ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa	ENEL GREEN POWER
País	Chile
Proyecto	Parque Fotovoltaico Las Salinas
Descripción	Informe de Mínimo Técnico

Green Power

CÓDIGO DE PROYECTO	EE-2021-186
CÓDIGO DE INFORME	EE-EN-2024-0358
REVISIÓN	E

13 jun. 24

Este documento **EE-EN-2024-0358-RE** 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 45 páginas y ha sido guardado por última vez el 13/06/2024 por Iñaki Cubillos; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	***Fecha***	***Comentarios***	***Realizó***	***Revisó***	***Aprobó***
A	23.04.2024	Para presentar	FM	CiC	AC
B	03.05.2024	Se corrige la distribución de la red de MT	MC	CiC	AC
C	08.05.2024	Se actualizan referencias	MC	CiC	AC
D	12.06.2024	Correcciones según observaciones CEN	CiC	AC	PR
E	13.06.2024	Correcciones según observaciones del cliente.	IC	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autentificadas 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 7
3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE 8
3.1 Diagrama unilineal 8
3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos 19
3.3 Datos de los inversores 21
3.4 Datos de los transformadores de bloque 23
3.5 Datos de los transformadores de SSAA 24
3.6 Datos de los transformadores de poder 25
3.7 Datos de consumos de SSAA de planta 26
4 DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO 27
4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un CT en servicio 28
4.1.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta 30
4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares 33
4.1.3 Potencia de Pérdidas de la Central 33
4.1.4 Potencia Neta 34
4.1.5 Potencia Bruta 35
4.1.6 Resultados 35
4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo 36
4.2.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta 37
4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares 40
4.2.3 Potencia de Pérdidas de la Central 40
4.2.4 Potencia Neta 41
4.2.5 Potencia Bruta 42
4.2.6 Resultados 42
5 CONCLUSIONES 43
6 ANEXOS 44
6.1 Certificado de calibración del medidor de energía 44

1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Las Salinas de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta considerando sus Etapas I, II y III con una potencia final de 205 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 vincula al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

La central en si misma se conforma por 962 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 35 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 está conformada por cables subterráneos y dividida en 13 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.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el 27 de marzo de 2024. **Estos ensayos son para la validación de las etapas 2 y 3 de las 3 que totalizan el proyecto.**

La etapa 1 contempla 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación. Por su lado, las etapas 2 y 3 incorporan 157 MW adicionales, totalizando 205 MW correspondientes a 962 inversores distribuidos en 35 centros de transformación. Los ensayos se realizan considerando las 3 etapas del parque en operación.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Fernando Montecinos	27 de marzo 2024

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:

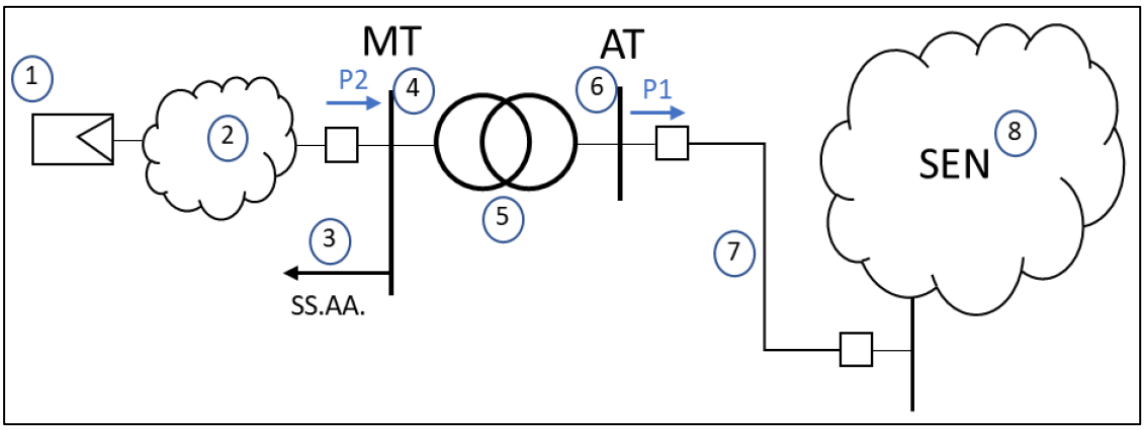


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

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)**.

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 Las Salinas, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entregada por un único inversor.

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 Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta considerando sus Etapas I, II y III con una potencia final de 205 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 vincula al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

La central en si misma se conforma por 962 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 35 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 está conformada por cables subterráneos y dividida en 13 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 trece (13) alimentadores en 33 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Los alimentadores correspondientes a la Etapa 1 están compuesto por tres (3) circuitos, con un total de 8 centros de transformación mientras que los alimentadores correspondientes a la Etapa 2 y 3 están compuestos por diez (10) circuitos, con un total de 27 centros de transformación.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general de la Subestación Las Salinas 220 kV, se enmarcan en los recuadros azules los transformadores principales del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

En las Figura 3.2 a Figura 3.9 se muestra el detalle de las barras principales de 33 kV y se enmarcan en recuadros verdes los paños de llegada de los circuitos colectores del parque en su configuración definitiva.

En la Tabla 3.1 se presenta el detalle de los circuitos de la red colectora.

