



**ESTUDIOS  
ELECTRICOS**

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

Prime Energía  
Chile  
Parque Fotovoltaico North West  
Informe de Mínimo Técnico



**CÓDIGO DE PROYECTO** EE-2023-086  
**CÓDIGO DE INFORME** EE-EN-2023-1582  
**REVISIÓN** A

**15 dic. 23**



Este documento **EE-EN-2023-1582-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](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**  
Gerente Dpto. Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto: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 27 páginas y ha sido guardado por última vez el 15/12/2023 por John Estrada; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó</b>	<b>Aprobó</b>
A	07.12.2023	Para presentar	JE	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

<b>1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>4</b>
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....	5
	1.2 Medidores utilizados .....	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada.....	6
<b>2</b>	<b>ASPECTOS NORMATIVOS.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....</b>	<b>9</b>
	3.1 Diagrama unilineal .....	9
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos .....	12
	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
<b>4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....</b>	<b>17</b>
	4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	18
	4.1.1 Potencia Bruta .....	19
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....	20
	4.1.3 Potencia de Pérdidas en la Central.....	21
	4.1.4 Potencia Neta .....	21
	4.1.5 Resultados .....	21
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>22</b>
<b>6</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>23</b>
	6.1 Paneles solares .....	23
	6.2 Inversor.....	24
	6.3 Certificado de calibración del medidor de energía.....	25



# 1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico North West 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 PFV North West, cuenta con una potencia instalada de 9.375 MVA y se encuentra ubicado en la comuna de Vallenar región de Atacama. El parque se vincula al SEN mediante una línea de 23 kV y a la S/E Pajonales (POI).

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados entre el día 21 y el 22 de noviembre de 2023.

El parque está constituido por 3 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 3 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. Marcelo Calviz	20, 21, 22 de noviembre de 20223

Tabla 1.1 – Personal participante

## 1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Adquisidor	Janitza	UMG511	5110/0061
Adquisidor	EE	8CH	EE-EQ-2017-1023

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:

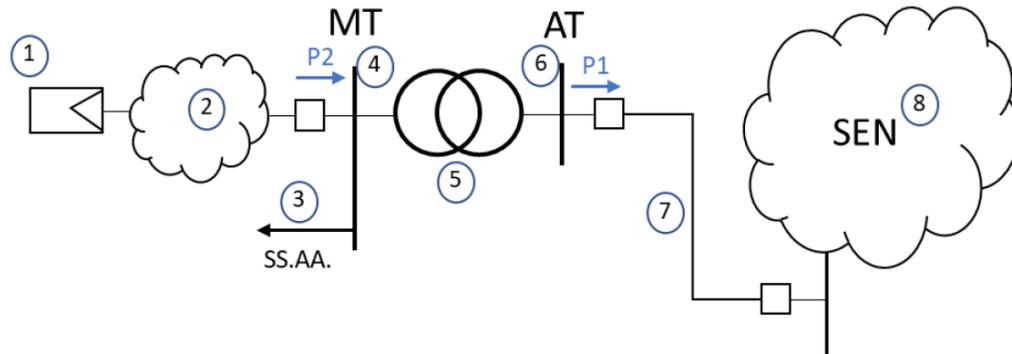


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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).**



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].
- ✓ **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].
- ✓ **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 distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico North West, 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.

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 PFV North West, cuenta con una potencia instalada de 9.375 MVA y se encuentra ubicado en la comuna de Vallenar región de Atacama. El parque se vincula al SEN mediante una línea de 23 kV y a la S/E Pajonales (POI).

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados entre el día 21 y el 22 de noviembre de 2023.

El parque está constituido por 3 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 ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ).

### 3.1 Diagrama unilineal

La red colectora está constituida por cables subterráneos, conformada por un circuito colector en la que se conectan los 3 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.

En la Figura 3-1 se presenta el diagrama unifilar general del PFV North West. En tanto, en la Figura 3-2 se muestra el detalle de los tres centros de transformación que conforman el parque.



