

Empresa
País
Proyecto
Descripción

ENEL GREEN POWER
Chile
Parque Fotovoltaico Las Salinas
Informe de Potencia Máxima



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2021-186
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2022-1835
REVISIÓN B

6 dic. 23



Este documento **EE-EN-2022-1835-RB** fue preparado para ENEL GREEN POWER 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 41 páginas y ha sido guardado por última vez el 06/12/2023 por John Estrada; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	27.11.2023	Para presentar	JE	CiC	AC
B	06.12.2023	Conforme a comentarios por parte del cliente	JE	CiC	AC

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



ÍNDICE

1	Introducción.....	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada.....	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
	3.1 Diagrama unilineal	9
	3.1 Datos de los paneles fotovoltaicos.....	16
	3.2 Datos de los inversores	17
	3.1 Datos de los transformadores de bloque.....	19
	3.2 Datos de los transformadores de SSAA.....	20
	3.3 Datos de los transformadores de poder	21
	3.4 Datos de consumos de SSAA de planta	22
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....	23
	4.1 Ensayo de Potencia Máxima.....	24
	4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo	26
	4.2.1 Potencia Bruta.....	26
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	29
	4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central.....	30
	4.2.4 Potencia Neta.....	32
	4.2.5 Resultados	33
5	CONCLUSIONES.....	34
6	ANEXOS	35
	6.1 Paneles solares	35
	6.2 Inversor.....	36
	6.3 Determinación de la Irradiancia en Sitio.....	37
	6.4 Determinación de la Temperatura en Sitio.....	38
	6.5 Certificado de calibración del medidor de energía.....	39



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas 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 Las Salinas contará con una potencia final de 364 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vinculará al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

Se espera obtener la aprobación del parque en 6 etapas, según se describe en el NUP 3244. Este documento aborda el proceso de aprobación de **la etapa 1 contempla que 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación.**

La central en si misma se conformará por 1731 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 62 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última estará conformada por cables subterráneos y dividida en 4 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

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. Fernando Montecinos	09 de noviembre 2023

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Adquisidor de datos	EE	EE-EQ-2015-0974	±0.2
Adquisidor de datos	Janitza	UMG 512	±0.2

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 5 minutos 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:

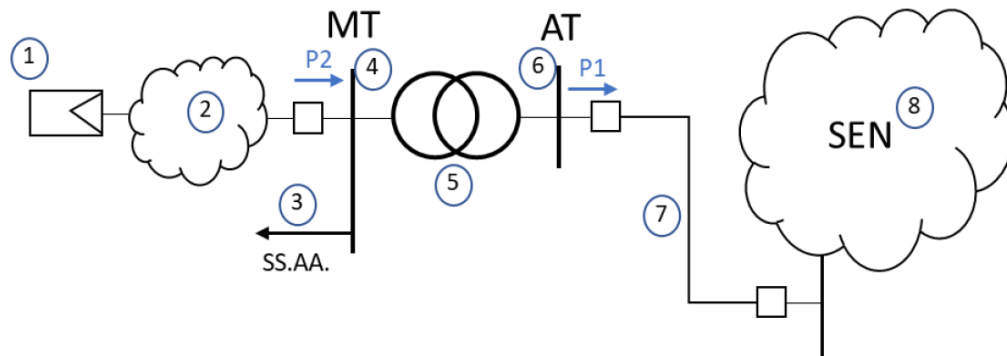


Figura 1-1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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: 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 Las Salinas contará con una potencia final de 364 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vinculará al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

Se espera obtener la aprobación del parque en 6 etapas, según se describe en el NUP 3244. Este documento aborda el proceso de aprobación de **la etapa 1 contempla que 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación.**

La central en si misma se conformará por 1731 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 62 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última estará conformada por cables subterráneos y dividida en 4 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

3.1 Diagrama unilineal

La red colectora del Parque Fotovoltaico Las Salinas está compuesta por veintitrés (23) alimentadores en 33 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Los alimentadores correspondientes a la Etapa 1 y los relacionados con los ensayos de este informe, están compuesto por tres (3) circuitos, con un total de 8 centros de transformación.

En la Figura 3-1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Las Salinas. Mientras que la barra principal de 33 kV y los circuitos asociados a la Etapa 1 del Parque Fotovoltaico Las Salinas se aprecian en la Figura 3-2 y Figura 3-3. En tanto, en las Figura 3-4 a Figura 3-6 se muestra el detalle de los centros de transformación que conforman la Etapa 1 del parque.