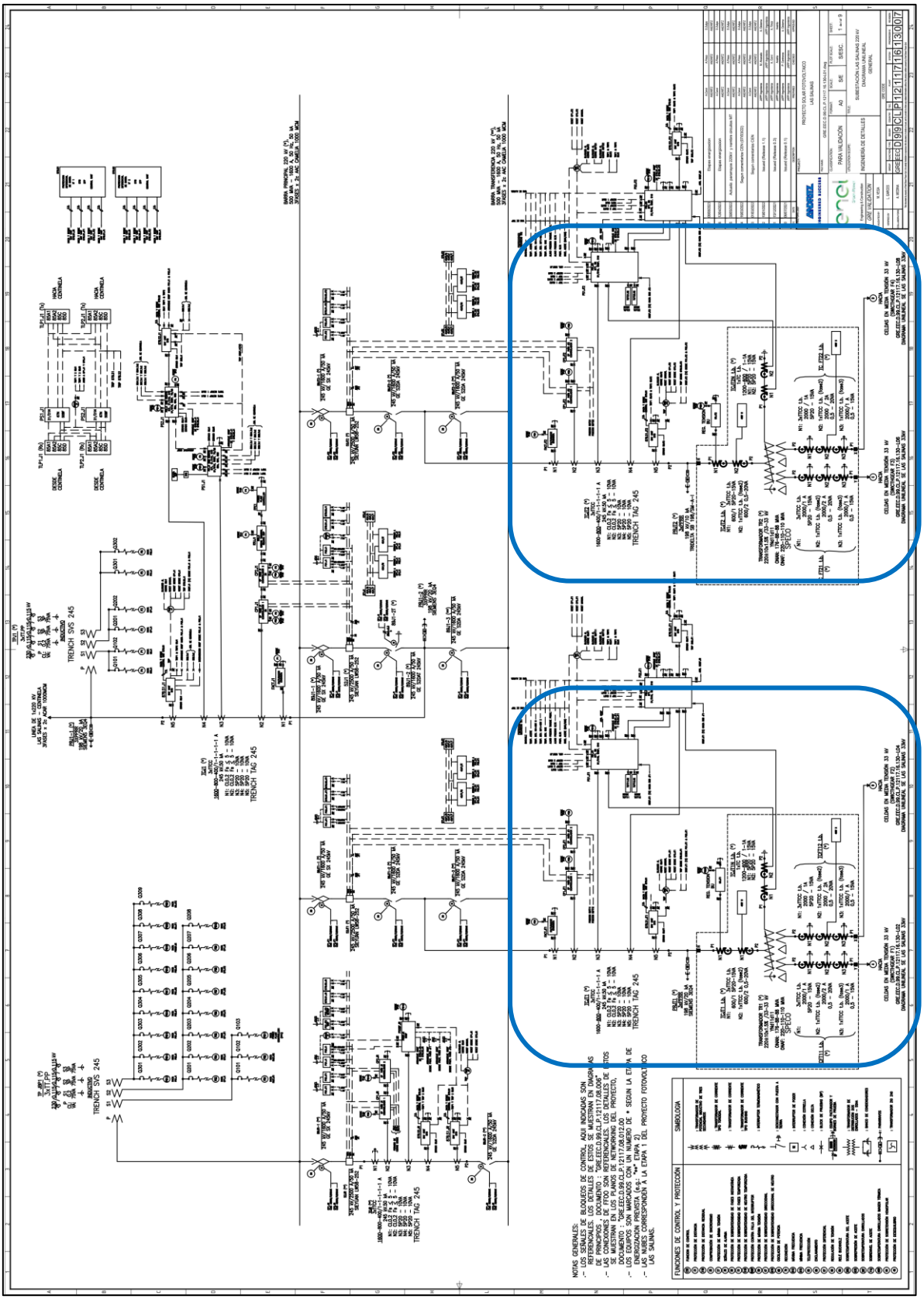


Figura 3.1 – Diagrama unilineal PFV Las Salinas

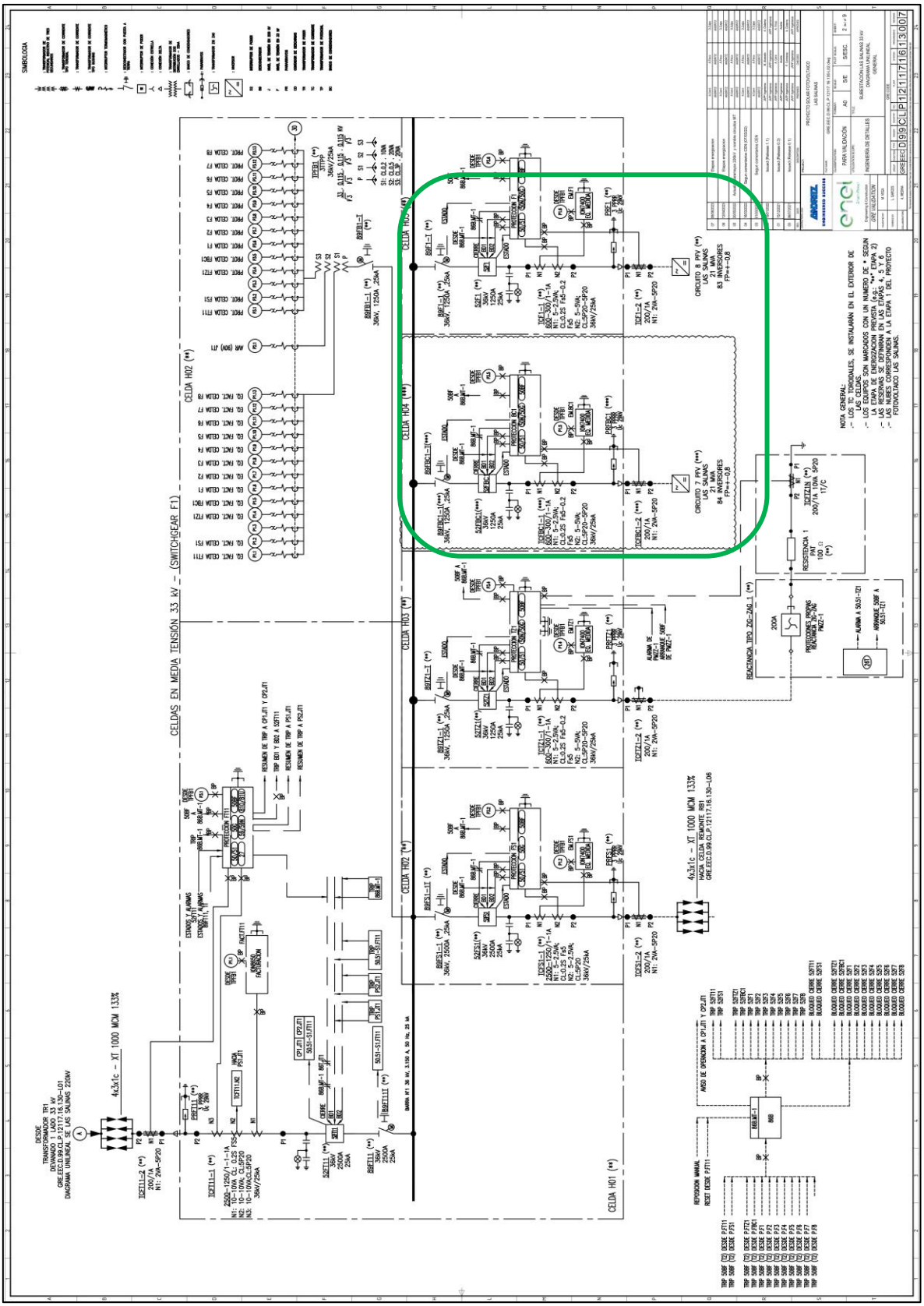


Figura 3.2 – Diagrama unilineal Switchgear F1 (1 de 2)

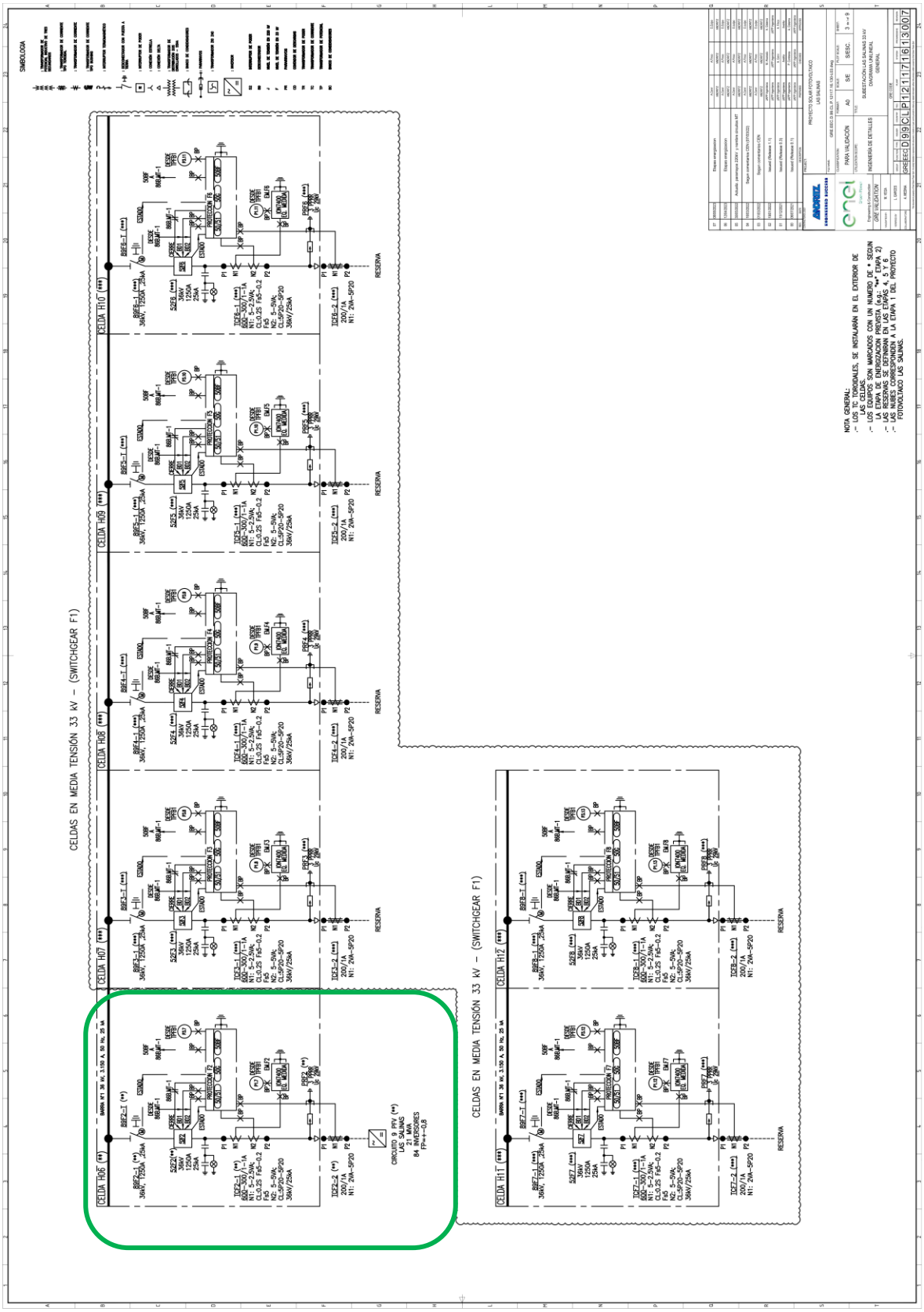


Figura 3.3 – Diagrama unilineal Switchgear F1 (2 de 2)

