

Empresa: Enel Green Power

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Azabache

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2020-041

Código de Informe: EE-EN-2022-0506

Revisión: B



6 de julio de 2022



Este documento EE-EN-2022-0506-RB fue preparado para Enel Green Power por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Coordinador Dpto. Ensayos

claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Coordinador Dpto. Ensayos

andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos

pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 33 páginas y ha sido guardado por última vez el 08/07/2022 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	6/Jul/2022	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	8/Jul/2022	Correcciones según observaciones de Enel Green Power.	CiC	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	4
1.2	Medidores utilizados.....	4
1.3	Nomenclatura y observaciones generales	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares	14
3.3	Datos de los inversores	16
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	18
3.5	Datos del transformador de poder	19
3.6	Datos de consumos de SSAA de planta.....	20
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	21
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	22
4.2	Correcciones y resultados	24
4.2.1	Potencia Bruta	24
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	26
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	26
4.2.4	Potencia Neta	29
4.2.5	Resultados	29
5	CONCLUSIONES	30
6	ANEXOS	31
6.1	Determinación de condiciones meteorológicas de sitio.....	31
6.2	Certificado de calibración de medidor de potencia neta.....	32



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Azabache de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Azabache se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna de Calama, y tiene una potencia bruta instalada de 59.358/65.858 MVA (@50°C/25°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 10 \times 1.5%) y de capacidad 60/72 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño HT3 de la S/E Chiu Chiu 110 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Gonzalo Espinoza	09 de junio de 2022
Ing. Iñaki Cubillos	

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG512 PRO	\pm 0.2%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 10 minutos y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 5 minutos.



1.3 Nomenclatura y observaciones generales

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

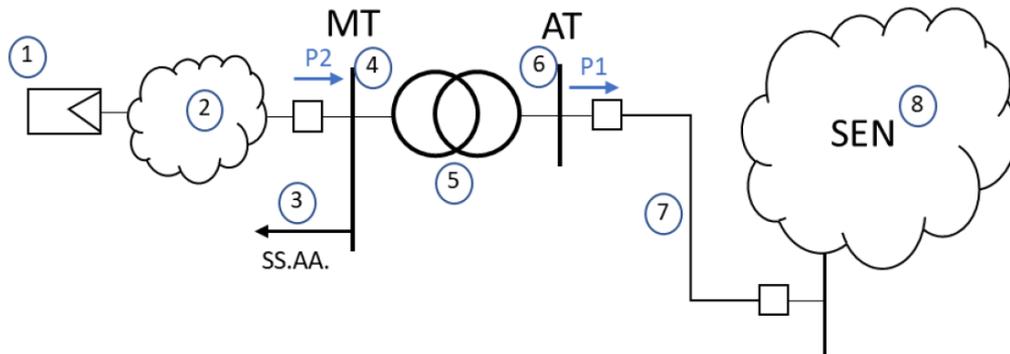


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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] (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: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Azabache está constituido por 9 centros de transformación, 8 de ellos compuestos por tres (3) inversores de 2.283/2.533 MVA (@50°C/25°C) de capacidad nominal y tres transformadores de bloque de dos devanados de relación 0.636/33 kV y capacidad 2.580 MVA. El centro de transformación restante está compuesto por dos (2) inversores y dos (2) transformadores de bloque con iguales características ya mencionadas.

Cuenta con 26 inversores FRIEM modelo REcon 75HV-2340 de 2.283/2.533 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y 630 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan una potencia bruta instalada de 59.358/65.858 MVA (@50°C/25°C). La red colectora del Parque Fotovoltaico Azabache cuenta con 4 alimentadores en 33 kV. El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 10 \times 1.5%) y de capacidad 60/72 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño HT3 de la S/E Chiu Chiu 110 kV.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Jinko Solar modelo JKM395M-72H-TV.

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Azabache está compuesta por cuatro alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. Dos de estos alimentadores tienen seis centros de transformación, por otro lado, uno de los alimentadores restantes posee cinco centros de transformación y el último alimentador conecta a la red nueve centros de transformación.

La barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Azabache y su transformador principal se aprecian en la Figura 3.1. En tanto, en las Figura 3.2 a Figura 3.5 se muestra el detalle de los circuitos alimentadores.