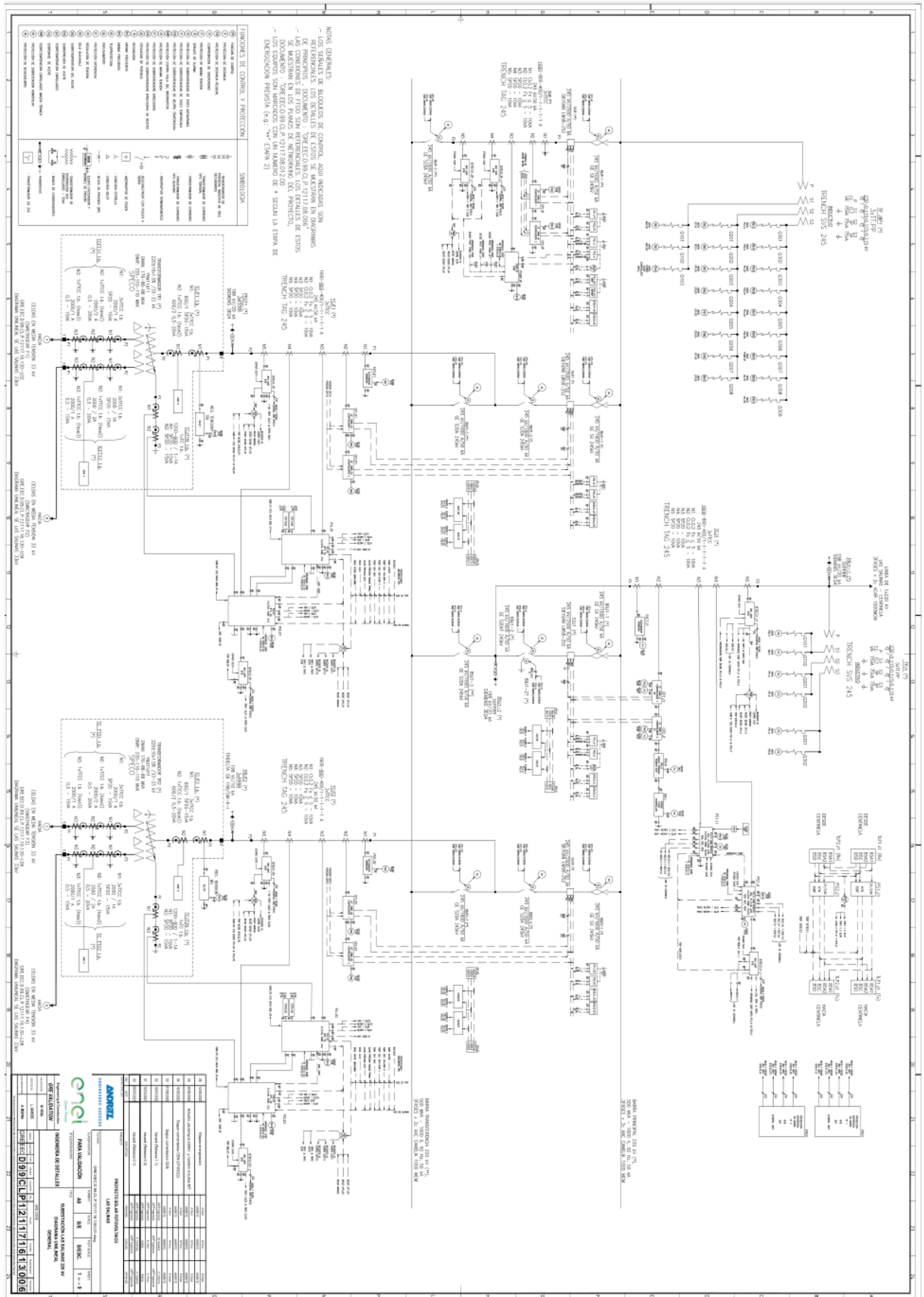


Figura 3-1 – Diagrama unilineal PFV Las Salinas

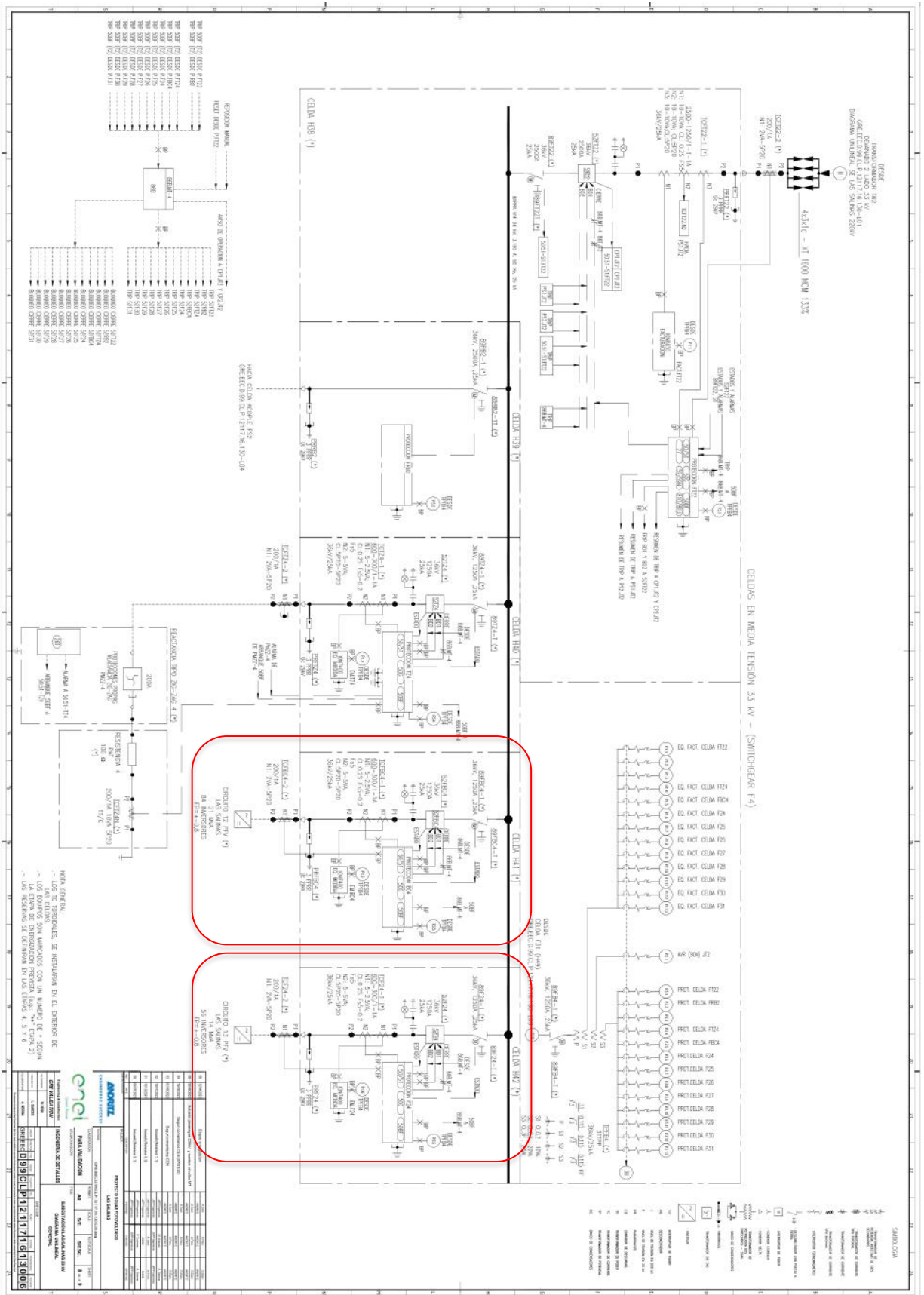


Figura 3-2 – Diagrama unilineal 33 kV PFV Las Salinas (1 de 2)