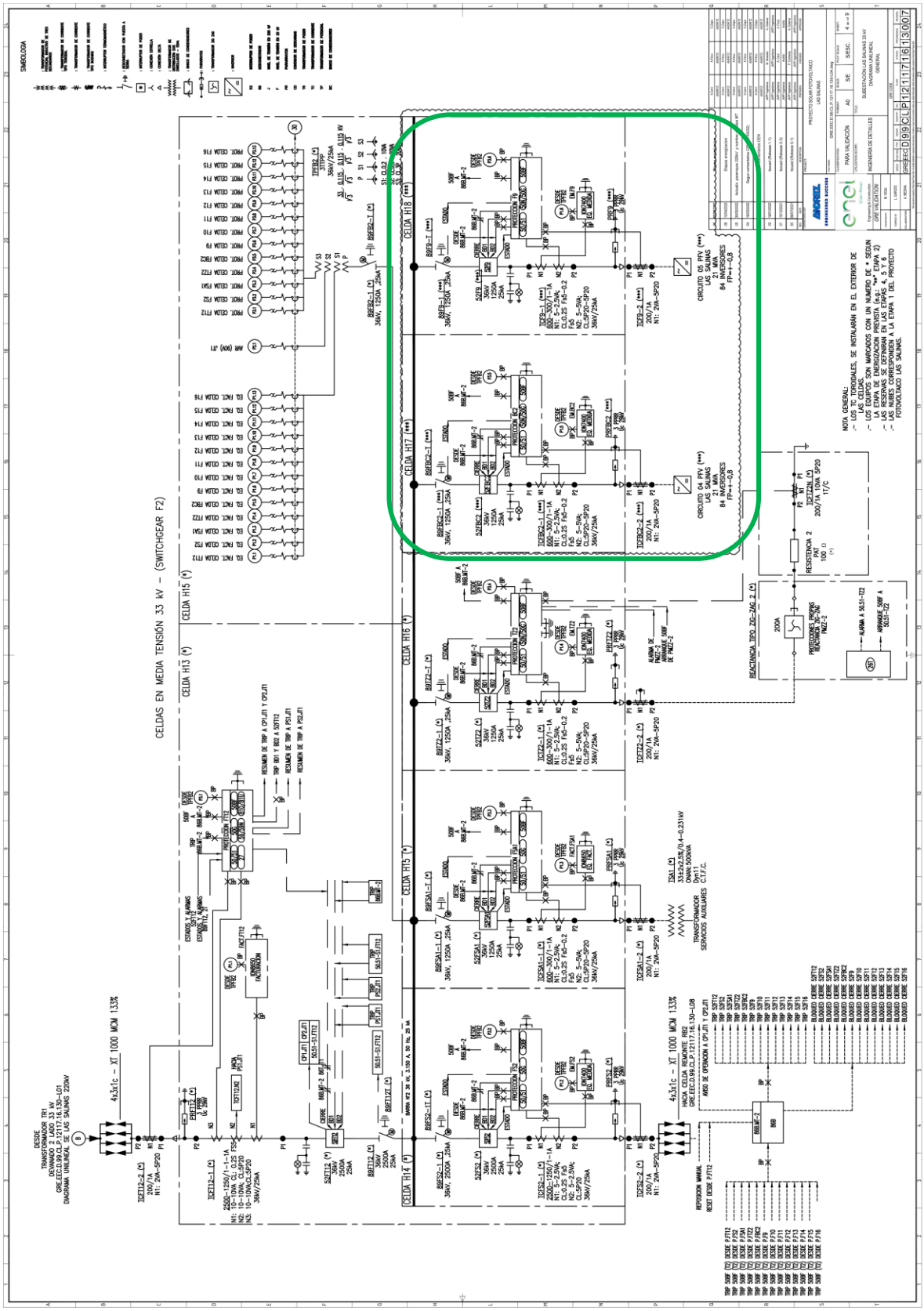


Figura 3.4 – Diagrama unilineal Switchgear F2 (1 de 2)

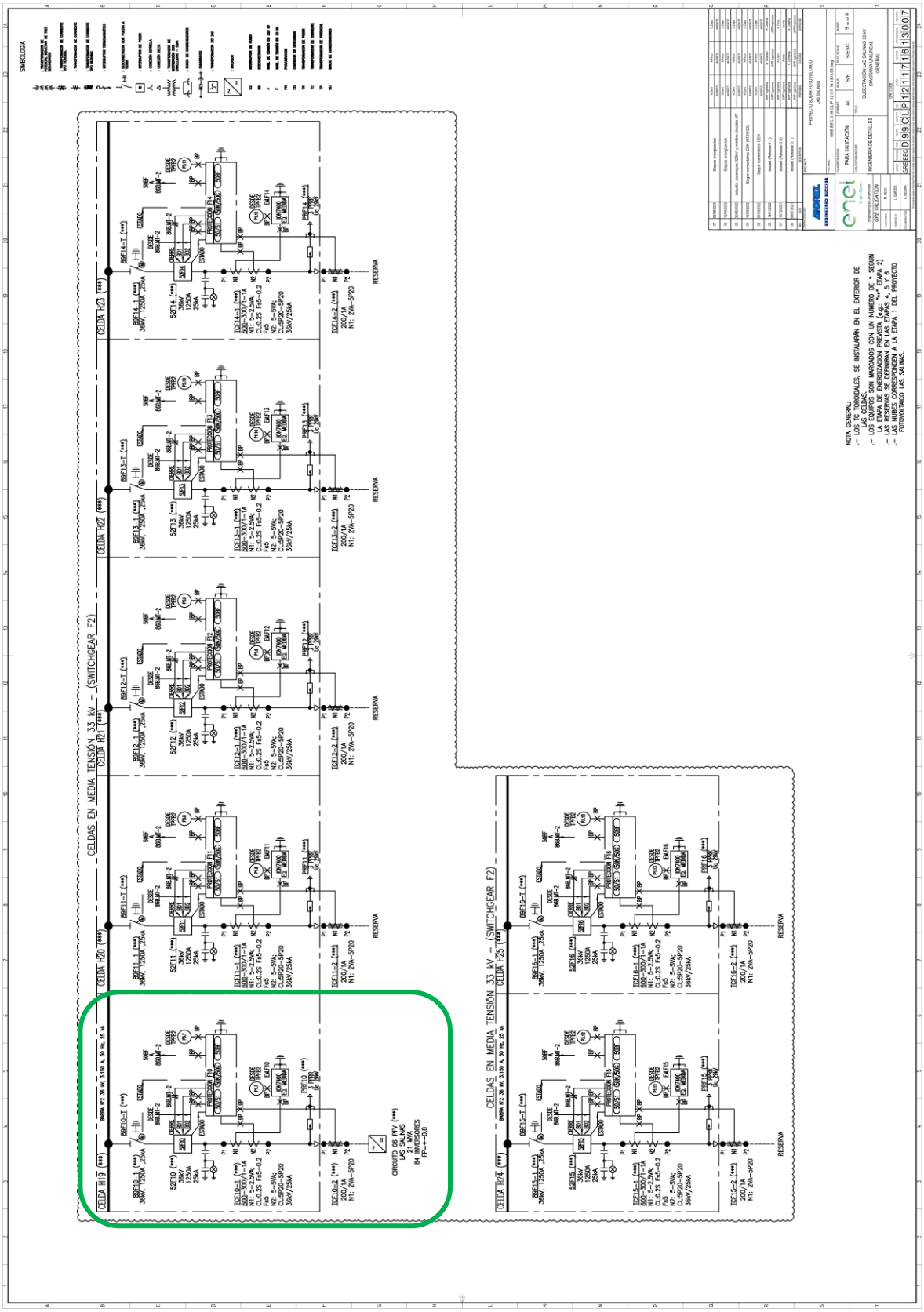


Figura 3.5 – Diagrama unilineal Switchgear F2 (2 de 2)

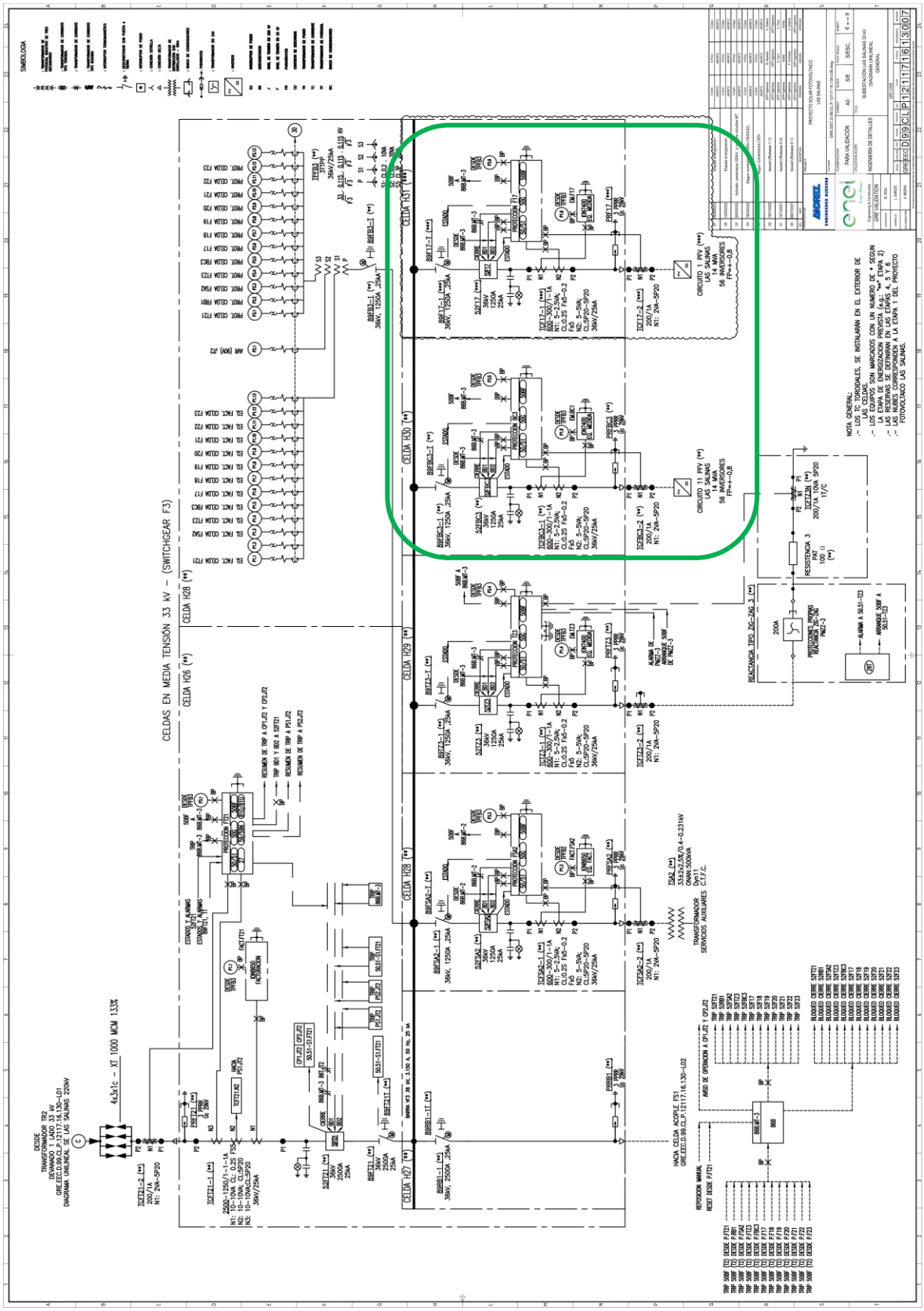


Figura 3.6 – Diagrama unilineal Switchgear F3 (1 de 2)