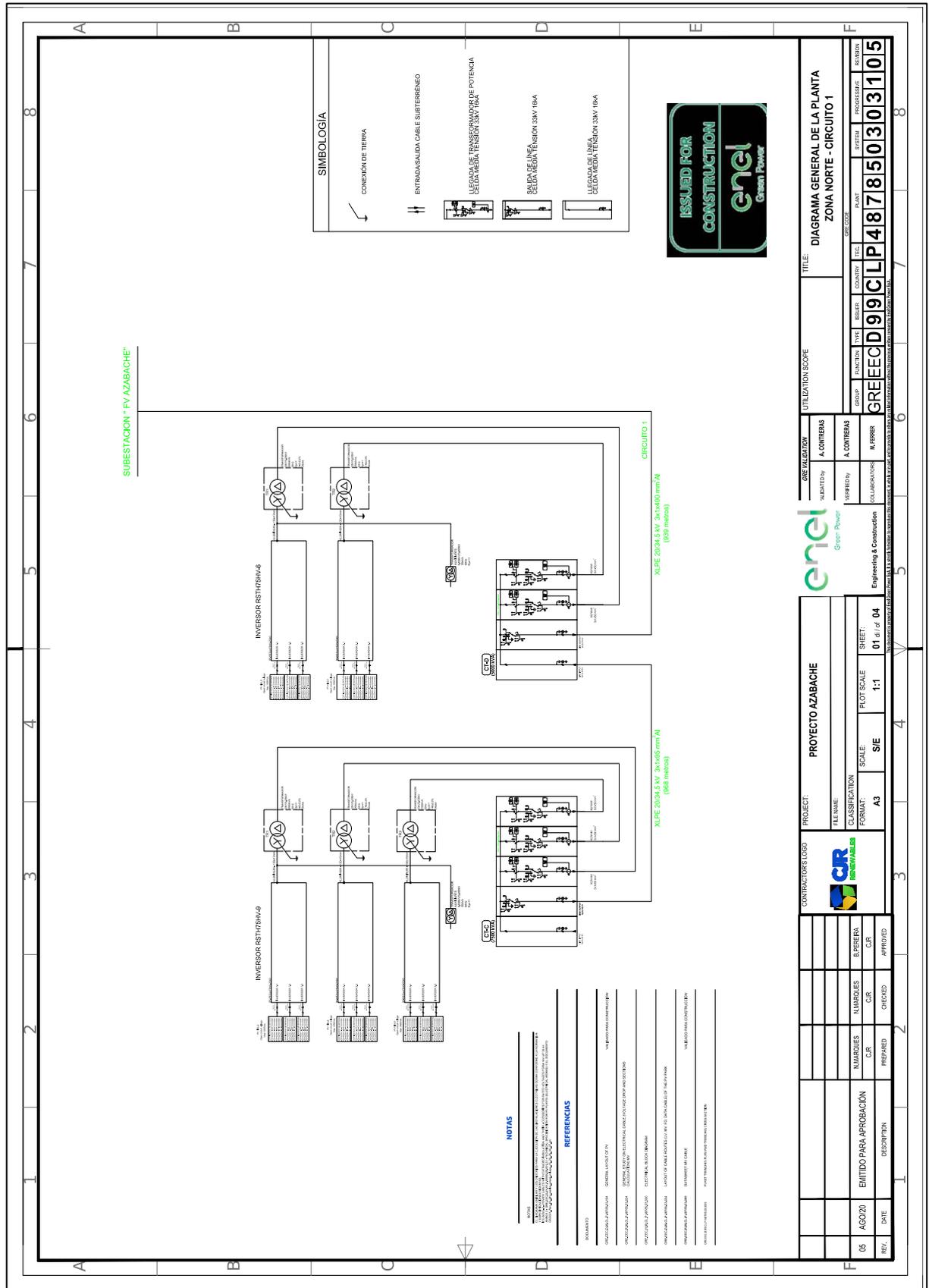


Figura 3.2 – Circuito colector 1 – Parque Fotovoltaico Azabache

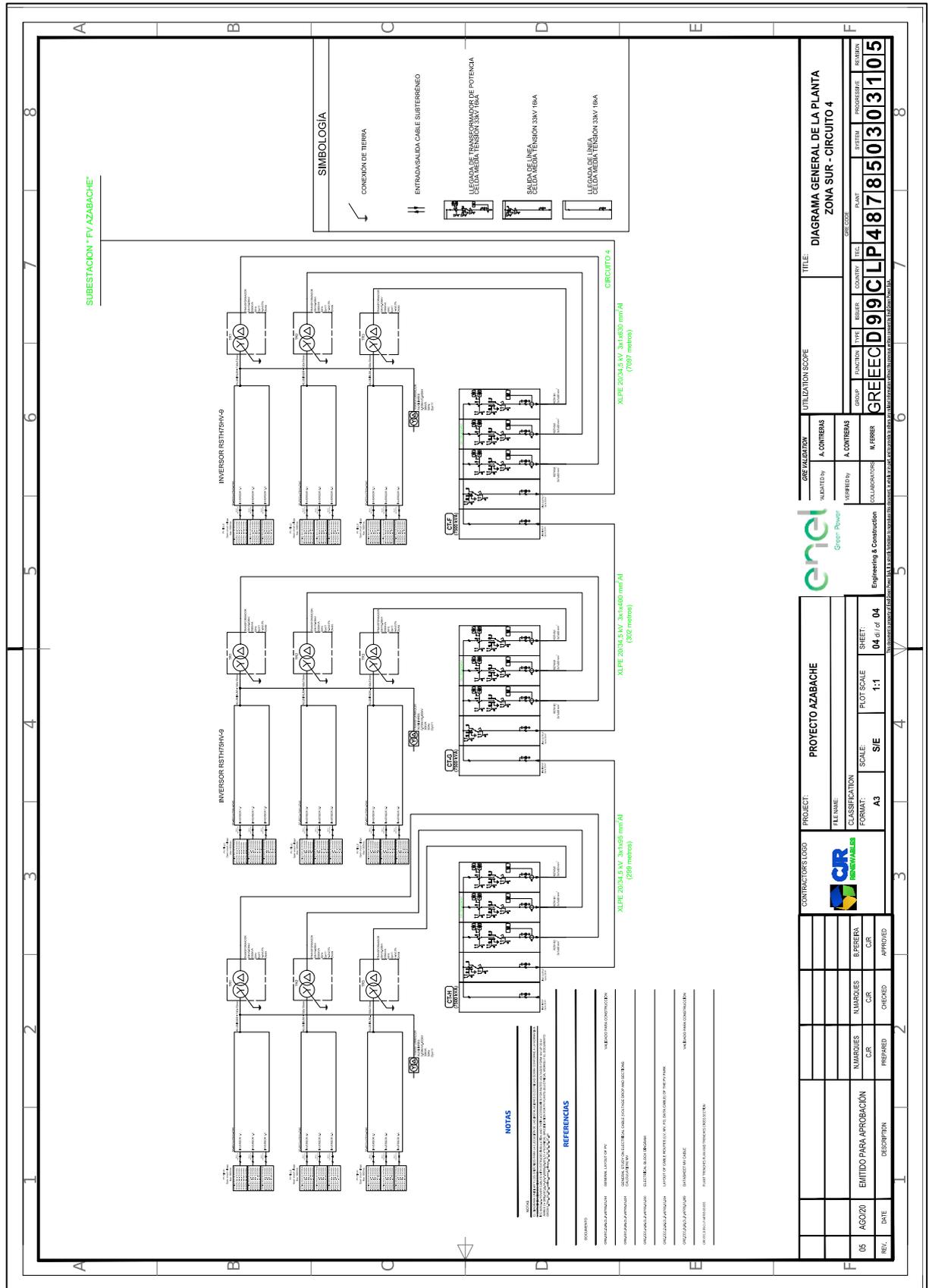


Figura 3.5 - Circuito colector 4 - Parque Fotovoltaico Azabache



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Azabache son de marca Jinko Solar modelo JKM395M-72H-TV. Sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

