ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa: Solek Services Chile SpA

País: Chile

Proyecto: PMG Castilla

Descripción: Informe de Mínimo Técnico

Código de Proyecto: EE-2022-101

Código de Informe: EE-EN-2022-1163

Revisión: D

Versión: 1

SOLEK

30 de septiembre de 2022

Este documento EE-EN-2022-1163-RD fue preparado para Solek Services Chile SpA 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 34 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/11/2022 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	30/Sep/2022	Para presentar.	FM	AC	PR
B	4/Oct/2022	Correcciones en base a observaciones de SOLEK	CiC	AC	PR
C	5/Oct/2022	Correcciones de edición. **Nota:** La ***Revisión C*** corresponde a la ***Versión 0*** según codificación de Solek Services Chile SpA.	CiC	AC	PR
D	22/Nov/2022	Se elimina pie de página para su publicación. **Nota:** La ***Revisión D*** corresponde a la ***Versión 1*** según codificación de Solek Services Chile SpA.	CiC	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 4
1.2 Medidores utilizados 4
1.3 Definiciones y Nomenclatura 5
2 ASPECTOS NORMATIVOS 7
3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE 8
3.1 Unilineales y planos 8
3.2 Datos de los paneles solares 11
3.3 Datos de los inversores 13
3.4 Datos del transformador de poder 15
3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta 16
4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO 17
4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio 18
4.1.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta 19
4.1.2 Pérdidas en el transformador principal 22
4.1.3 Pérdidas en línea de transmisión de media tensión 23
4.1.4 Potencia de Servicios Auxiliares 23
4.1.5 Determinación de la Potencia Bruta 24
4.1.6 Resultados 24
4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo 25
4.2.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta 26
4.2.2 Pérdidas en el transformador principal 29
4.2.3 Pérdidas en línea de transmisión de media tensión 30
4.2.4 Potencia de Servicios Auxiliares 30
4.2.5 Determinación de la Potencia Bruta 31
4.2.6 Resultados 31
5 CONCLUSIONES 32
6 ANEXOS 33
6.1 Certificado de calibración del medidor de energía 33

1 INTRODUCCIÓN

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

El PMG Castilla se ubica en la región de Atacama, emplazado en la comuna de Copiapó, y tiene una potencia instalada de 2.20/2.75 MVA (@50°C/30°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 800 V / 23 kV (± 2 × 2,5%) y de capacidad 2750 kVA y una línea de interconexión de 1.1 km que acomete en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	***Fecha de ensayo***
Ing. Fernando Montecinos	9 de septiembre de 2022

1.2 Medidores utilizados

Denominación	***Marca***	***Modelo***	***Precisión***
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±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 5 minutos y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 5 minutos.

1.3 Definiciones y Nomenclatura

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

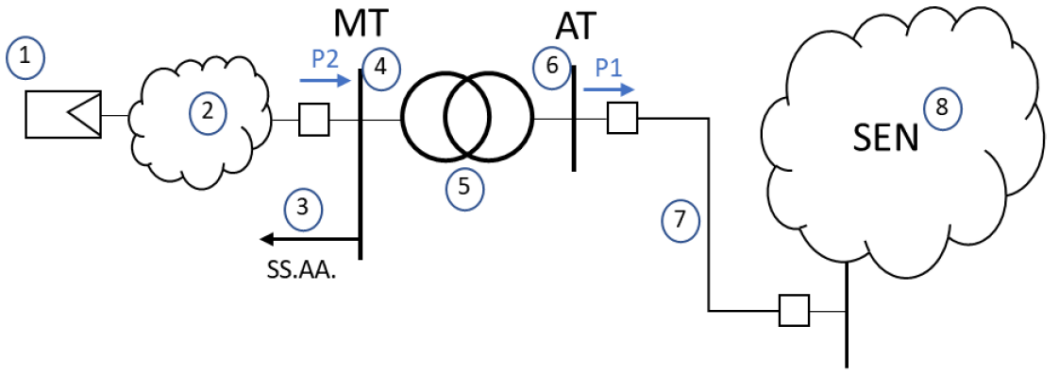


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

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]. Este valor corresponde a la **Potencia Neta (Pneta)** del parque.
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pbruta:** Suma de los aportes distribuidos de potencia activa inyectada por los inversores a nivel de baja tensión (BT) del parque [MW] (ver número "1" en Figura 1.1).
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [kW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **Pssaa:** Potencia de Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número "2" en Figura 1.1).