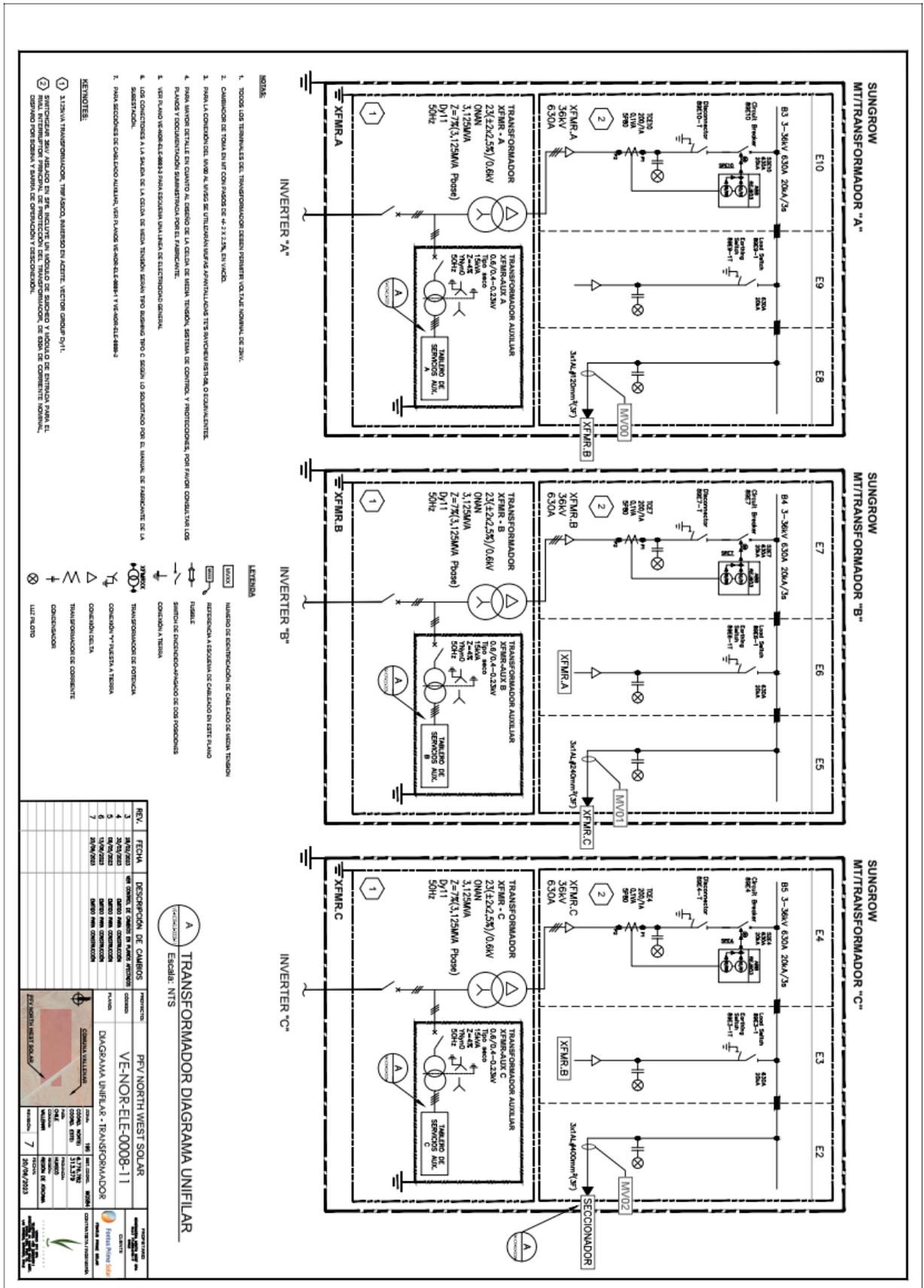


Figura 3-2 – Detalle de los centros de transformación - PFV North West



### 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico North West son paneles bifaciales de marca Canadian Solar modelo CS7N600. El Parque Fotovoltaico North West posee una capacidad DC de 11.1 MW DC, a través de sus 16896 módulos, con una cantidad de 528 Strings de 32 módulos en serie cada uno. Sus principales características se presentan en la Figura 3-3.