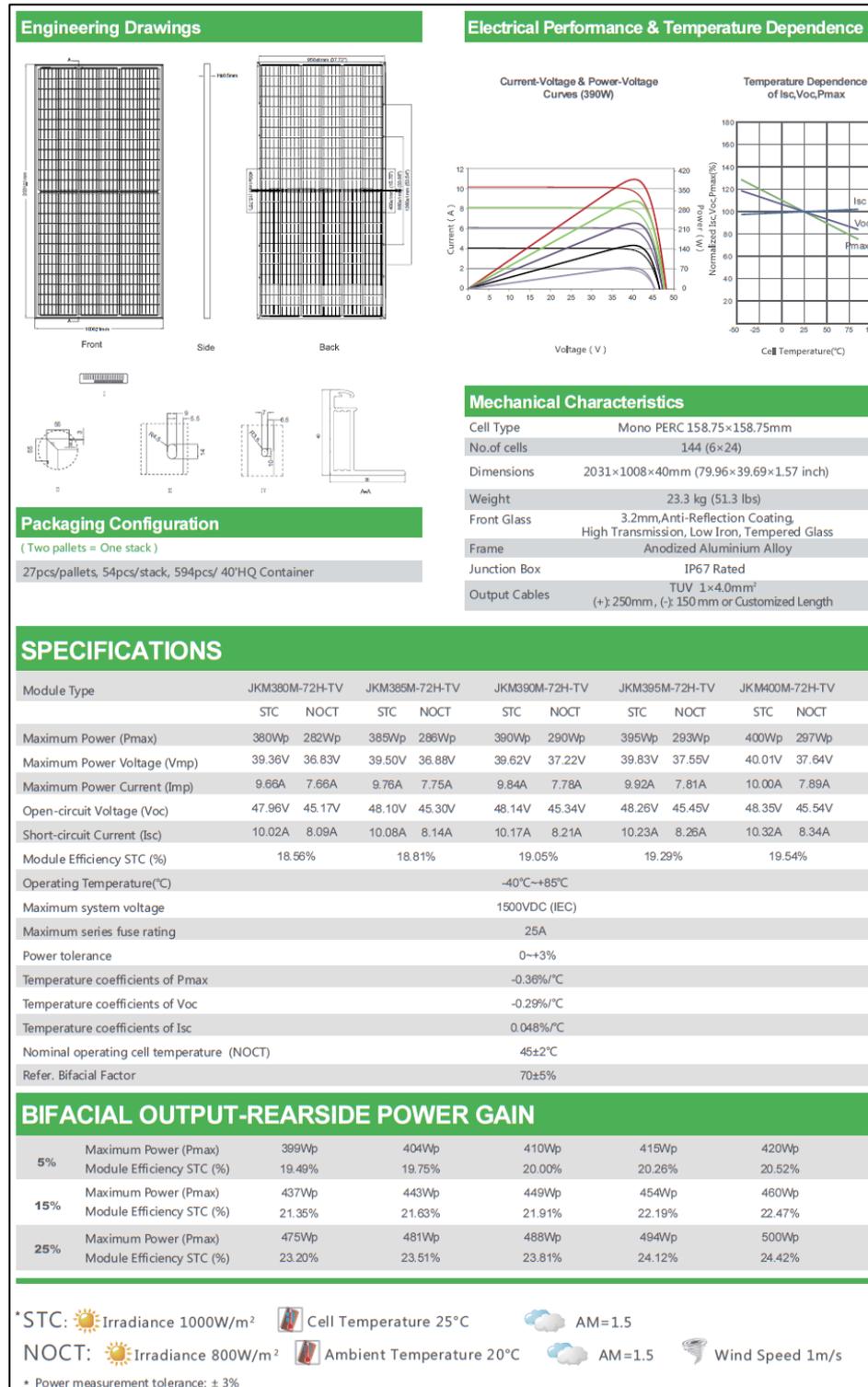


Figura 3.6 – Datos de paneles Jinko Solar modelo JKM395M-72H-TV



Se presenta en la Tabla 3.1 el número de módulos solares para cada inversor instalado en el Parque Fotovoltaico Azabache. Se destaca un total de 154.170 paneles distribuidos entre los 10 centros de transformación del parque.

Module wattage	CT #	Strings #	DC Power (Wp)	Modules
395	A	594	7.038.900	17.820
395	B	594	7.038.900	17.820
395	C	594	7.038.900	17.820
395	D	378	4.479.300	11.340
395	E	603	7.145.550	18.090
395	F	594	7.038.900	17.820
395	G	594	7.038.900	17.820
395	H	594	7.038.900	17.820
395	I	594	7.038.900	17.820
Total		5.139	60.897.150	154.170

Tabla 3.1 - Cantidad y distribución de módulos fotovoltaicos



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Azabache cuenta con 26 inversores marca FRIEM, modelo RECon 75HV-2340. Los inversores son de 2.283/2.533 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.7.

