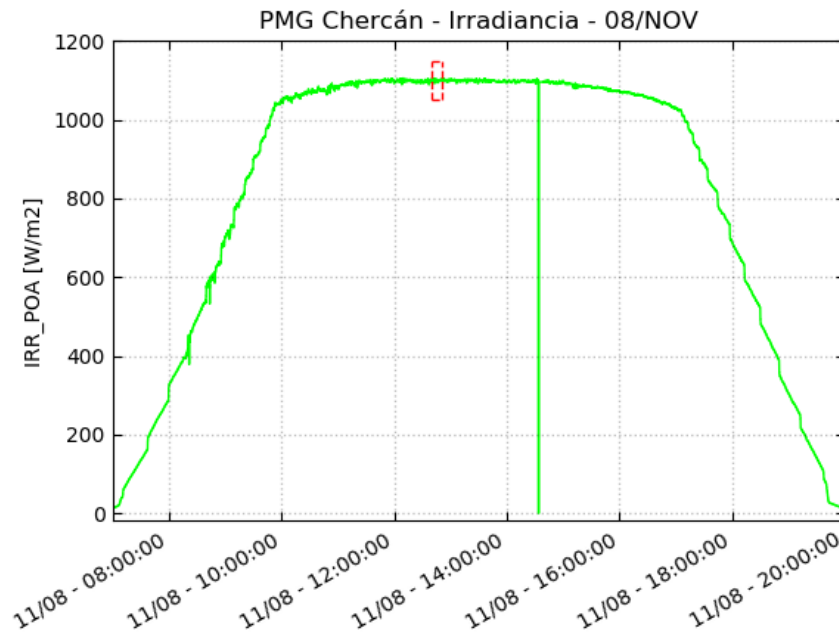


Figura 4.4 – Irradiancia Día de Pruebas – Mínimo Técnico

4.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de cada inversor se han dimensionado en 1.8 kW. En tanto, la potencia de servicios auxiliares de la instalación no ha sido considerada ya que viene alimentada desde la barra de 23 kV de la S/E Las Piedras, según se menciona en la sección 3.5.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = \sum_i \text{Consumos propios}_i$$
$$P_{SSAA} = 3 \times 0.0018 \text{ MW} = 0.0054 \text{ MW}$$



4.3 Potencia de Pérdidas en la central

La **Potencia de Pérdidas en la central** ($P_{perd,central}$) corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión de la instalación.

Para determinar el valor de pérdidas asociadas a cada elemento y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del PMG Chercán Solar desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.5.

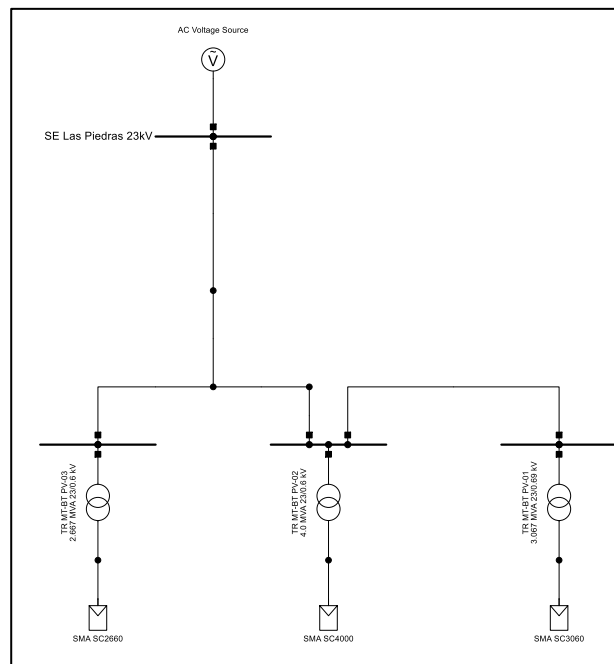


Figura 4.5 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent

Para realizar la simulación, se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos de forma centralizada de modo de conseguir la potencia registrada a nivel de 23 kV.

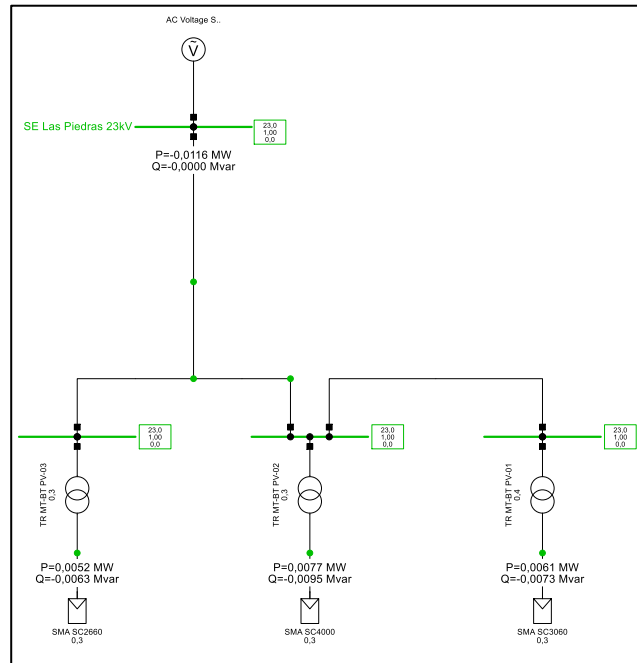


Figura 4.6 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.6, se puede determinar las pérdidas asociadas al sistema colector de la barra de 23 kV. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada en la barra principal de 23 kV y la potencia aportada por cada uno de los inversores que forman al PMG Chercán Solar.