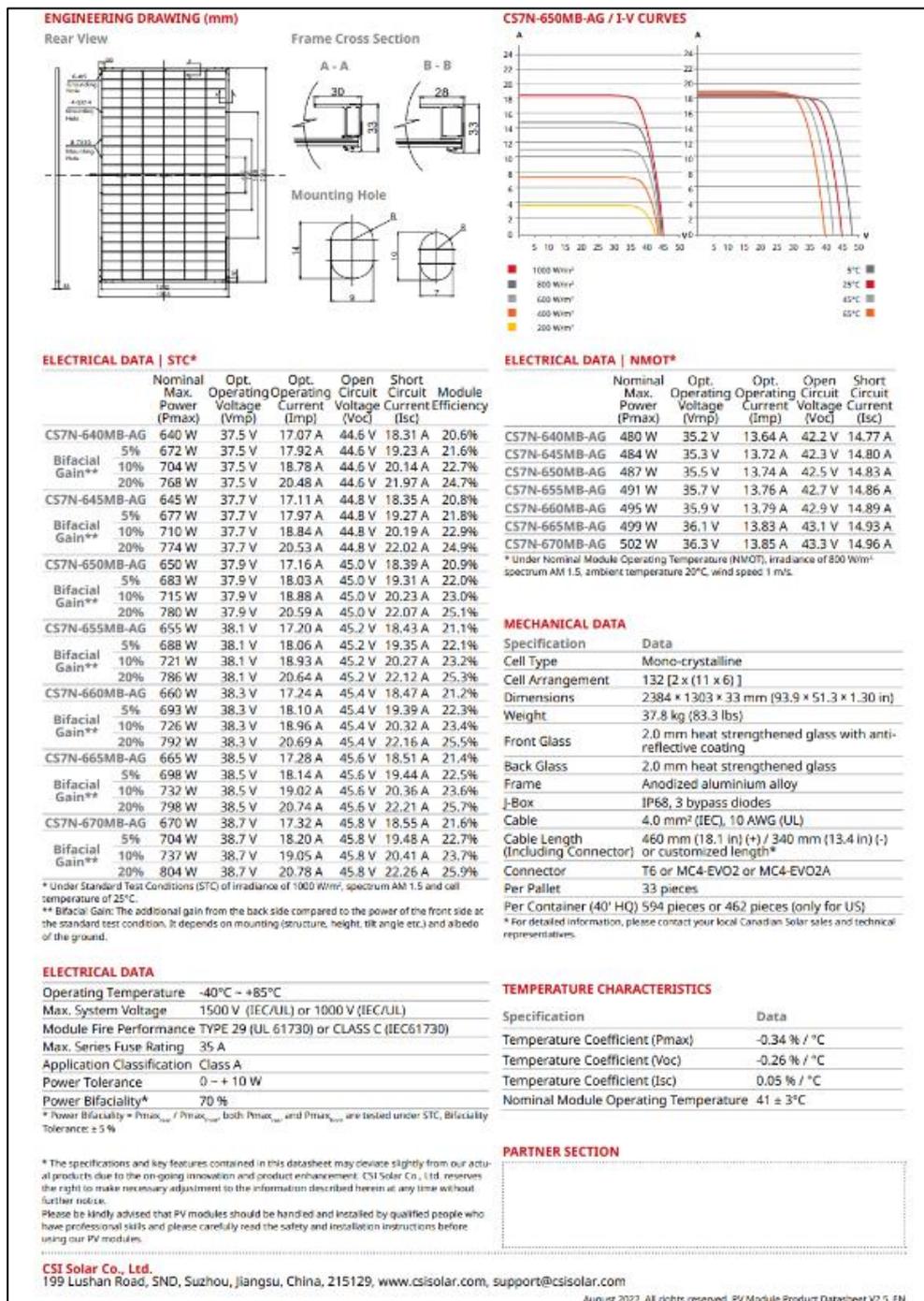


Figura 3-3 – Hoja de Datos – Panel Solar



### 3.3 Datos de los inversores

El PFV North West 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 3-4.