RECon 75HV-		780	1560	2340
Input (DC)				
Suggested DC power	kWp	930	1850	2800
Max. input current	A	900	1800	2700
Max Short circuit current	A	1200	2400	3600
Max. input voltage in open circuit	V	1500		
MPPT range	V	900 ÷ 1300		
Max number of DC inputs with fuses	-	8	16	24
Number of MPPT trackers	-	1		
Output (AC)				
Rated output voltage	V	570 / 600 / 630		
Frequency	Hz	50 / 60		
Rated power @ 25°C	kW	770 / 811 / 851	1540 / 1622 / 1702	2310 / 2433 / 2533
Rated power @ 45°C	kW	740 / 780 / 818	1480 / 1560 / 1636	2220 / 2340 / 2454
Rated power @ 50°C	kW	688 / 725 / 761	1376 / 1450 / 1522	2064 / 2175 / 2283
Rated current @ 45°C	A	750	1500	2250
Power factor - rated	-	> 0,99 at rated power		
Total Harmonic Distortion	%	< 3		
Auxiliary power				
Auxiliary UPS power supply	V	230		
Power consumption in operation from UPS	W	500		
Auxiliary Main power supply	V	400		
Power consumption in operation	W	2700		
Efficiency				
Maximum efficiency	%	98,7		
Euro Efficiency	%	98,21		
CEC Efficiency	%	98,53		

Figura 3.7 – Datos de inversor RECon 75HV-2340

Se aprecia que el consumo de potencia en operación es de 2.7 kW y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.8.

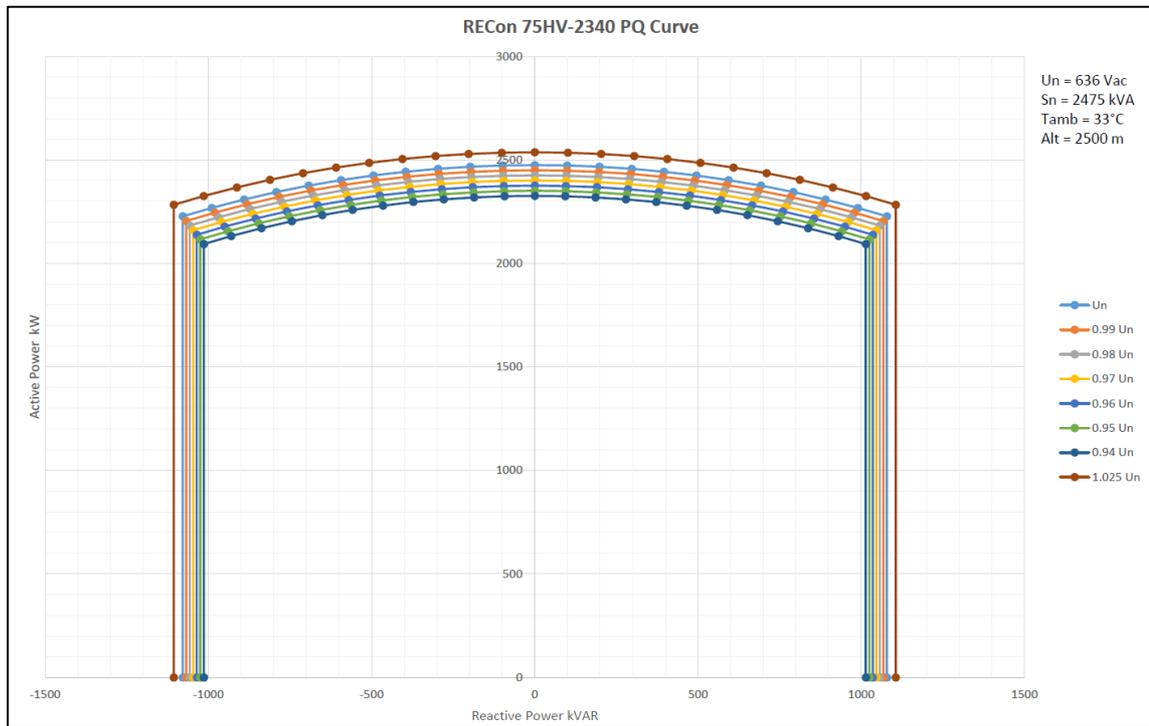


Figura 3.8 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Azabache cuenta con 26 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.636/33 kV y de 2.580 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	2.580 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.636 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	6.0 %
Pérdidas en carga	26.078 kW
Pérdidas en vacío	2.166 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %
Potencia Nominal	2.580 MVA

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



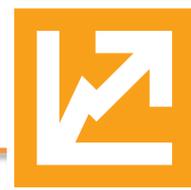
3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Azabache cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 60/72 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 110 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	60/72 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	110.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	10.92 %
Pérdidas en carga	249.31 kW
Pérdidas en vacío	35.25 kW
Posiciones de TAP	±10 x 1.5 %