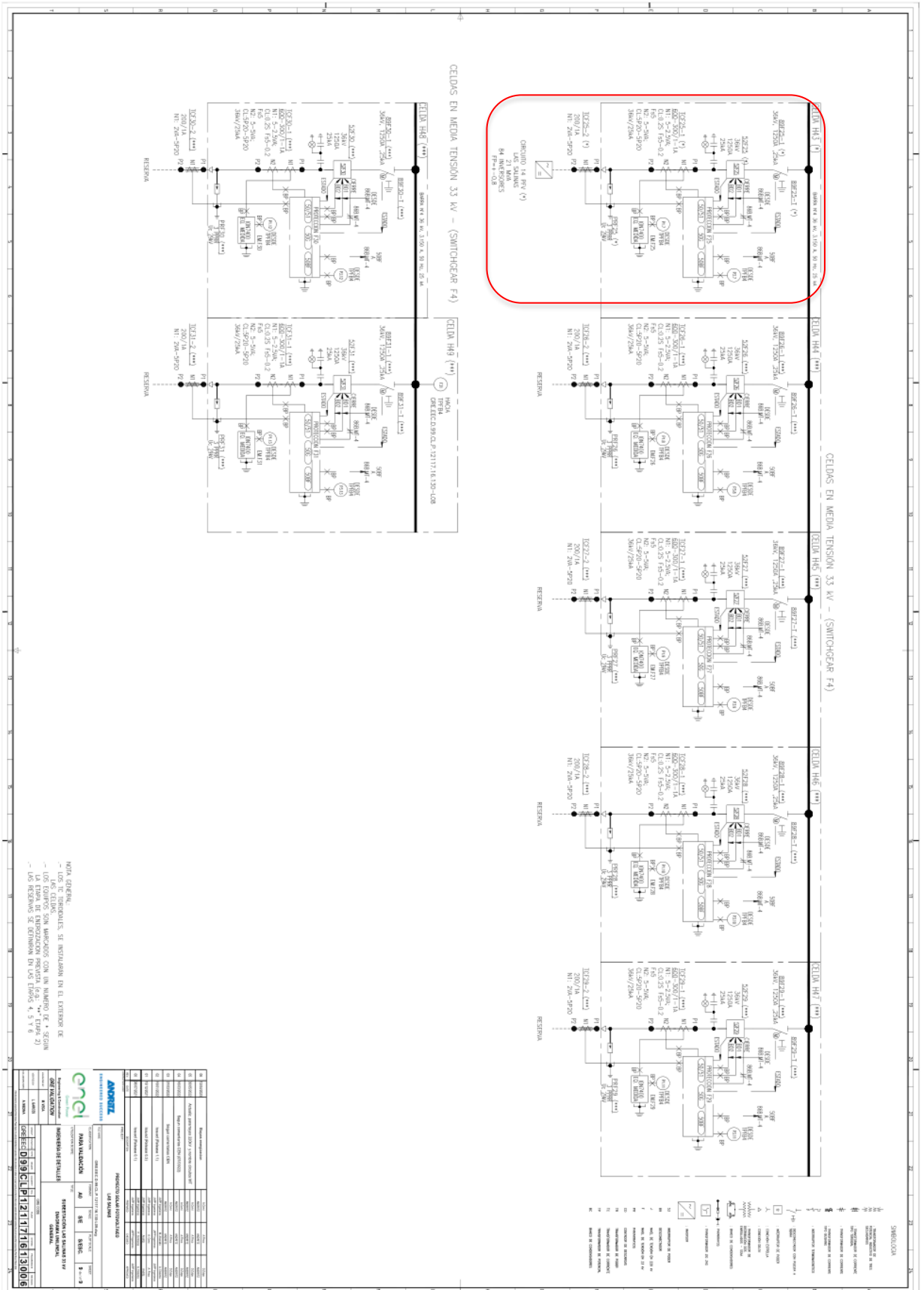


Figura 3-3 – Diagrama unilínea 33 kV PFV Las Salinas (2 de 2)