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
<b>Input (DC)</b>		
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	
<b>Output (AC)</b>		
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	
<b>Efficiency</b>		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
<b>Transformer</b>		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	
LV / MV volatage	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	
<b>Protection &amp; Function</b>		
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	
<b>General Data</b>		
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 3-4 – Hoja de Datos – Inversor

Se aprecia en la Figura 3-5 , que el máximo consumo de potencia en condición Standby es de 415 W 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		<b>4105</b>	<b>415</b>

Figura 3-5 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3-6.

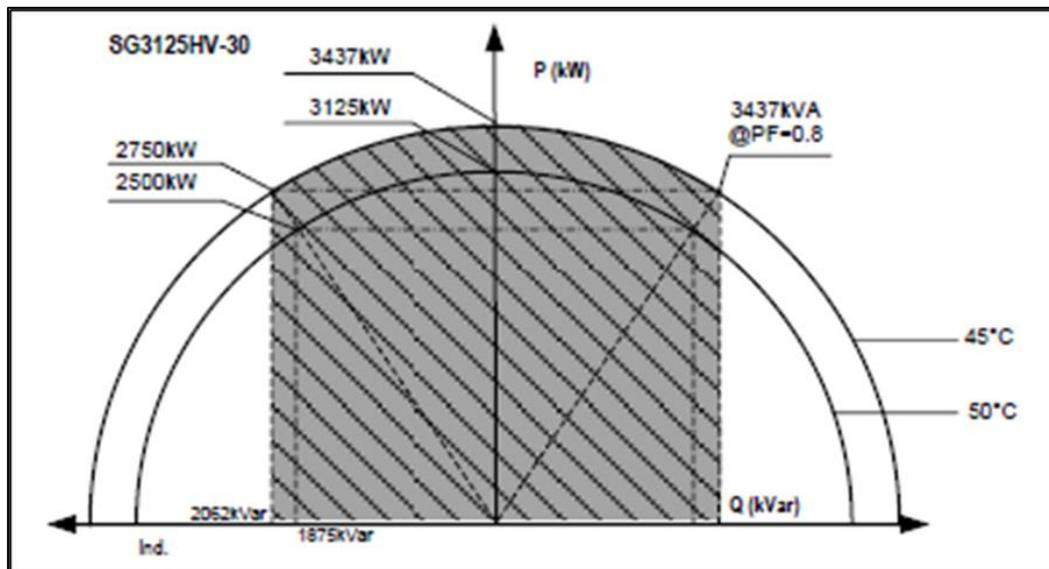


Figura 3-6 – Curva de capacidad del inversor PF mode



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico North West cuenta con tres (3) 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 3.1.

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	6.71%
Pérdidas en carga	22.34 kW
Pérdidas en vacío	1.85 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



### 3.5 Datos de los Consumos de SSAA

Los Consumos de SSAA del Parque Fotovoltaico North West 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 0.0067 MW. El registro de estas mediciones se puede observar en la Figura 3-7.