Tabla 3.3 - Datos del transformador principal



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

El Parque Fotovoltaico Azabache cuenta con un transformador de SSAA de potencia nominal 150 kVA. Este transformador cuenta devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV. La Figura 3.9 expone las corrientes y tensión medidas en el transformador de SSAA al momento del ensayo, a partir de ellas se calcula que la Potencia de Servicios Auxiliares como:

$$P_{tr,SSAA} = \sqrt{3} \times U_{ff} \times (I_a + I_b + I_c) = \sqrt{3} \times 391 \text{ V} \times 41,2 \text{ A} = 27.9 \text{ kVA}$$



(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3.9 - Mediciones de SSAA (a) Corriente Fase 1 (b) Corriente Fase 2 (c) Corriente Fase 3 (d) Tensión fase-fase



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Azabache se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI y mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, 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]
Azabache	(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 Azabache.
- (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 110 kV en paño HT3 de la S/E Chiu Chiu 110 kV.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 09 de junio de 2022 se realizó el ensayo de Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Azabache con la totalidad de inversores en operación.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura de los mismos. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo estimados en 2.7 kW, según se aprecia en la Figura 3.7.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida en el paño HT3 de la S/E Chiu Chiu 110 kV.

Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

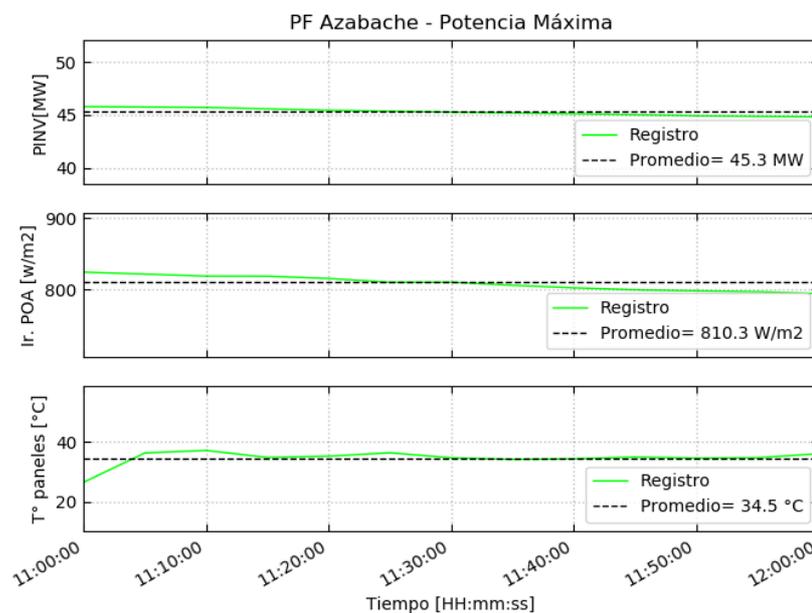


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

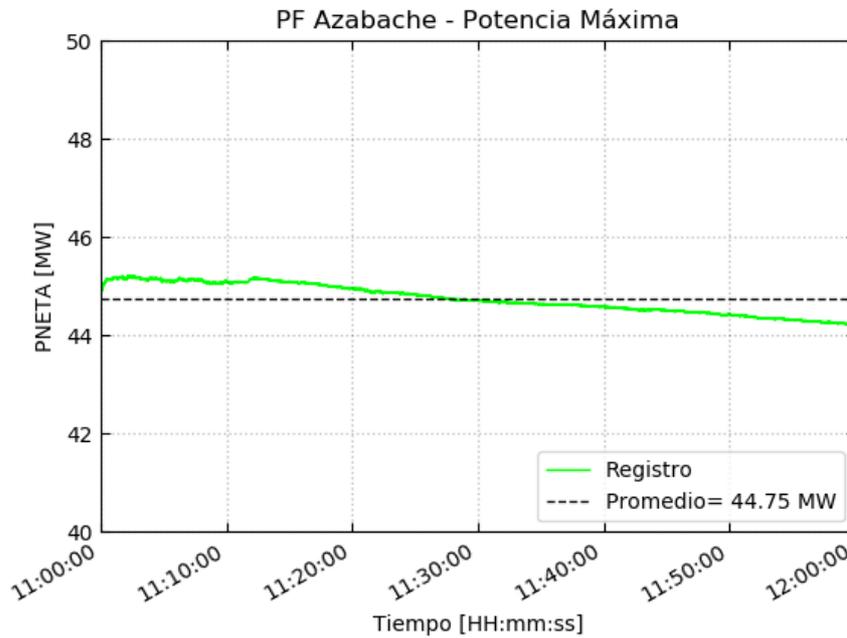


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta

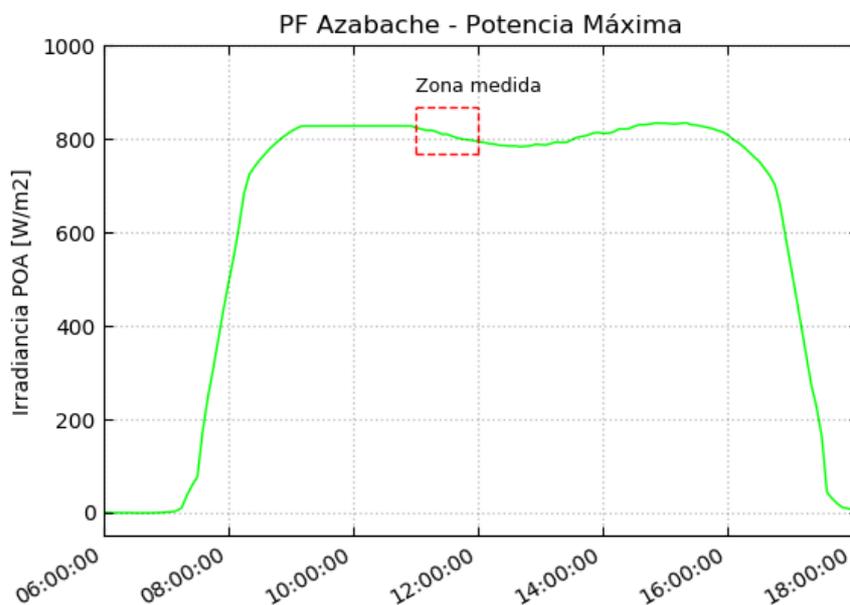


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



4.2 Correcciones y resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en las Figura 4.1 y Figura 4.2.

4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Azabache debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio, las cuales han sido estimadas en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio (Ir_{sitio}) es de 1069.8 W/m², en tanto para la temperatura de panel de sitio ($T_{p_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 38.8 °C.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ($P_{bruta,med}$) durante el ensayo, para esto se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta,med} = 45.3 \text{ MW} + 26 \times 2.7 \text{ kW} = 45.37 \text{ MW}$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.6.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,med} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med}}$$