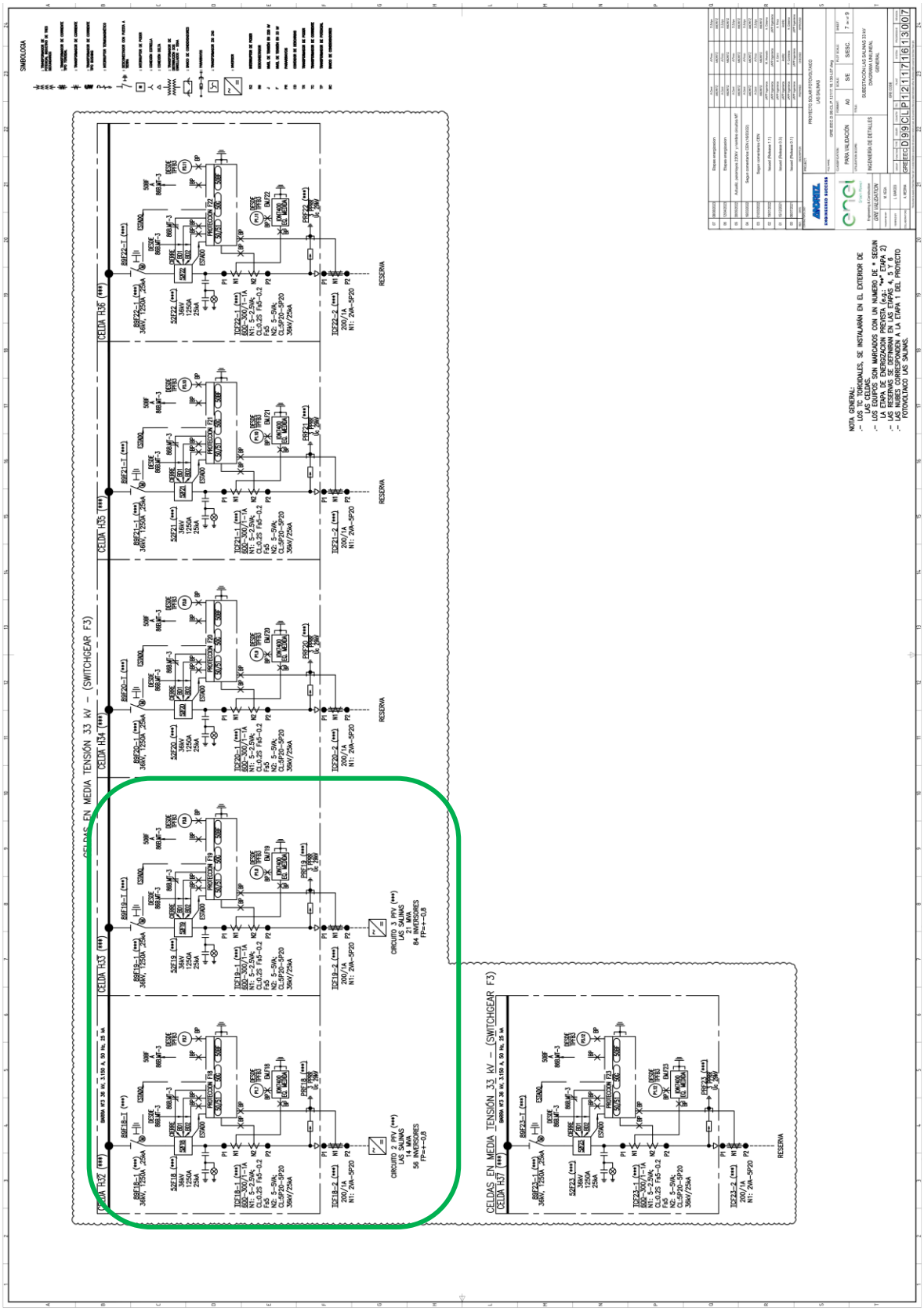


Figura 3.7 – Diagrama unilineal Switchgear F3 (2 de 2)

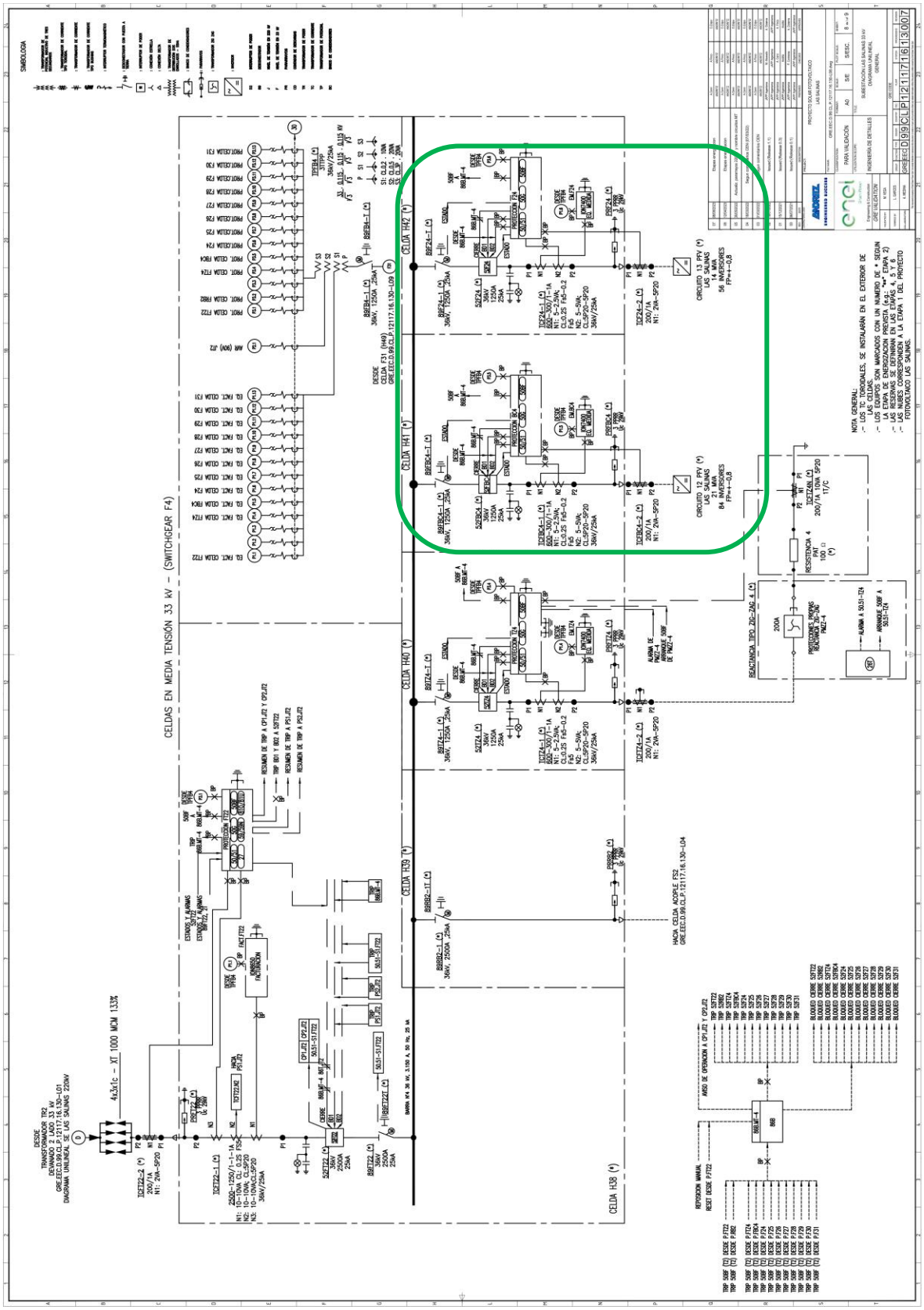


Figura 3.8 – Diagrama unilineal Switchgear F4 (1 de 2)