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 PMG Castilla, 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 entrega por un **único inversor** que permite tener un valor de potencia activa neta lo más cercano posible a 0 MW.

3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El PMG Castilla cuenta con 11 inversores SUNGROW modelo SG250HX de 200/250 kVA (@50°C/30°C) de potencia aparente nominal y 800 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 2.20/2.75 MVA (@50°C/30°C) de potencia instalada en AC y no posee un sistema de control de planta conjunta (PPC). El parque se conecta a la barra principal de 23 kV por medio de un transformador de poder de relación 800 V / 23 kV (± 2 × 2.5%) y de capacidad 2750 kVA (ONAN) y luego, una línea de interconexión de 1.1 km que acomete en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV permite la vinculación al Sistema Eléctrico Nacional.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB que completan una potencia de 2993.76 kWp en DC.

3.1 Unilineales y planos

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unilineal de la S/E Castilla y se enmarca en azul el paño E2, en el cual se conecta la línea de transmisión de 1.1 km proveniente del lado de 23 kV del transformador del parque que concentra la producción de los 11 inversores del parque.

En tanto, en la Figura 3.2 se muestra la vista general del parque y en el recuadro azul se enmarcan los 11 inversores del parque.

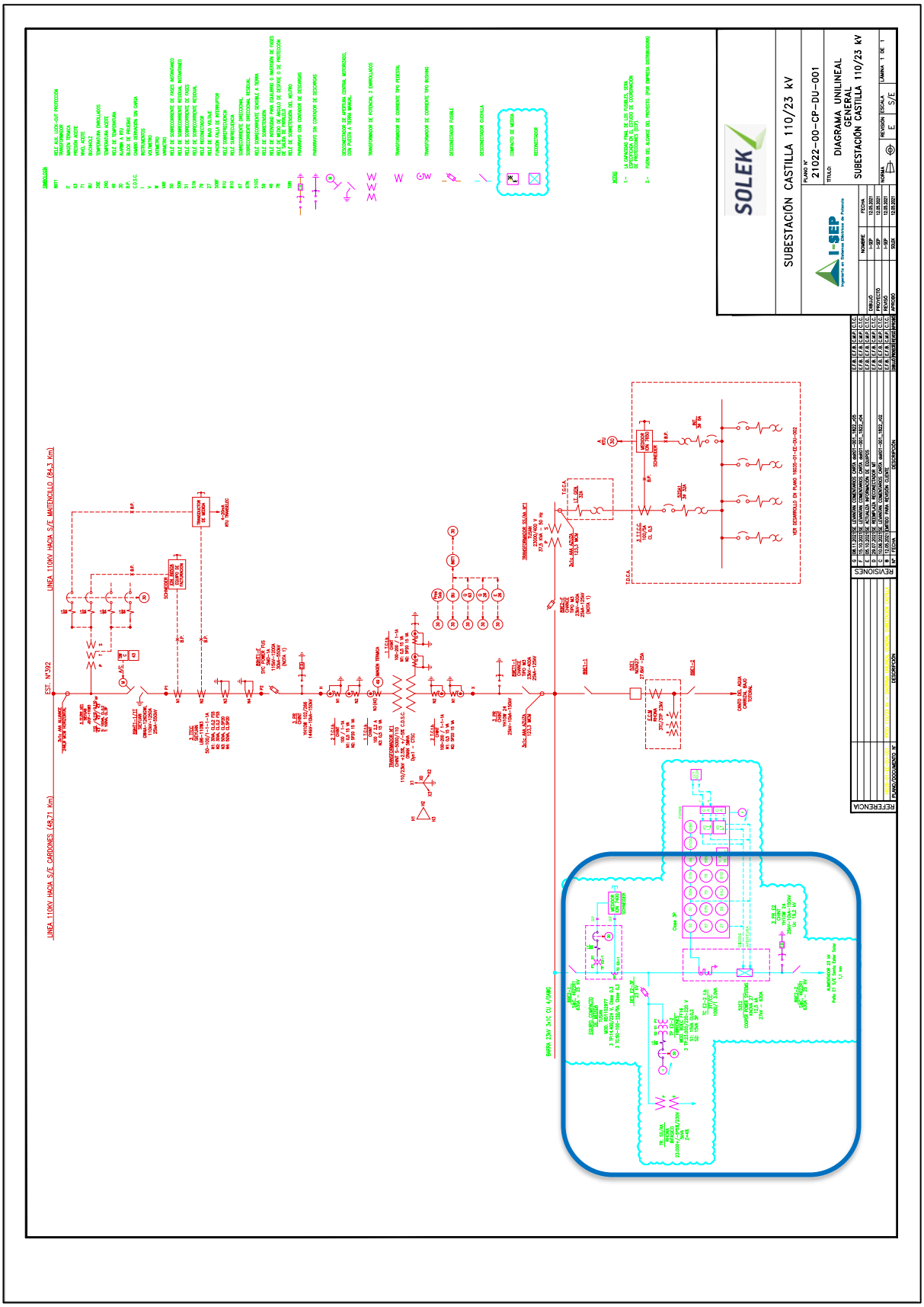


Figura 3.1 – S/E Castilla – Punto de interconexión – PMG Castilla

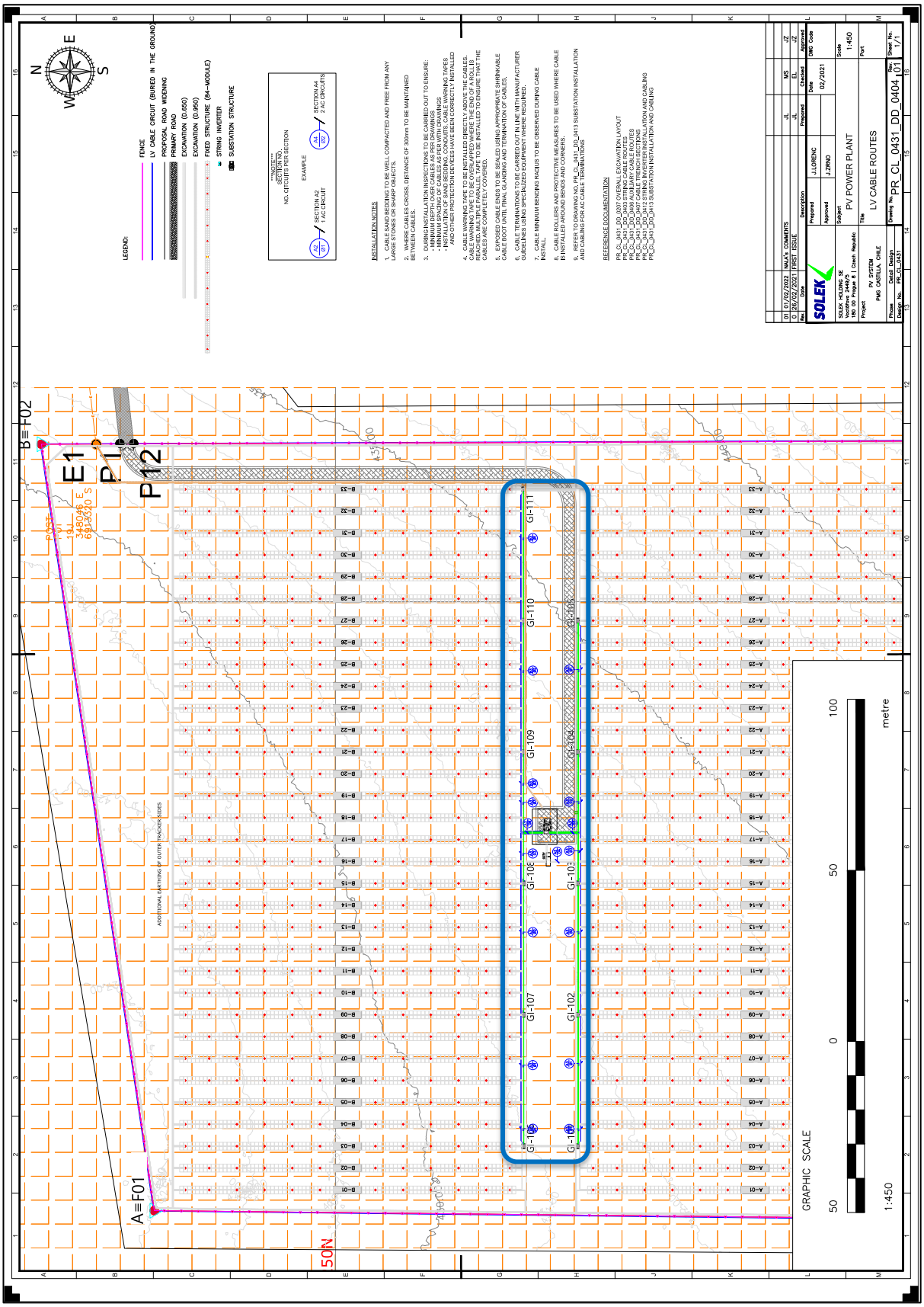
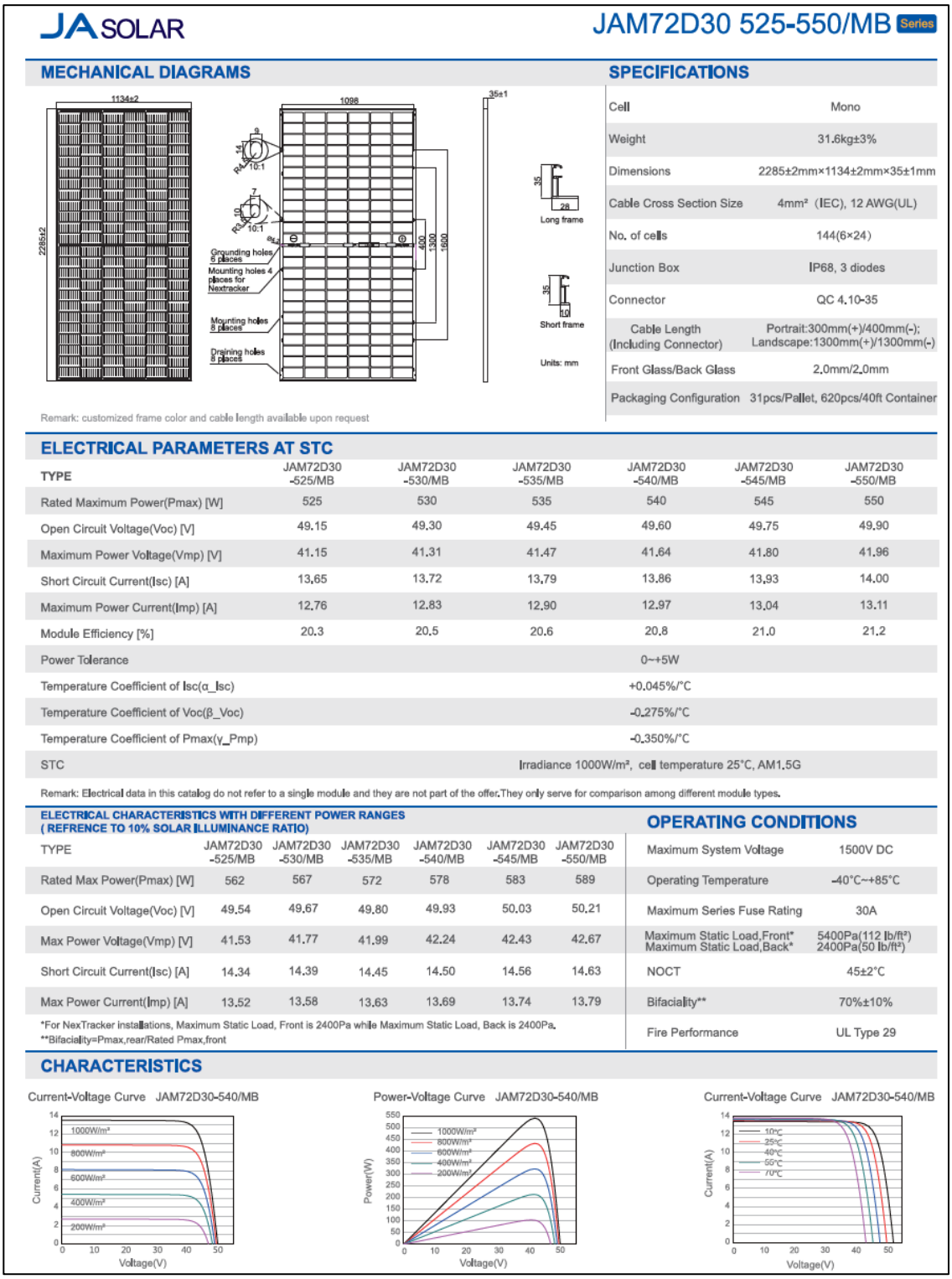


Figura 3.2 – Plano general de PMG Castilla

3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del PMG Castilla son de marca marca JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.