$$P_{bruta,ir} = 45.37 \text{ MW} * \frac{1069.8 \frac{W}{m^2}}{810.3 \frac{W}{m^2}} = 59.9 \text{ MW}$$



La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones de sitio (ΔT) se presenta a continuación.

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$

$$\Delta T = 34.5^{\circ}C - 38.8^{\circ}C = -4.3^{\circ}C$$

Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.36 \text{ \%/}^{\circ}C$ (ver Figura 3.6), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$

$$P_{bruta,corr} = \frac{59.9 \text{ MW}}{1 - 0.0036 \frac{\text{pu}}{^{\circ}C} * (-4.3^{\circ}C)} = 58.99 \text{ MW}$$



4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.7 , el consumo interno de cada inversor se estima en 2.7 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en la sección 3.6, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 27.9kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 26 \times 2.7 \text{ kW} + 27.9 \text{ kW} = 98.1 \text{ kW}$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en los inversores (ver Figura 4.1) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 27.9 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central medida** ($P_{perd,central,med}$) se presenta a continuación.

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

$$P_{perd,central,med} = 45.3 \text{ MW} - 27.9 \text{ kW} - 44.75 \text{ MW} = 522.1 \text{ kW}$$



Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador principal del parque y en los transformadores de bloque, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.

$$P_{perd,central,med,carga} = P_{perd,central,med} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} - N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,med,carga} = 522.1 \text{ kW} - 35.25 \text{ kW} - 26 \times 2.166 \text{ kW} = 430.53 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,vacio} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 35.25 \text{ kW} + 26 \times 2.166 \text{ kW} = 91.56 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ($P_{perd,central,med,carga}$) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central en carga corregida** ($P_{perd,central,carga,corr}$). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

$$P_{perd,central,carga,corr} = P_{perd,central,med,carga} \times \left(\frac{P_{bruta,corr}}{P_{bruta,med}} \right)^2$$

$$P_{perd,central,corr,carga} = 430.53 \text{ kW} \times \left(\frac{58.99 \text{ MW}}{45.3 \text{ MW}} \right)^2 = 730.07 \text{ kW}$$