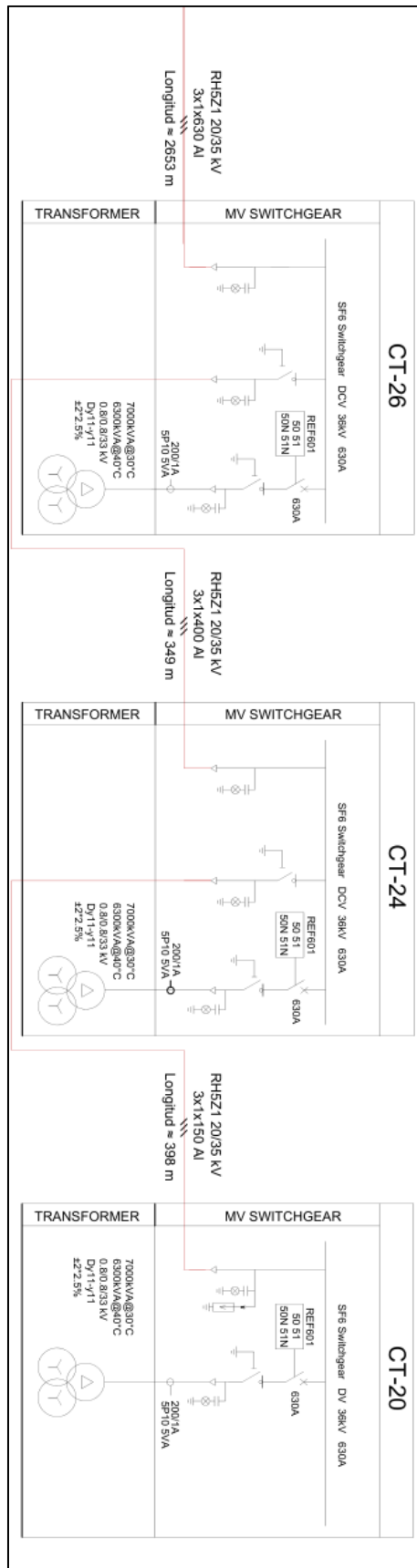


Figura 3-4 – Centros de transformación del Circuito 14 PFV Las Salinas

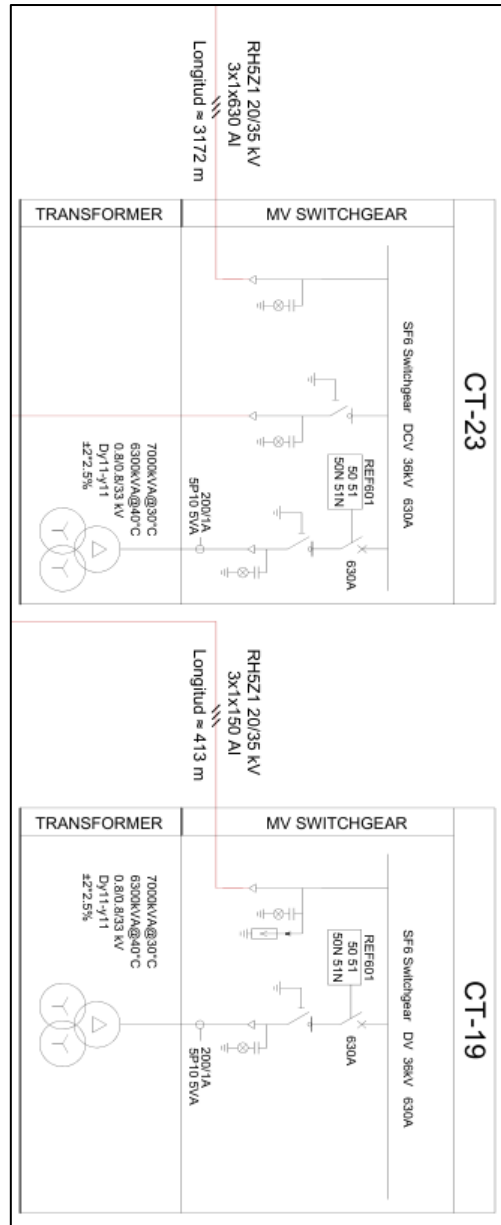


Figura 3-5 – Centros de transformación del Circuito 13 PFV Las Salinas

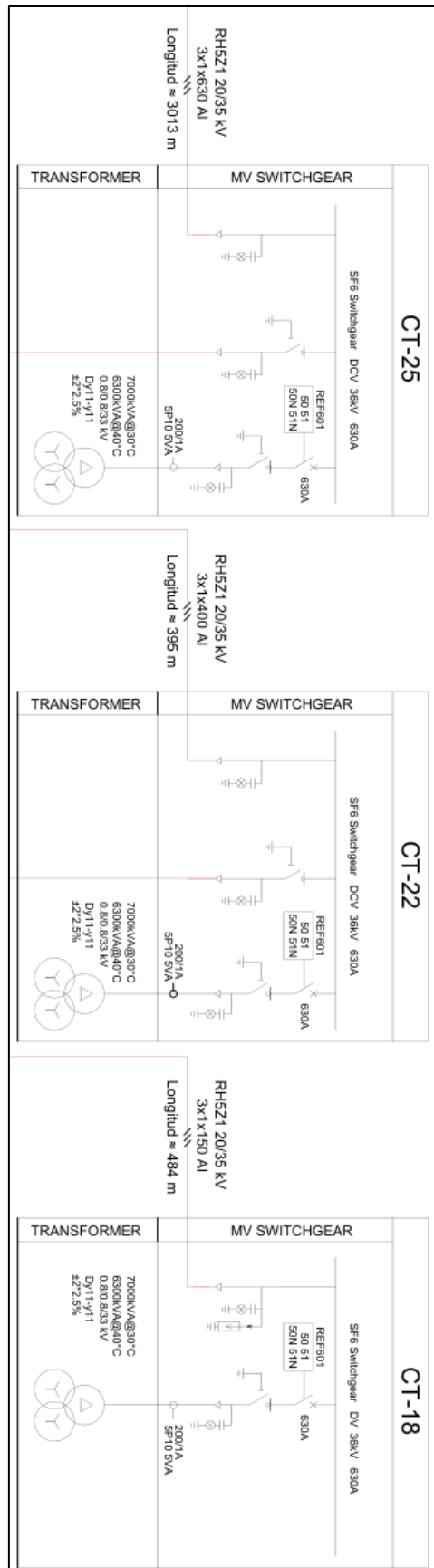


Figura 3-6 – Centros de transformación del Circuito 12 PFV Las Salinas



3.1 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Las Salinas son paneles bifaciales de marca LONGI Solar modelo LR4-72HBD. Sus principales características se presentan en la Figura 3-7.