JA SOLAR

JAM72D30 525-550/MB Series

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.6kg±3%
Dimensions	2285±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.6	20.8	21.0	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT POWER RANGES (REFRENCE TO 10% SOLAR ILLUMINANCE RATIO)

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.53	41.77	41.99	42.24	42.43	42.67
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.34	14.39	14.45	14.50	14.56	14.63
Max Power Current(Imp) [A]	13.52	13.58	13.63	13.69	13.74	13.79

*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.
**Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	70%±10%
Fire Performance	UL Type 29

CHARACTERISTICS

Figura 3.3 – Datos de paneles JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB

El parque cuenta con un total 5544 paneles distribuidos en 66 estructuras seguidoras con 84 módulos de 540 Wp cada uno. Considerando lo anterior, el PMG Castilla cuenta con una capacidad instalada de 2993.76 kWp en corriente continua.

3.3 Datos de los inversores

El PMG Castilla cuenta con 11 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX de 250 kVA de potencia aparente nominal y 800 V de tensión de operación nominal. Sus principales características se presentan en la Figura 3.4.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
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	98.7 %
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
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
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	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm²)
AC connection type	OT 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, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013,UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 3.4 – Datos de inversor SUNGROW modelo SG250HX

La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.5.

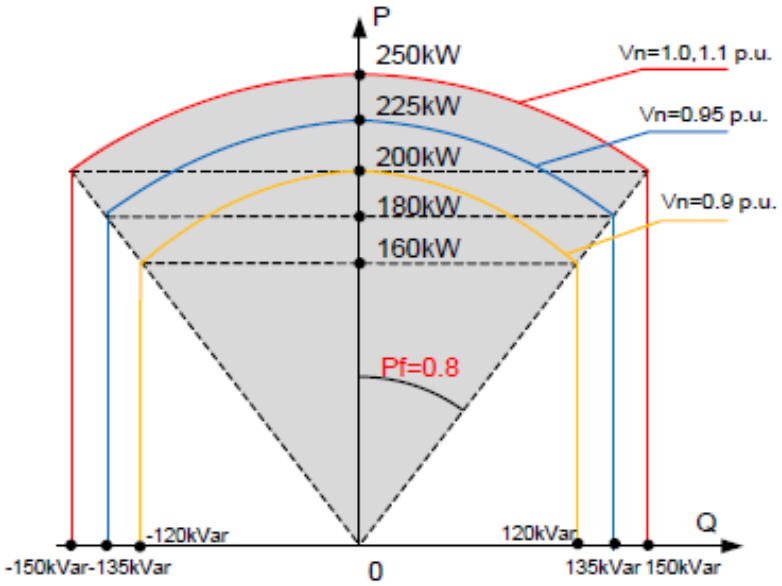


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor

3.4 Datos del transformador de poder

El PMG Castilla cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 2.75 MVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 800 V y un arrollamiento de alta tensión de 23 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.1.

Parámetro	***Valor***
Potencia Nominal	2750 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23.0 kV
Tensión nominal lado LV	0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.1 %
Pérdidas en carga	22.52 kW
Pérdidas en vacío	1.89 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos del transformador principal

3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta

Para la determinación de los consumos de SSAA del PMG Castilla se realiza considerando el flujo de potencia neta con la totalidad de los inversores apagados. En la Figura 3.6 se muestra que el consumo total del parque es de 2.93 kW, en tanto, se muestra en la Tabla 3.1 que el consumo del transformador en vacío es de 1.89 kW.

Entonces, los consumos de SSAA del parque se pueden estimar en **1.04 kW** al calcular la diferencia entre los valores presentados.