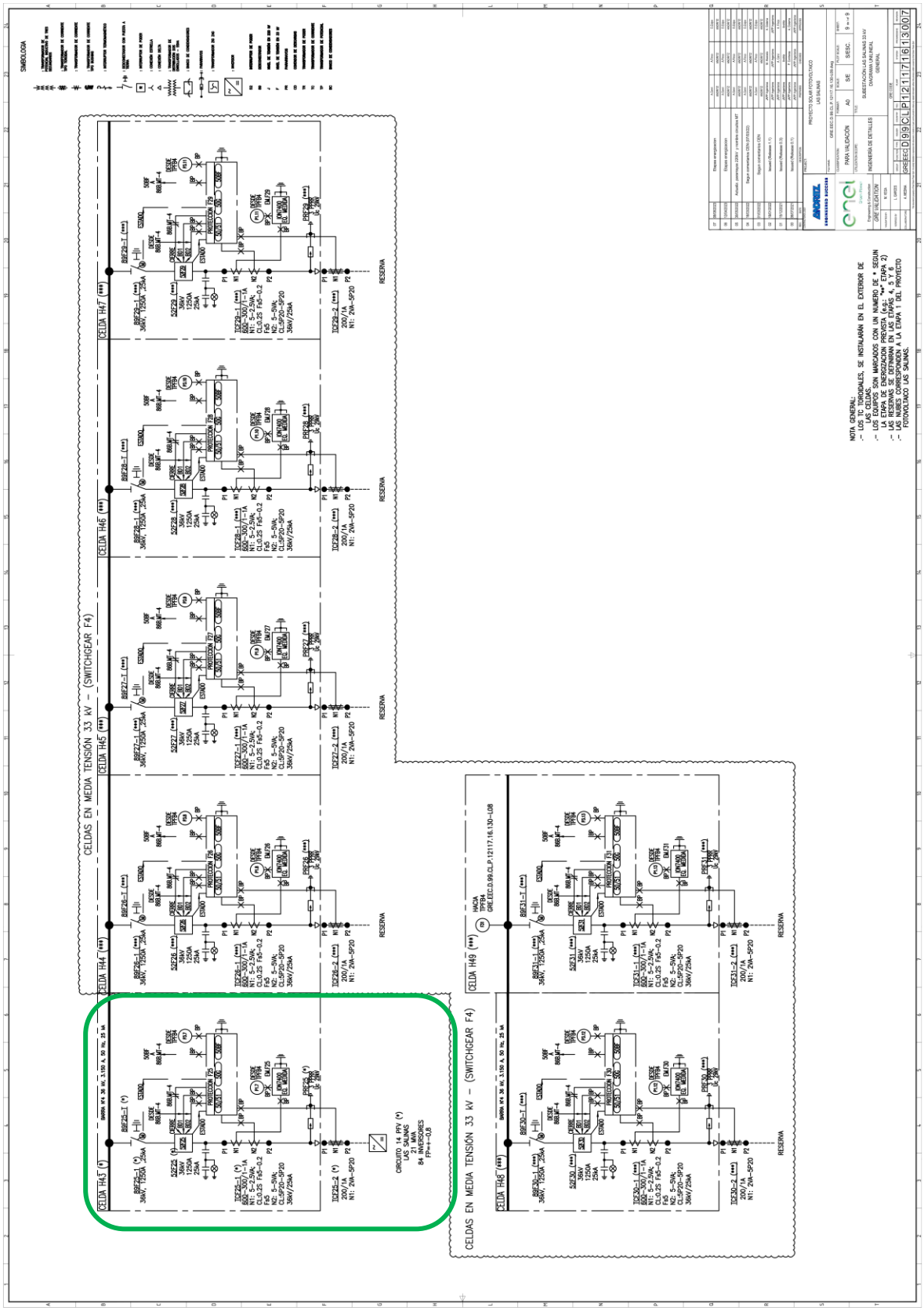


Figura 3.9 – Diagrama unilineal Switchgear F4 (2 de 2)

CIRCUITO	TRAMO CABLE	SECCIÓN	TIPO CABLE	LONGITUD TRAMO
C01	SGS.C01.CT 27-CT 28.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	212 m
	SGS.C01.CT 28-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	5858 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C02	SGS.C02.CT 32-CT 33.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	161 m
	SGS.C02.CT 33-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	5406 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C03	SGS.C03.CT 31-CT 36.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	499 m
	SGS.C03.CT 36-CT 37.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	449 m
	SGS.C03.CT 37-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4952 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C04	SGS.C04.CT 30-CT 40.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	850 m
	SGS.C04.CT 40-CT 43.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	423 m
	SGS.C04.CT 43-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4529 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C05	SGS.C05.CT 29-CT 35.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	502 m
	SGS.C05.CT 35-CT 44.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	1176 m
	SGS.C05.CT 44-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4319 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C06	SGS.C06.CT 34-CT 39.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	497 m
	SGS.C06.CT 39-CT 42.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	456 m
	SGS.C06.CT 42-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4803 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C07	SGS.C07.CT 38-CT 41.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	571 m
	SGS.C07.CT 41-CT 45.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	408 m
	SGS.C07.CT 45-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4884 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO
C08	SGS.C08.CT 46-CT 47.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	271 m
	SGS.C08.CT 47-CT 48.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	260 m
	SGS.C08.CT 48-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	4756 m
CIRCUITO	ORIGEN	SECCIÓN	DESTINO	LONGITUD TRAMO

C09	SGS.C09.CT 50-CT 51.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	264 m
	SGS.C09.CT 51-CT 52MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	310 m
	SGS.C09.CT 52-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	5359 m
CIRCUITO	**ORIGEN**	**SECCIÓN**	**DESTINO**	**LONGITUD TRAMO**
C11	SGS.C011.CT 17-CT 21.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	564 m
	SGS.C011.CT 21-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	3643 m
CIRCUITO	**ORIGEN**	**SECCIÓN**	**DESTINO**	**LONGITUD TRAMO**
C12	SGS.C012.CT 18-CT 22.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	484 m
	SGS.C012.CT 22-CT 25.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	391 m
	SGS.C012.CT 25-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	3050 m
CIRCUITO	**ORIGEN**	**SECCIÓN**	**DESTINO**	**LONGITUD TRAMO**
C13	SGS.C013.CT 19-CT 23.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	413 m
	SGS.C013.CT 23-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	3228 m
CIRCUITO	**ORIGEN**	**SECCIÓN**	**DESTINO**	**LONGITUD TRAMO**
C14	SGS.C014.CT 20-CT 24.MV	150 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al	403 m
	SGS.C014.CT 24-CT 26.MV	400 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al	353 m
	SGS.C014.CT 26-SE.MV	630 mm2	RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al	2692 m

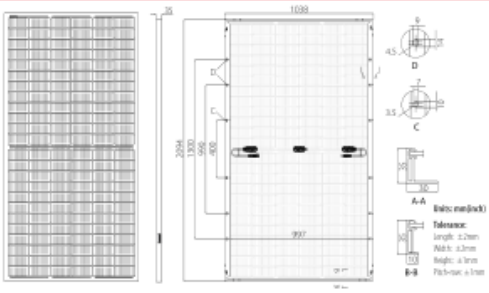
Tabla 3.1 – Detalle de red colectora

3.2 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 3.10.

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
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: 2094×1038×35mm
Packaging: 30pcs per pallet
150pcs per 20'GP
660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃ ~+85℃
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℃
Safety Class: Class II
Fire Rating: UL type 3
Bifaciality: Glazing 70±5%

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℃, Spectra at AM1.5
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, 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)

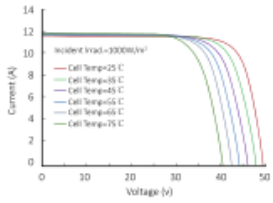
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/℃

Mechanical Loading

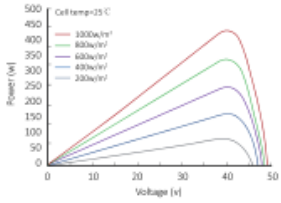
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

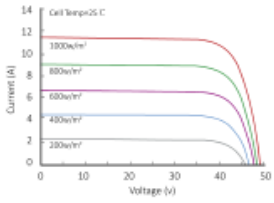
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



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



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



LONGi

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 3.10 – Hoja de Datos – Panel Solar

3.3 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 3.11.

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 ℃ / 225 kVA @40 ℃ / 200 KVA @ 50 ℃
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 ℃
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 mm², optional 10mm²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm²)
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 3.11 – Hoja de Datos – Inversor

Se aprecia en la Figura 3.12 , 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 3.12 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.13.