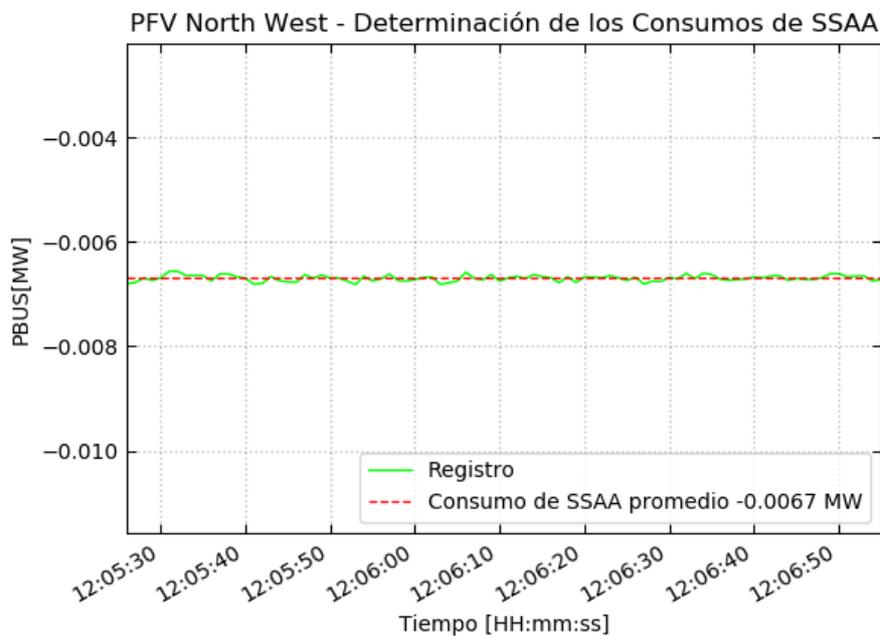


Figura 3-7 – Registro de Consumos de SSAA



## 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.

Central	Potencia Bruta [MW]	Consumos propios [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
North West	(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 Pajonales (POI).



## 4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 22 de noviembre de 2023 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 3 inversores en funcionamiento. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia neta, inyectada en 23 kV del Parque Fotovoltaico North West, la cual posee un valor promedio de 0.1500 MW.

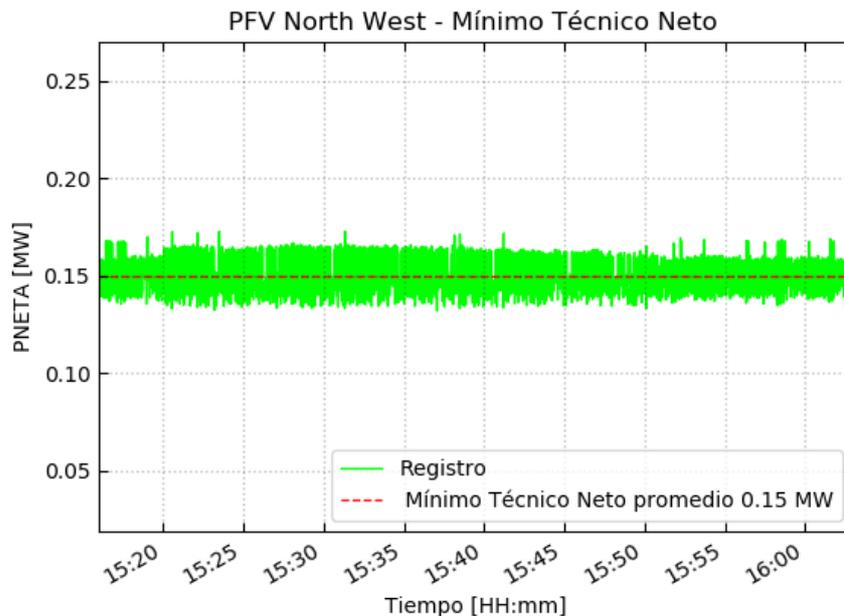


Figura 4.1 – Ensayo de Mínimo Técnico – PNETA



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 la potencia bruta, la cual posee un valor promedio de 0.1623 MW.