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24) Junction Box: IP68, three diodes Output Cable: 4mm², 300mm in length for the positive(+) and 300mm for the negative(-) Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass Frame: Anodized aluminum alloy frame Weight: 27.5kg Dimension: 2094x1038x35mm Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40°C ~ +85°C Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W Voc and Isc Tolerance: ±3% Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL) Maximum Series Fuse Rating: 25A Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C Safety Class: Class II Fire Rating: UL type 3 Bifaciality: Glazing 70±5%</p>

ISSUED FOR CONSTRUCTION

Electrical Characteristics										Test uncertainty for Pmax: ±3%				
Model Number	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.6	48.9	45.8	49.1	45.9	49.2	46.0	49.4	46.2	49.6	46.4	49.8	46.6
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.06	11.30	9.13	11.36	9.18	11.45	9.25	11.52	9.30	11.58	9.36	11.65	9.41
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.7	40.6	37.9	40.8	38.0	41.0	38.2	41.2	38.4	41.4	38.6	41.6	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)						
Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain	
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%	
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%	
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%	
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%	
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%	

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)

Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)

Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

Figura 3-7 – Hoja de Datos – Panel Solar

16 / 41
www.estudios-electricos.com

P: EE-2021-186/I: EE-EN-2022-1835/R: B



3.2 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con inversores marca SunGrow, modelo SG250HX. Los inversores son de 250/225/200 kVA (@30°/45°/50°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3-8.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 3-8 – Hoja de Datos – Inversor

Se aprecia en la Figura 3-9 , que el máximo consumo de potencia en operación es de 196 W en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



C	Efficiency	
1	Max Efficiency	99.00%
2	Euro Efficiency	98.70%
3	Internal Consumption	196W at full power
4	Night/Standby consumption	<2W

Figura 3-9 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3-10 y Figura 3-11.

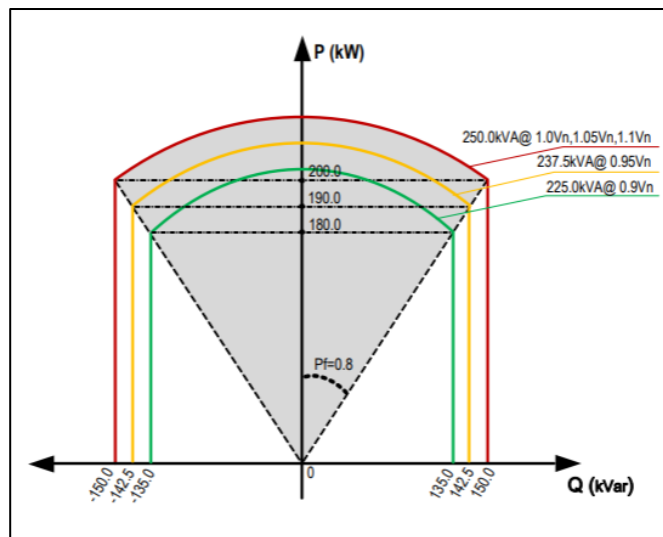


Figura 3-10 – Curva de capacidad del inversor PF mode

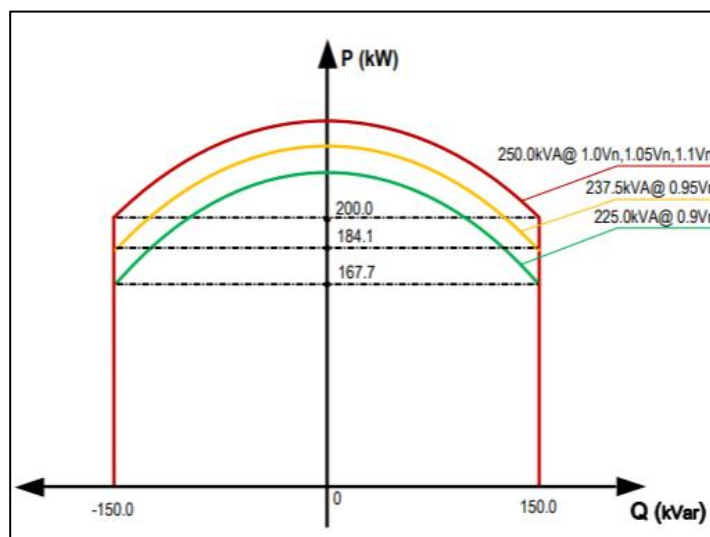


Figura 3-11 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode



3.1 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con transformadores de bloque de tres devanados que permiten la interconexión de dos inversores. Su relación de transformación es de 0.8-08/33 kV y de 6.3 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor
Potencia nominal	6.3 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.8-0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia	6.96%
Pérdidas en carga	44 kW
Pérdidas en vacío	5.4 kW

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



3.2 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 500 kVA según método de enfriamiento ONAN para la Etapa 1. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.380 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	500 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.380 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	4%
Pérdidas en vacío	0.85 kW
Pérdidas en carga	5.59 kW

Tabla 3.2 - Datos del transformador de SSAA



3.3 Datos de los transformadores de poder

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con dos transformadores de poder de potencia nominal 176 MVA según método de enfriamiento ONAN y potencia nominal 220 MVA según método de enfriamiento ONAF para la Etapa 1. Estos transformadores cuentan con dos devanados de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	176/220 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11d11
Impedancia	13.87%
Pérdidas en vacío	72.54 kW
Pérdidas en carga	575.25 kW

Tabla 3.3 - Datos del transformador de poder



3.4 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque a través de la documentación "GRE.EEC.C.99.CL.P.12117.09.(001/002).03_MC Estimación SSAA CA_ifc".

Tipo de Carga	[kVA]
Esenciales	122.12
No Esenciales	216.11
Total sin reserva	338.2

Tabla 3.4 - Dimensionamiento de los SSAA AC

Tipo de Carga	[kW]
Permanentes	12.466
No Permanentes	2.160
Momentáneas	10.800

Tabla 3.5 - Dimensionamiento de los SSAA DC

Se aprecia a través de la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 un consumo total de 134.586 kW correspondiente a las cargas esenciales y permanentes. A este valor se le suman los 5.59 kW correspondientes al valor de pérdidas en carga del transformador de servicios auxiliares, totalizando 140.176 kW.



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 Las Salinas se cuenta con la medición de la potencia generada por los inversores por medio del sistema de adquisición de datos del PPC y de la Potencia Neta registrada en el POI.

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]	Consumos propios [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	(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 SE Las Salinas.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 9 de noviembre de 2023 se realizó el ensayo de Potencia Máxima con la totalidad del Parque Fotovoltaico Las Salinas de la Etapa 1.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4-1 se muestra la potencia neta medida ($P_{neta,med}$) en el periodo de pruebas y en la Figura 4-2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores (P_{INV}).