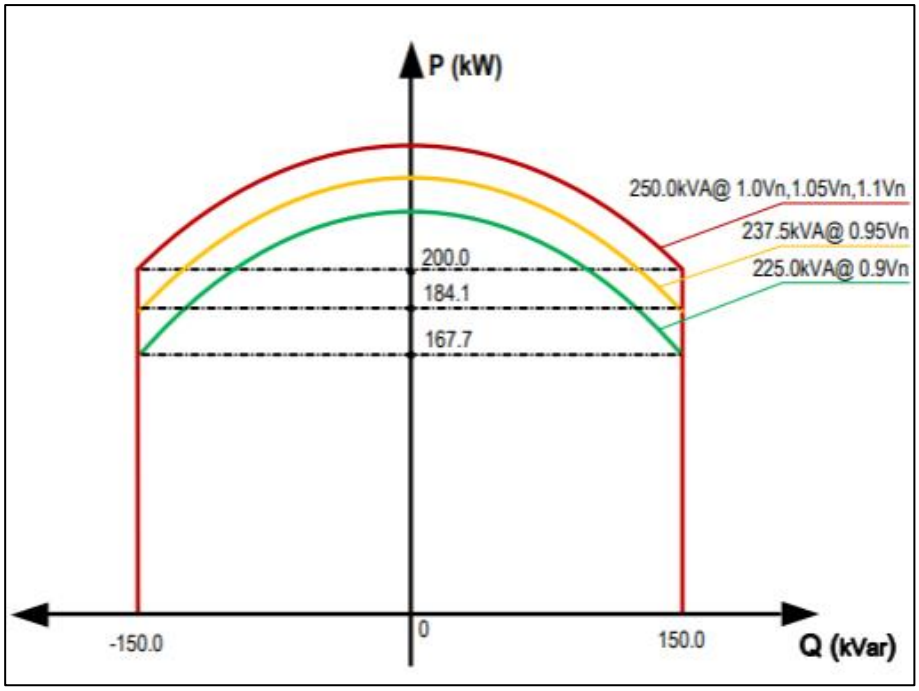


Figura 3.13 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode

3.4 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 conjuntos de inversores. Su relación de transformación es de 0.8-08/33 kV y de 7.24 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia nominal	6.3/7.24 MVA @25°C	
Refrigeración	ONAN	
Tensión nominal lado HV	33 kV	
Tensión nominal lado LV	0.8 kV	0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11	Dy11
Impedancia	8.044%	
Pérdidas en carga	174.0385 kW	
Pérdidas en vacío	5.4 kW	

Tabla 3.2 - Datos de los transformadores de bloque

3.5 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con dos transformadores para consumos auxiliares de potencia nominal 500 kVA según método de enfriamiento ONAN. 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 3.3 - Datos del transformador de SSAA

3.6 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. Estos transformadores cuentan con dos devanados de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia nominal	88/110 MVA	88/110 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220 kV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11	YNd11
Impedancia	12.94%	12.98%
Pérdidas en vacío	72.54 kW	
Pérdidas en carga	233.5545 kW	233.5205 kW

Tabla 3.4 - Datos del transformador de poder 1

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia nominal	88/110 MVA	88/110 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220 kV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11	YNd11
Impedancia	12.88%	12.94%
Pérdidas en vacío	71.71 kW	
Pérdidas en carga	233.954 kW	248.2 kW

Tabla 3.5 - Datos del transformador de poder 2

3.7 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 3.6 - Dimensionamiento de los SSAA AC

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

Tabla 3.7 - Dimensionamiento de los SSAA DC

Se aprecia a través de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7 un consumo total de 134.586 kW correspondiente a las cargas esenciales y permanentes. A este valor se le suman los 11.18 kW correspondientes al valor de perdidas en carga ambos transformadores de servicios auxiliares, totalizando 145.766 kW.

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 [MW]	Pérdidas en la central [MW]	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 MW 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 (MW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

(4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la SE Las Salinas 220 kV.

4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un CT en servicio

El día 17 de marzo de 2024 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo medio Centro de Transformación en servicio. Para lograr esta condición, se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del CT25_02 (14 inversores operativos). En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

Notas de las maniobras: *el PPC no puede realizar la disminución controlada de potencia apagando unidades de forma automática. Para lograr esta condición se debe dar una orden de detención mediante comandos manuales a todos los centros de transformación de la planta a excepción de uno, en este caso el CT25. Una vez alcanzada la condición de operación de un único centro de transformación en servicio, se procede a disminuir la consigna de potencia del PPC hasta conseguir un valor de potencia neta cercano a 0.0 MW.*

Se aclara que estos comandos manuales se realizan mediante un SCADA complementario que no se encuentra disponible para el personal de operación del centro de control ni del parque y es accesible únicamente por técnicos especializados para realizar investigaciones detalladas o cambios de configuración. Otra opción de lograr la condición de operación solicitada sería apagar manualmente a pie de equipo la totalidad de centros de transformación, hasta alcanzar la operación con un único equipo.

Cabe mencionar que esta no es una condición operativa normal y el ensayo junto a los resultados, son presentados a modo referencial.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el CT25_02 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 962 inversores del parque operativos (35 CTs), luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción de los inversores pertenecientes al CT25_02. A continuación, se procede a consignarle, a través del PPC, un valor de potencia activa de 0 MW sobre el POI, ubicado en el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

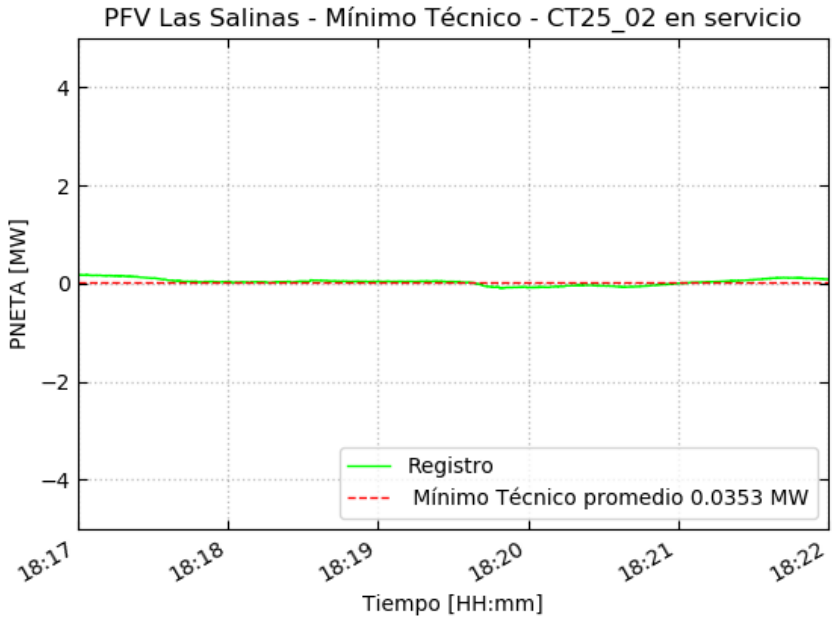


Figura 4.1 – Ensayo Mínimo Técnico CT15_02 en servicio – PNETA

4.1.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en el transformador principal de la central, las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo y la potencia asociadas a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

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

- P_{SSAA}: Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en el transformador principal
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,tr_{ppal}}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Las Salinas desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.2. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

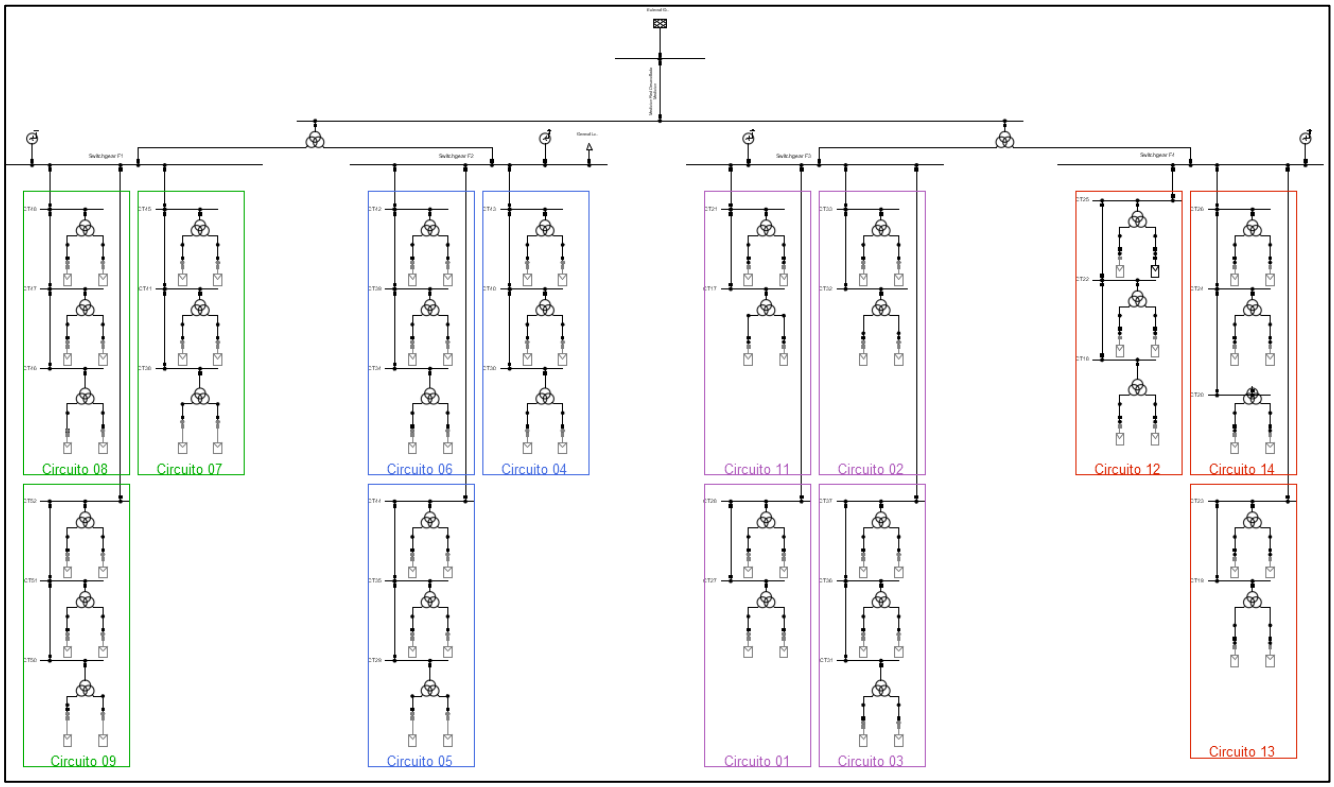


Figura 4.2 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado un consumo de servicios auxiliares de 145.766 kW (incluyendo pérdidas en carga), por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por el inversor CT25_02, y para esto se procede a despacharlo de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión, es decir, los 0.0353 MW.