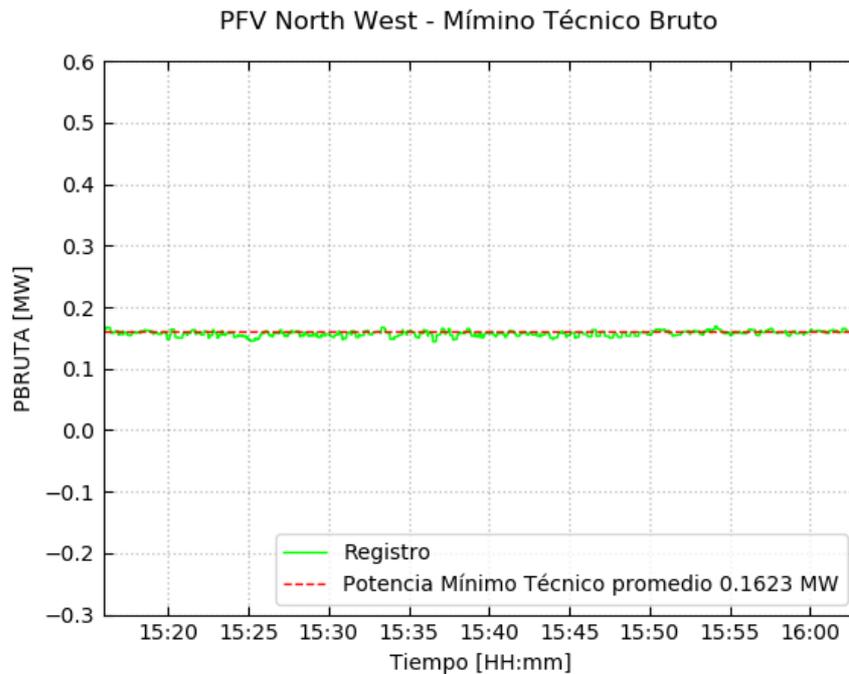


Figura 4.2 – Ensayo de Potencia Máxima – PBRUTA

### 4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de todos los inversores (PRUTA) presentada en la Figura 4.2 se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 415 W según se observa en la Figura 3-5. El valor de Potencia Bruta se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{BRUTA} + Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 0.1623 \text{ MW} + 3 \times (415 \text{ W}) = 0.1635 \text{ MW}$$



## 4.1.2 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 3-5, el consumo interno de cada inversor se estima en 415 W.

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

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

$$P_{SSAA} = 3 \times 415 W + 0.0067 MW = 0.007945 MW$$

$$P_{SSAA} = 0.0079 MW$$



### 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 líneas de vinculación.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de 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 ( $P_{Neta}$ , Ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia de servicios auxiliares calculados en 0.0202 MW

$$P_{perd,central} = P_{bruta} - P_{SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 0.1635 \text{ MW} - 0.007945 \text{ MW} - 0.1500 \text{ MW} = 0.0056 \text{ MW}$$

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.

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

### 4.1.4 Potencia Neta

La potencia Neta corresponde a la potencia inyectada a SE Los Pajonales. En este caso se obtiene un valor de Potencia Neta de 0.1500 MW, considerando la operación de todos los inversores.

$$P_{Neta,med} = 0.1500 \text{ MW}$$

### 4.1.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico North West.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
North West	0.1635	0.0079	0.0056	0.1500

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico North West – Resumen de Cálculos



## 5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico North West.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta de 0.1635 MW resultando en una inyección de 0.1500 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
North West	0.1635	0.0079	0.0056	0.1500