Entonces el valor total de **Pérdidas en la central corregida** ($P_{perd,central,corr}$) queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,central,corr,carga} + P_{perd,central,vacio}$$

$$P_{perd,central,corr} = 730,07 \text{ kW} + 91.56 \text{ kW} = 821,63 \text{ kW}$$



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

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

En la Tabla 3.3 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ($P_{Perd,carga,tr_{ppal}}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal}} \times \left(\frac{P_{bruta,corr}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 249.31 \text{ kW} \times \left(\frac{58.99 \text{ MW}}{72 \text{ MVA}} \right)^2 = 167.35 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

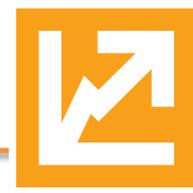
$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{Perd,carga,tr_{ppal}} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 167.35 \text{ kW} + 35.25 \text{ kW} = 199.6 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 821.63 \text{ kW} - 199.6 \text{ kW} = 622.03 \text{ kW}$$



4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 110 kV en el paño HT3 de la S/E Chiu Chiu.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregida** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

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

$$P_{neta,corr} = 58.99 \text{ MW} - 98.1 \text{ kW} - 821.63 \text{ kW} = 58.07 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Azabache	58.99	98.1	821.63	58.07

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Azabache

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** calculada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores.



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque es de 58.99 MW, resultando en una potencia neta calculada de 58.07 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Azabache	58.99	98.1	821.63 ¹	58.07

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Azabache

¹ Desglosado en 199.6 kW de pérdidas en el transformador principal y 622.03 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Determinación de condiciones meteorológicas de sitio

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Azabache a partir de información de operación registrada entre el 06/03/2022 y el 14/03/2022. La Figura 6.1 presenta el promedio horario de irradiancia y temperatura de panel medido entre las 12:20 y 13:20 horas de cada día, horario que corresponde a la situación más favorable de recurso primario.

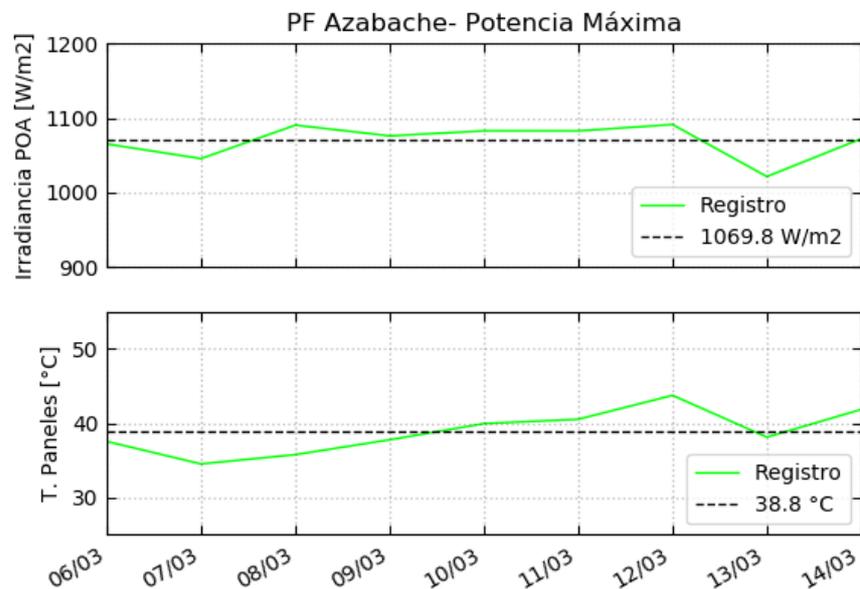


Figura 6.1 – Irradiancia y temperatura de panel de sitio



6.2 Certificado de calibración de medidor de potencia neta

Smart Energy &
Power Quality Solutions



Calibration Report

Device	
Manufacturer	Janitza electronics GmbH
Object	UMG512
Article no.	5217011
Serial no.	4201/1694
Firmware	5.022
Active Energy Accuracy	Class 0.2S IEC 62053-22:2003 (50/60Hz, ..J5A)
Calibration	
Date	October 6, 2020
Engineer	Jörg Gath
Conditions	
Temperature	23,4°C (+/- 1°C)
Relative humidity	44,3% (+/- 10%)
Equipment	
Manufacturer	Fluke
Model	6100B
Serial no.	273568170
Date of calibration	May 13, 2020
Date of recalibration	May 13, 2021
Result:	PASSED

This document was issued electronically
and is therefore valid without signature.

Janitza®



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.