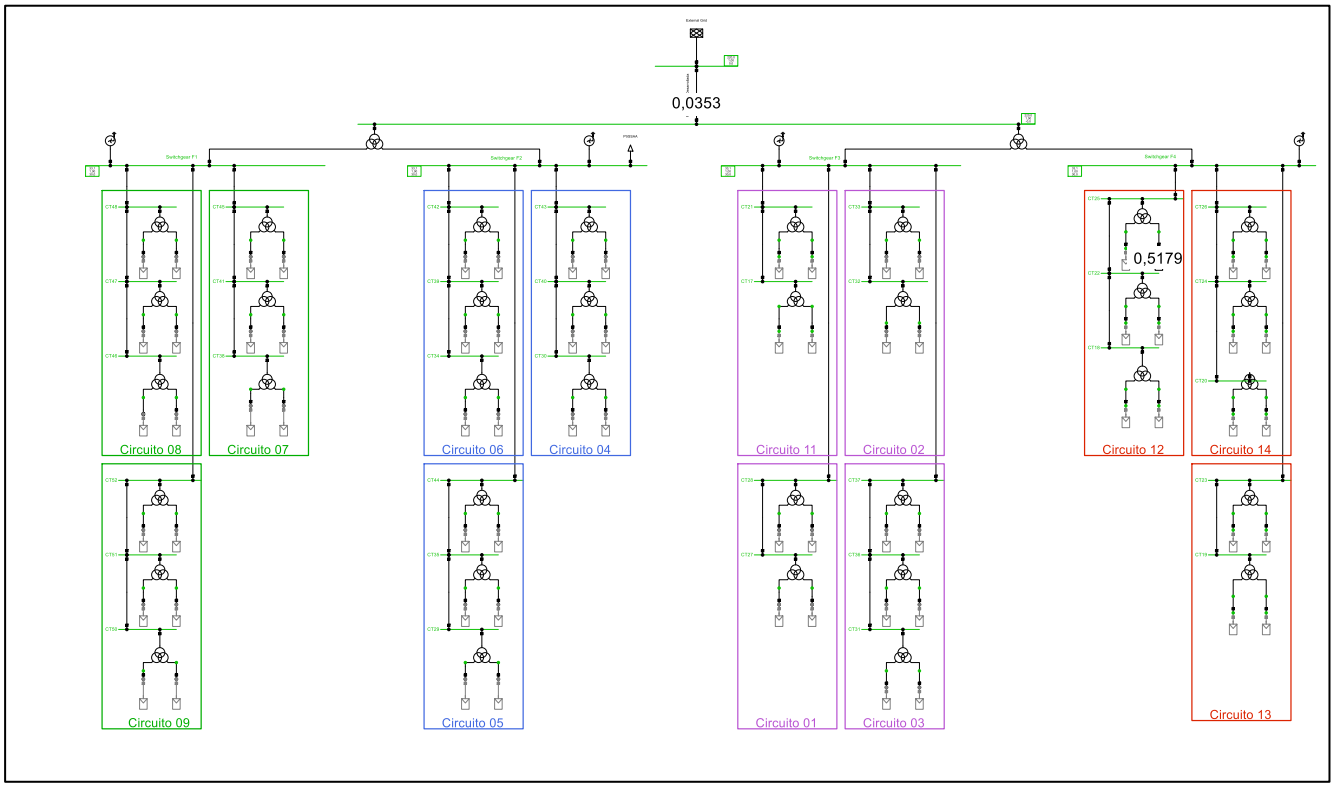


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, considerando el resto de los inversores fuera de servicio y manteniendo los transformadores de bloque y red colectora energizados, se obtiene que la potencia de despacho para el inversor CT25_02 es:

$$P_{INV} = 0.5179\ MW$$

4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en kW y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.12, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 0.196. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 145.766 kW.

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

$$P_{SSAA} = N° \, INV_{en\ servicio} \; x \; Consumos_{en\ servicio} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 1 \; x \; 0.196 \; kW + 145.766 \; kW = 145.962 \; kW$$

4.1.3 Potencia de Pérdidas de la Central

La Potencia de 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.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia en el inversor CT25_02 y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta}, ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 145.766 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 0.5179 \; MW - 145.766 \; kW - 0.0353 \; MW = 0.3368 \; MW$$

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 3.4 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 particular de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{Vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 2\ x\ 0.0\ kW + (72.54\ kW\ +\ 71.71\ kW) = 144.25\ kW$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 336.834\ kW - 144.25\ kW = 192.584\ kW$$

4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en el lado 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Las Salinas. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0.0353 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0353\ MW$$

4.1.5 Potencia Bruta

Finalmente, se calcula la potencia bruta en base a la formula:

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Es decir:

$$L_{Totales} = 145.962\ kW + 144.25\ kW + 192.584\ kW = 482.796\ kW$$

$$P_{bruta} = 35.3\ kW + 482.796\ kW = 0.5181\ MW$$

4.1.6 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	0.5181	0.1460	0.3368[1]	0.0353

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor CT25_02 – Parque Fotovoltaico Las Salinas

[1] Desglosado en 144.25 kW de pérdidas en el transformador principal y 192.584 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 27 de marzo de 2024 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 962 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 4.4 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 el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Las Salinas, la cual posee un valor promedio de 6.0187 MW.

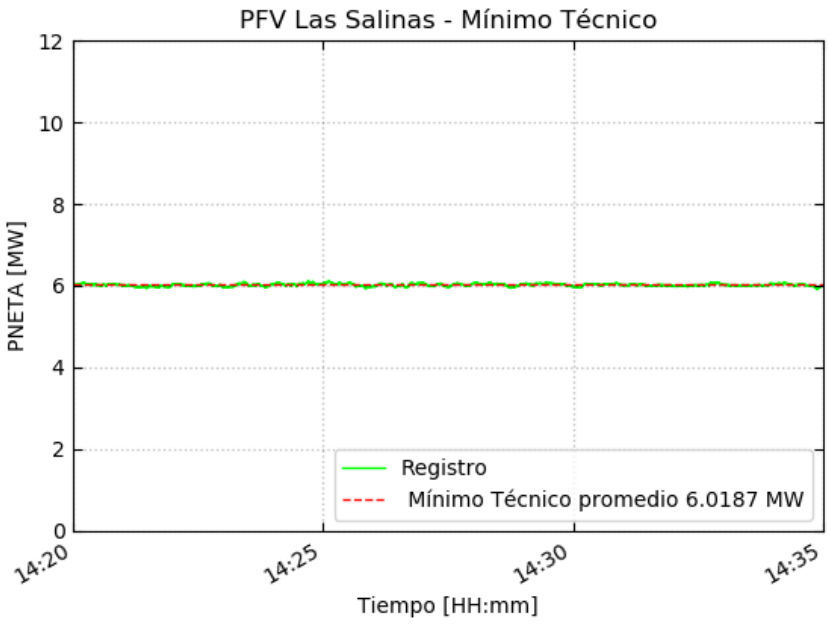


Figura 4.4 – Ensayo de Mínimo Técnico – PNETA

4.2.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en el transformador principal de la central, las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo y la potencia asociadas a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

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

- P_{SSAA}: Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en el transformador principal
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,tr_{ppal}}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Las Salinas desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.2. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