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico North West



## 6 ANEXOS

### 6.1 Paneles solares

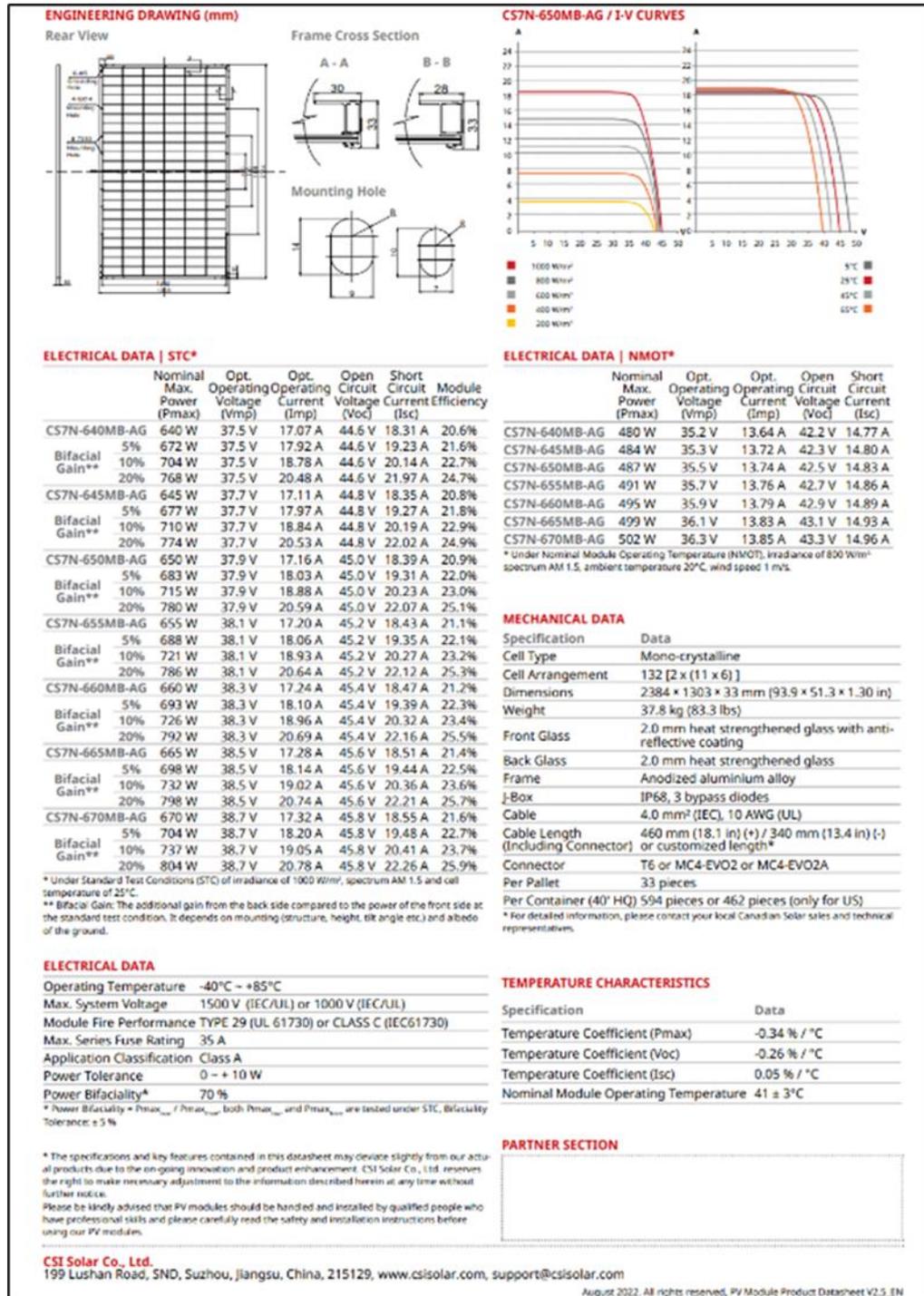


Figura 6.1 – Hoja de datos del panel solar – Valores nominales



## 6.2 Inversor

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
<b>Input (DC)</b>		
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	
<b>Output (AC)</b>		
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	
<b>Efficiency</b>		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
<b>Transformer</b>		
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	
<b>Protection &amp; Function</b>		
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	
<b>General Data</b>		
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 6.2 – Hoja de datos de inversor



## 6.3 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 <b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>			
Estudios Electricos declara que el instrumento:			
Instrumento	Número de serie	Última calibración	
Adquisidor MEDIUN 8CH	EE-EQ-2017-1023	20/03/2023	
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
Multímetro patrón FLUKE 8845A - 6 ½ dígitos	1822003	27/09/2021	27/09/2024

Fecha de evaluación: 20/03/23  
Certificado número: EE-CI-2023-0339

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:

Power System Studies & Power Plant Field Testing and  
Electrical Commissioning



**CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN**



**ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 511	5110-0061	10/10/2023

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:	Última calibración	Próxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	HH616R	4/5/2021	4/5/2024

Fecha de evaluación: 10/10/2023  
Certificado número: EE-CI-2023-1355

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.