En la Figura 4-3 se muestra la temperatura ambiente (T_{amb}) y el registro de irradiancia perpendicular a los paneles (Ir_{med}).

Finalmente, en la Figura 4-4 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo de Potencia Máxima.

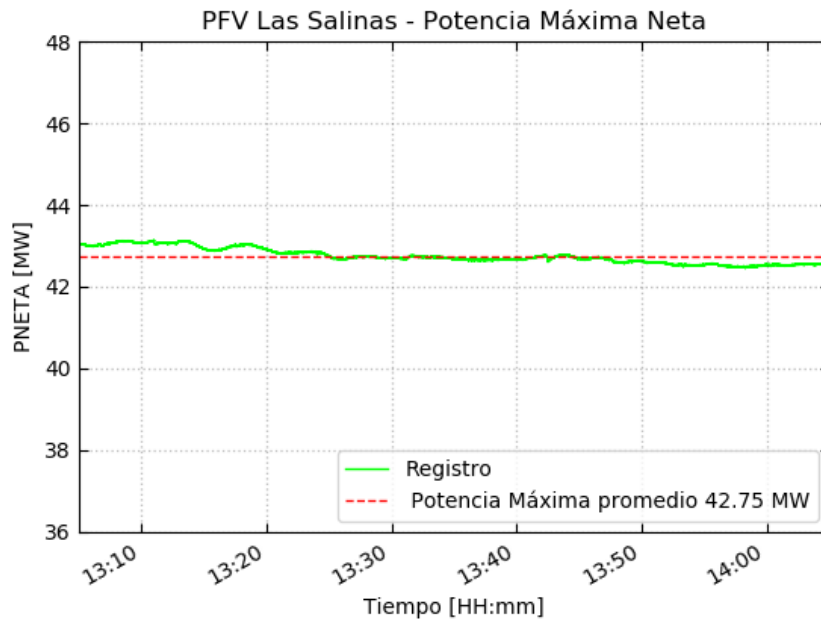


Figura 4-1 – Ensayo de Potencia Máxima – PNETA

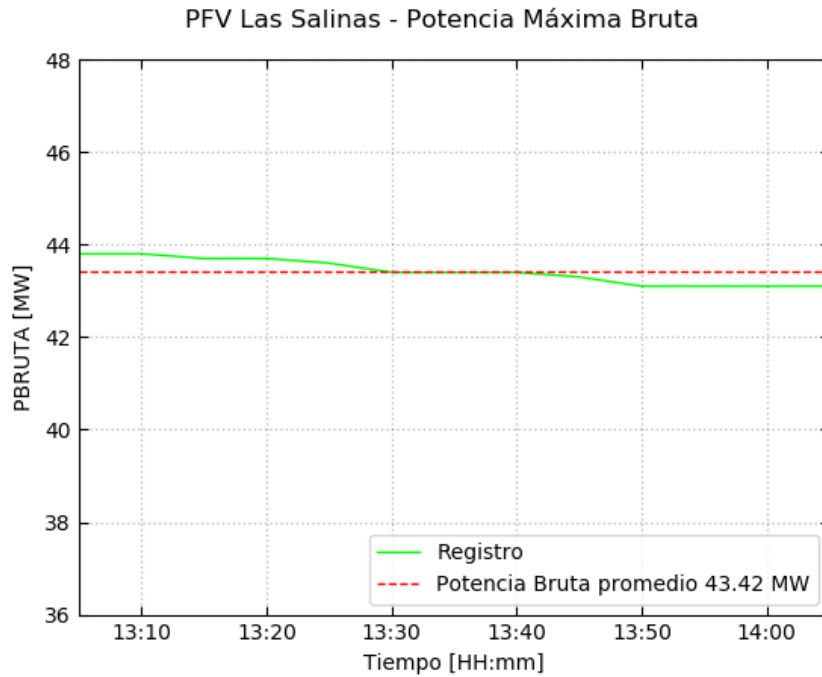


Figura 4-2 – Ensayo de Potencia Máxima – PBRUTA

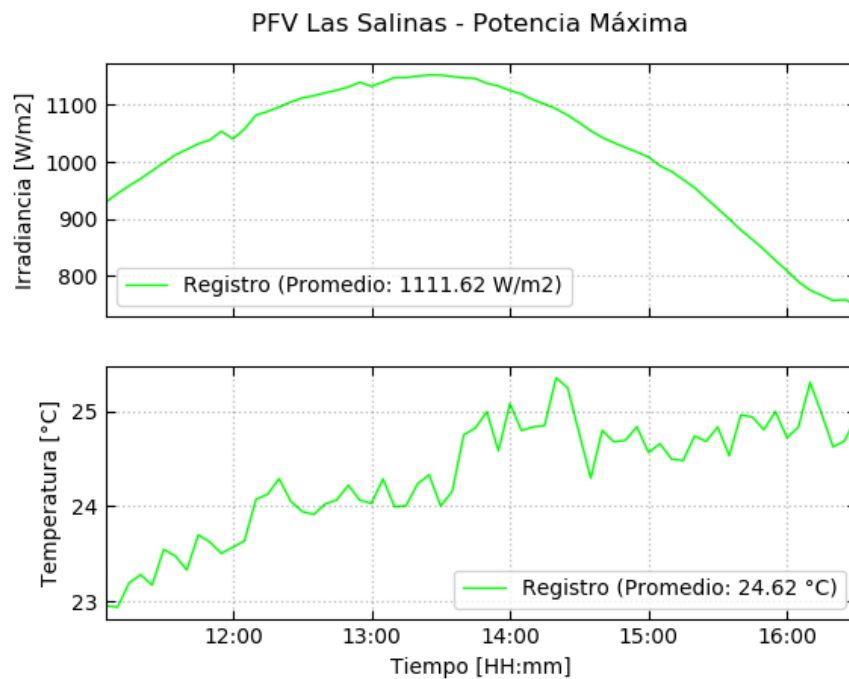


Figura 4-3 – Ensayo de Potencia Máxima – Datos Meteorológicos

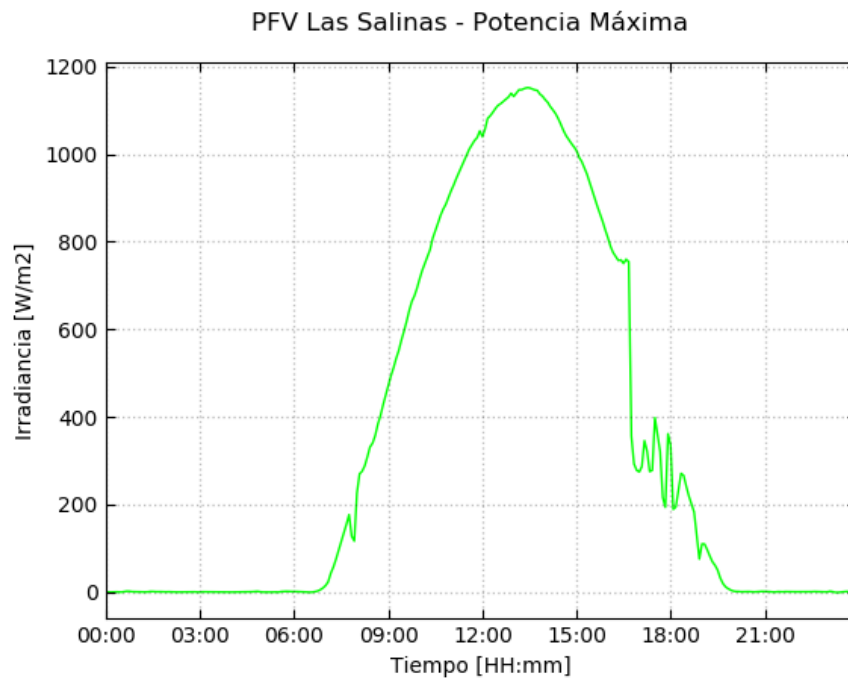


Figura 4-4 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia día 09/11/2023

4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo

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 a Figura 4-4.

4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento “CH-Sierra Gorda 2019_EA_19052020.xlsx” y “SG-49370-1901-4-1_TMY_P50” (adjuntos), en el anexo 6.3 y 6.4 se determinan las condiciones nominales de irradiancia POA y temperatura ambiente:

- Irradiancia de sitio (I_{r_sitio}): 1197 W/m²
- Temperatura ambiente (T_{amb_sitio}): 26.63 °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:



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

$$P_{bruta,med} = 43.42 MW + 224 \times 196 W = 43.4639 MW$$

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 3-7.

El resultado se muestra a continuación.

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

$$P_{bruta,ir} = 43.4639 MW * \frac{1197.0 \frac{W}{m^2}}{1111.62 \frac{W}{m^2}} = 46.8022 MW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ($T_{p,med}$) para las condiciones de ensayo. La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia (Ir_{med}) y temperatura (T_{amb}) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT (“Normal Operation Cell Temperature”).

En base a la información del fabricante se determina el valor de NOCT equivalente, el cual corresponde a 45°C. Así mismo, se ha determinado el coeficiente de temperatura equivalente en $C_{temp} = -0.350 \%/^{\circ}C$.

La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_{p,med} = T_{amb} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{Ir_{med}}{Ir_{NOTC}}$$

$$T_{p,med} = 24.62^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{1111.62 \frac{W}{m^2}}{800.0 \frac{W}{m^2}} = 59.35^{\circ}C$$



Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio.