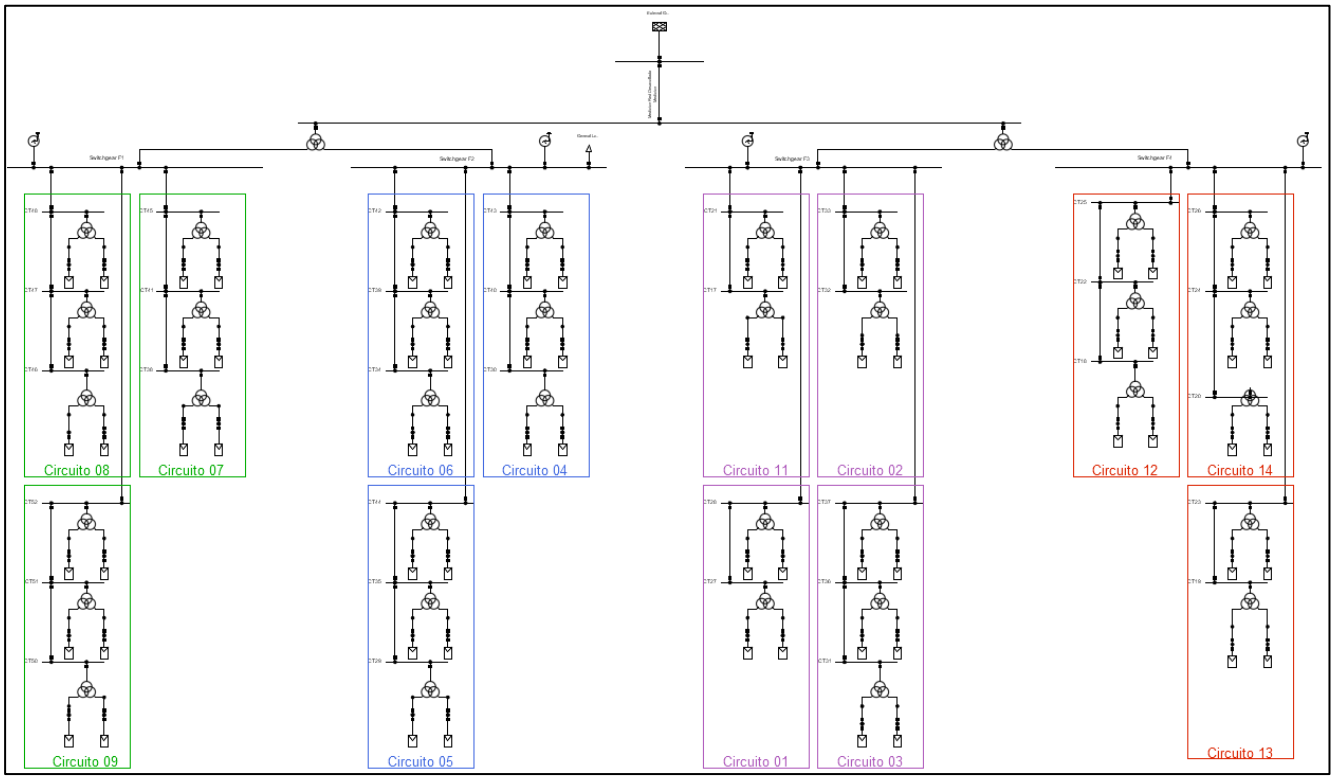


Figura 4.5 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha registrado un consumo de servicios auxiliares de 145.766 kW (incluyendo pérdidas en carga), por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por todos los centros de transformación, y para esto se procede a despacharlos de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión, es decir, los 6.0187 MW.

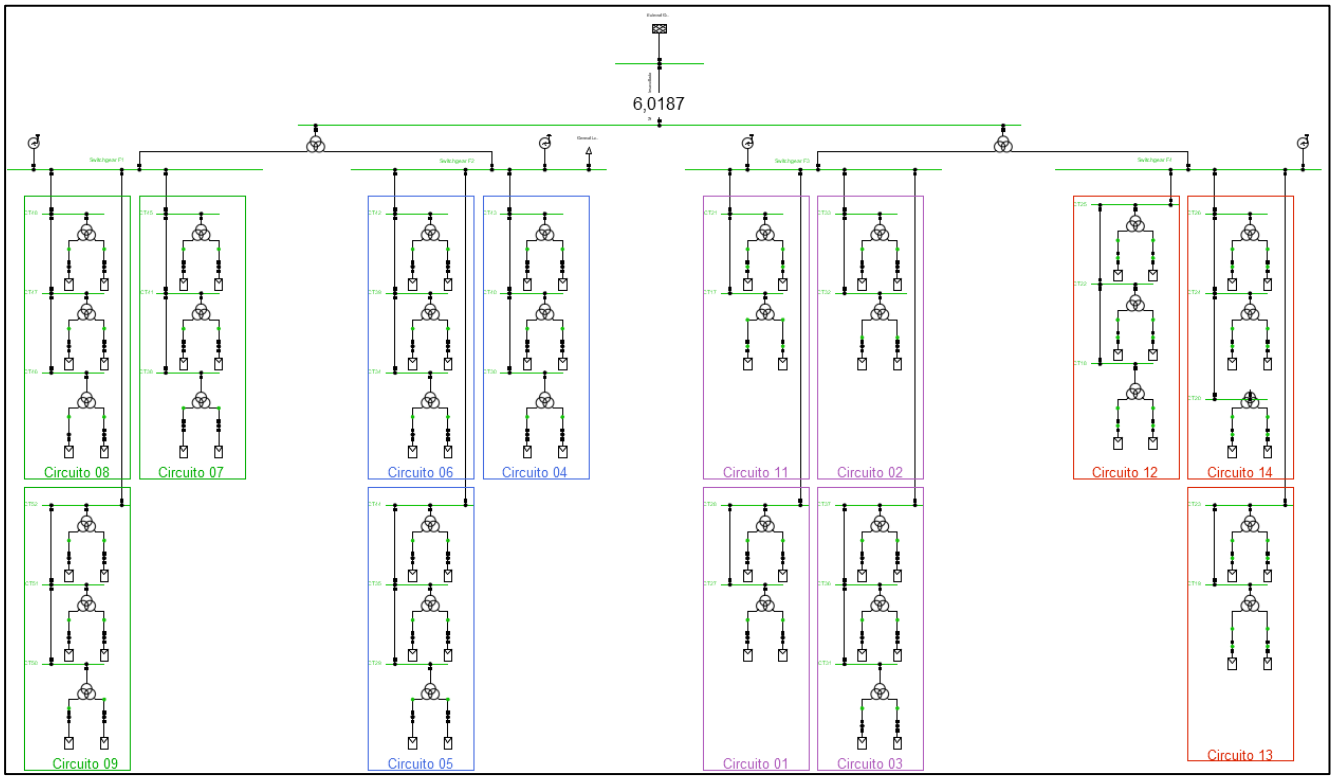


Figura 4.6 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho sumada de todos los inversores es:

$$P_{INV} = 6.5056\ MW$$

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en kW y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.12, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 0.196. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 145.766 kW.

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

$$P_{SSAA} = N° \, INV_{en\ servicio} \; x \; Consumos_{en\ servicio} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 962 \; x \; 0.196 \; kW + 145.766 \; kW = 0.3343 \; MW$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas de la Central

La Potencia de 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.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia generada por todos los inversores y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta}, ver Figura 4.4).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 145.766 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 6.5056 \; MW - 145.766 \; kW - 6.0187 \; MW = 0.3411 \; MW$$

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 3.4 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 particular de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{Vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 2\ x\ 0.0\ kW + (72.54\ kW\ +\ 71.71\ kW) = 144.25\ kW$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 341.134\ kW - 144.25\ kW = 196.884\ kW$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en el lado 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Las Salinas. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 6.0187 MW, considerando la operación de todos los inversores.

$$P_{neta} = 6.0187\ MW$$

4.2.5 Potencia Bruta

Finalmente, se calcula la potencia bruta en base a la formula:

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Es decir:

$$L_{Totales} = 334.318\ kW + 144.25\ kW + 196.884\ kW = 675.452\ kW$$

$$P_{bruta} = 6018.7\ kW + 675.452\ kW = 6.6942\ MW$$

4.2.6 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	6.6942	0.3343	0.3411[2]	6.0187

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Las Salinas

[2] Desglosado en 144.25 kW de pérdidas en el transformador principal y 196.884 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta de 6.6942 MW resultando en una inyección de 6.0187 MW en el POI.

Las Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW] (3)	SS.AA. [MW] (4)	Pérdidas en la central [MW] (5)	Potencia Neta [MW] (6)
Las Salinas	6.6942	0.3343	0.3411	6.0187

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Las Salinas

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW] (3)	SS.AA. [MW] (4)	Pérdidas en la central [MW] (5)	Potencia Neta [MW] (6)
Las Salinas	0.5181	0.1460	0.3368	0.0353

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – CT individual

En la Tabla 5.3 se muestra el desglose de pérdidas para las pruebas.

Prueba	Pérdidas en la central [MW]	Pérdidas Tr. Principal [MW]	Pérdidas red colectora [MW]
Planta completa	0.3411	0.1443	0.1969
CT individual	0.3368	0.1443	0.1926

Tabla 5.3 – Desglose de pérdidas

[3] Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de la unidad de generación con sus consumos propios

[4] Valor corresponde a la suma de los SS/AA (comunes a la central) y los consumos propios de todos los centros de transformación en operación.

[5] Valor corresponde a la suma de las pérdidas en los transformadores elevadores de tres devanados 33 kV/33 kV/220 kV de la central (MW) y a las pérdidas en el sistema colector de media tensión (MW) en la condición de mínima inyección estable.

[6] Potencia inyectada en el lado de alta tensión de los transformadores elevadores de tres devanados (33 kV/33 kV/220 kV).

6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

ESTUDIOS ELECTRICOS

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
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.