$$P_{perd,MT} = P_{CIT-1} + P_{CIT-2} + P_{CIT-3} - P_{23kV}$$

$$P_{perd,MT} = 0.0052 \text{ MW} + 0.0077 \text{ MW} + 0.0061 \text{ MW} - 0.0116 \text{ MW} = 0.0074 \text{ MW}$$

Los resultados del flujo de potencia se han contrastado con el registro de potencia del inversor CIT-1. Se observa que el despacho calculado mediante el modelo de red implementado en DigSilent resulta muy cercano al registrado (ver Figura 4.2).

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

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



4.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia inyectada en la barra de 23 kV de la S/E Las Piedras.

$$P_{Neta} = 0.0116 \text{ MW}$$

4.5 Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta, es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las perdidas en carga del transformador principal, la pérdida de los inversores propios, así como la potencia asociada a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

El valor de Potencia de Pérdidas Totales debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de servicios auxiliares.
- $P_{perd,central}$: Pérdidas en el sistema colector de media tensión de la instalación.

A partir de los valores de perdidas determinados en los capítulos anteriores se puede determinar la potencia de pérdidas totales con la siguiente ecuación:

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{perd,central}$$

$$L_{Totales} = 0.0054 \text{ MW} + 0.0074 \text{ MW} = 0.0128 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas totales y la Potencia Neta Medida (ver Figura 4.1), se puede determinar la potencia bruta de la planta

$$P_{bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

$$P_{bruta} = 0.0116 \text{ MW} + 0.0128 \text{ MW} = 0.0244 \text{ MW}$$

Cabe aclarar que el valor obtenido de potencia bruta considera el despacho de los inversores y el valor de consumos propios.



4.6 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. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PMG Chercán Solar	0.0244	0.0054	0.0074	0.0116

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – PMG Chercán Solar



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que el valor de Mínimo Técnico que puede entregar el PMG Chercán Solar en condiciones estables y seguras de operación es de 0.0244 MW, resultando en la potencia neta esperada de 0.0116 MW en el POI.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PMG Chercán Solar	0.0244	0.0054	0.0074	0.0116

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – PMG Chercán Solar



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
ELSPEC BLACKBOX G4500	00-60-35-2D-E8-4F	9/5/2023	
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 Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Proxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024
Fecha de evaluación: 9/5/2023 Certificado número: EE-CI-2023-0609		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	

Figura 6.1 – Certificado de medidor de potencia neta



6.2 Comparación de resultados

En el presente anexo, se presentan las cartas de aceptación de Mínimo Técnico de parques de similares características al PMG Chercán Solar. En este caso, los resultados obtenidos y presentados en la Tabla 5.1 se corresponden a los ya recabados de parques anteriormente ensayados.

Tabla 1: Parámetros de Mínimo Técnico de la Central PFV Caracas II				
Central	Mínimo Técnico [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central ⁽¹⁾ [MW]	Potencia Mínima Neta ⁽²⁾ [MW]
PFV Caracas II	0,1723	0,0474	0,0100	0,1149
(1) Este valor incluye las pérdidas del sistema colector de media tensión que considera los circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual.				
(2) Inyectada en la barra de media tensión (23 kV) de la S/E Chagual.				

Figura 6.2 – Mínimo Técnico aprobado PFV Caracas II

Tabla 1: Parámetros de Mínimo Técnico de la Central PFV Machicura				
Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central ⁽¹⁾ [MW]	Potencia Mínima Neta ⁽²⁾ [MW]
PFV Machicura	0,0939	0,0077	0,0065	0,0797
(1) Este valor corresponde a las pérdidas en los transformadores de poder de la central. Las pérdidas del sistema colector y las de tramo de conexión en condición de mínima inyección son despreciables.				
(2) Potencia inyectada en Tap PFV Machicura.				

Figura 6.3 – Mínimo Técnico aprobado PFV Machicura

Tabla 1: Parámetros de Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico PFV Lucas Solar				
Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central ⁽¹⁾ [MW]	Potencia Mínima Neta ⁽²⁾ [MW]
PFV Lucas Solar	0,1745	0,0188	0,0056	0,1501
(1) Las pérdidas corresponden a las pérdidas en la red interna y los transformadores en bloque de la planta.				
(2) Inyectada en la barra de 23 kV del transformador de potencia la S/E Llanos Blancos.				

Figura 6.4 – Mínimo Técnico aprobado PFV Lucas