$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{NOTC}}}$$
$$T_{p_{sitio}} = 26.63 \text{ } ^\circ\text{C} + (45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) * \frac{1197 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 64.03 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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.

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$
$$\Delta T = 59.35 \text{ } ^\circ\text{C} - 64.03 \text{ } ^\circ\text{C} = -4.68 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura calculado de $C_{temp} = -0.350 \text{ } \%/^\circ\text{C}$, se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$
$$P_{bruta,corr} = \frac{46.8022 \text{ MW}}{1 - 0.00350 \frac{\%}{^\circ\text{C}} * -4.68 \text{ } ^\circ\text{C}} = 46.0479 \text{ MW}$$



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 3-9, el consumo interno de cada inversor se estima en 196 W. Adicionalmente, en base a lo presentado en la sección 3.4, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 140.176 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 224 \times 196 \text{ W} + 140.176 \text{ kW} = 184.08 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.1841 \text{ MW}$$



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 4-2) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4-1). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 140.176 kW.

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

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

$$P_{perd,central,med} = 43.42 \text{ MW} - 140.176 \text{ kW} - 42.75 \text{ MW} = 529.824 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central,med,carga} = 529.824 \text{ kW} - 2 \times 72.54 \text{ kW} - 8 \times 5.4 \text{ kW} = 341.544 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 2 \times P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 2 \times 72.54 \text{ kW} + 8 \times 5.4 \text{ kW} = 188.28 \text{ kW}$$

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.



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

$$P_{perd,central,corr,carga} = 341.544 \text{ kW} \times \left(\frac{46.03 \text{ MW}}{43.42 \text{ MW}} \right)^2 = 383.838 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,central,corr} = 383.838 \text{ kW} + 188.28 \text{ kW} = 572.11 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr} = 0.5721 \text{ MW}$$

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.

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

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 1150.5 \text{ kW} \times \left(\frac{46.03 \text{ MW}}{2 \times 176 \text{ MVA}} \right)^2 = 19.67 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

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



$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 19.67 \text{ kW} + 2 \times 72.54 \text{ kW} = 164.75 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 572.11 \text{ kW} - 164.75 \text{ kW} = 407.36 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del Parque Fotovoltaico Las Salinas se obtuvo a partir de la medida en el punto de interconexión y el cálculo del valor medio para el período seleccionado obteniéndose el siguiente resultado.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares en la condición de operación normal y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

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

$$P_{neta,corr} = 46.0479 \text{ MW} - 0.1841 \text{ MW} - 0.5721 \text{ MW} = 45.2917 \text{ MW}$$



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. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	46.0479	0.1841	0.5721	45.2917

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Las Salinas – Resumen de Cálculos

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



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta máxima de 46.0479 MW resultando en una inyección de 45.2917 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]
Las Salinas	46.0479	0.1841	0.5721 ¹	45.2917

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Las Salinas

¹ Desglosados en 164.75 kW de pérdidas en los transformadores principales y 407.36 kW en la red colectora de media tensión. ($P_{red,MT} = P_{perd,central} - P_{tr,princ,TOTAL} = 572.1 \text{ kW} - 164.75 \text{ kW} = 407.36$)



6 ANEXOS

6.1 Paneles solares

LR4-72HBD 425~455M

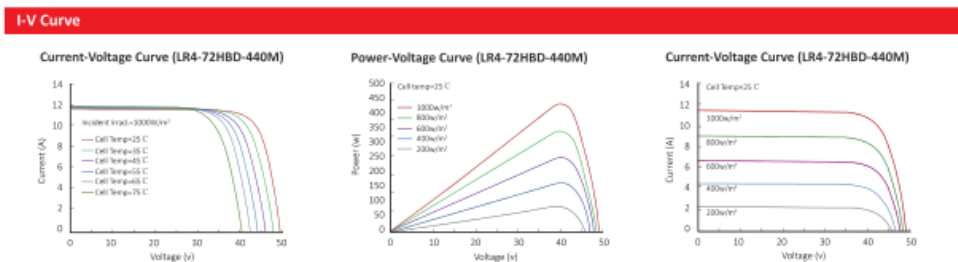
Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	Cell Orientation: 144 (6x24) Junction Box: IP68, three diodes Output Cable: 4mm ² , 300mm in length for the positive(+) and 300mm for the negative(-) Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass Frame: Anodized aluminum alloy frame Weight: 27.5kg Dimension: 2094x1038x35mm Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC	Operational Temperature: -40°C ~ +85°C Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W Voc and Isc Tolerance: ±3% Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL) Maximum Series Fuse Rating: 25A Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C Safety Class: Class II Fire Rating: UL type 3 Bifaciality: Glazing 70±5%



Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%													
	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.6	48.9	45.8	49.1	45.9	49.2	46.0	49.4	46.2	49.6	46.4	49.8	46.6
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.06	11.30	9.13	11.36	9.18	11.45	9.25	11.52	9.30	11.58	9.36	11.65	9.41
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.7	40.6	37.9	40.8	38.0	41.0	38.2	41.2	38.4	41.4	38.6	41.6	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5														
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s														

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)					
Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hallstone Test	25mm Hallstone at the speed of 23m/s



Room B01, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

Figura 6-1 – Hoja de datos del panel solar – Valores nominales



6.2 Inversor

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 6-2 – Hoja de datos de inversor



6.3 Determinación de la Irradiancia en Sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento “CH-Sierra Gorda 2019_EA_19052020.xlsx” se determina a través del promedio de irradiancia presente en el horario comprendido entre las 12:00 y 14:00 horas.

		Average hourly GTI distribution [w/mq]											
		Month											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Hour	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	136	39	0	0	0	0	0	0	31	186	334	279
	6	558	383	394	294	167	97	91	199	491	821	1003	636
	7	990	923	952	876	724	577	570	785	993	1067	1114	1057
	8	1119	1094	1067	963	854	804	826	933	1072	1163	1198	1168
	9	1184	1164	1104	986	850	813	832	953	1091	1194	1230	1221
	10	1205	1162	1107	989	838	789	826	949	1088	1199	1245	1241
	11	1210	1192	1124	986	841	776	811	934	1085	1208	1255	1250
	12	1214	1197	1127	990	863	787	827	933	1094	1207	1253	1251
	13	1198	1174	1102	1001	881	808	850	934	1094	1195	1232	1231
	14	1125	1124	1058	983	873	812	857	934	1075	1159	1191	1170
	15	1055	1047	994	910	778	713	788	888	1006	1079	1106	1076
	16	879	832	700	411	220	178	250	380	502	633	795	890
	17	366	263	135	11	0	0	0	0	15	88	180	302
	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 6-3 - Average hourly GTI distribution [w/mq]

Por lo tanto:

- Irradiancia de sitio (I_{r_sitio}): 1197 W/m²



6.4 Determinación de la Temperatura en Sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento "SG-49370-1901-4-1_TMY_P50" se determina a través del promedio de temperatura presente en el horario comprendido entre las 12:00 y 14:00 horas.

Day	Time	GHI	DIF	SE	SA	TEMP	WS	WD
300	11:30	1171	130	78.78	167.50	26.5	5.3	254
300	12:30	1114	125	70.39	119.27	27.4	7.0	255
300	13:30	979	115	57.49	102.38	27.0	8.1	254
300	14:30	778	101	43.83	93.92	25.5	8.3	251
300	15:30	534	83	30.03	87.83	23.6	7.8	251
300	16:30	271	57	16.31	82.43	21.0	6.8	251
300	17:30	48	18	3.05	76.95	17.6	5.4	252
300	18:30	0	0	-10.56	70.77	14.2	3.6	253
300	19:30	0	0	-23.19	62.92	12.2	2.5	255

Figura 6-4 - TYPICAL METEOROLOGICAL YEAR

Por lo tanto:

- Temperatura ambiente (T_{amb_sitio}): 26.63 °C



6.5 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
<p>Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.</p>			
Instrumento	Número de serie:	Última Calibración	
Adquisidor MEDIUN 8CH	EE-EQ-2015-0794	10/05/2023	
<p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Próxima calibración
OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024

Fecha de evaluación: 10/5/2023
Certificado número: EE-CI-2023-0608

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



ESTUDIOS ELECTRICOS

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	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	Próxima 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-2023-0604

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.