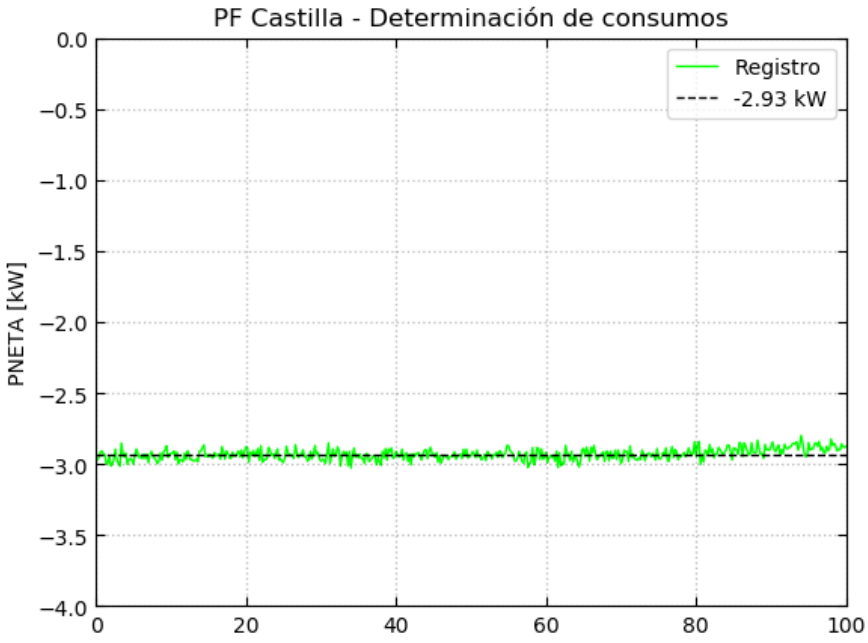


Figura 3.6 – Potencia neta con inversores apagados

4 DETERMINACIÓN DEL 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** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

(1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque PMG Castilla.

(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 23 kV en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 9 de septiembre de 2022 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio. Para lograr esta condición se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor 106. En esta condición el transformador principal y los circuitos colectores se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor 106 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 11 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo 106. A continuación, se procede a consignarle un valor de potencia activa de aproximadamente 3 kW, ya que se ha verificado previamente que es el valor de potencia activa que consume el parque con todos los inversores apagados, operando de forma estable y segura. En esta condición se registra un valor de potencia neta de 0 kW en el paño E2 de la S/E Castilla.

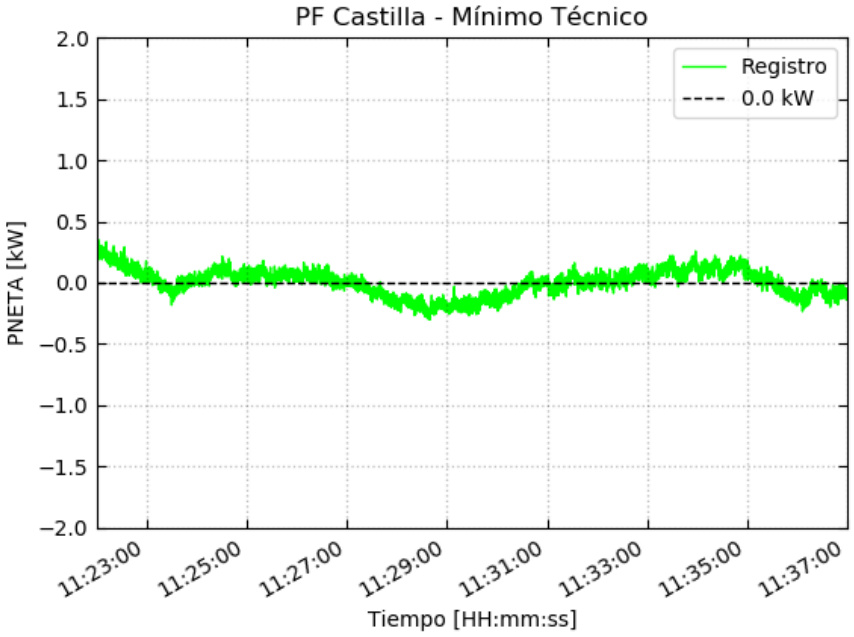


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor 106 en servicio

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.

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 carga 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 PMG Castilla 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 la pérdida en el transformador principal y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

Cabe mencionar que no se ha considerado el detalle de los circuitos colectores a nivel de 800 V que interconectan la salida de los inversores con el punto de conexión del enrollado de baja tensión del transformador principal, ya que se ha verificado que las pérdidas en dichos cables son despreciables.

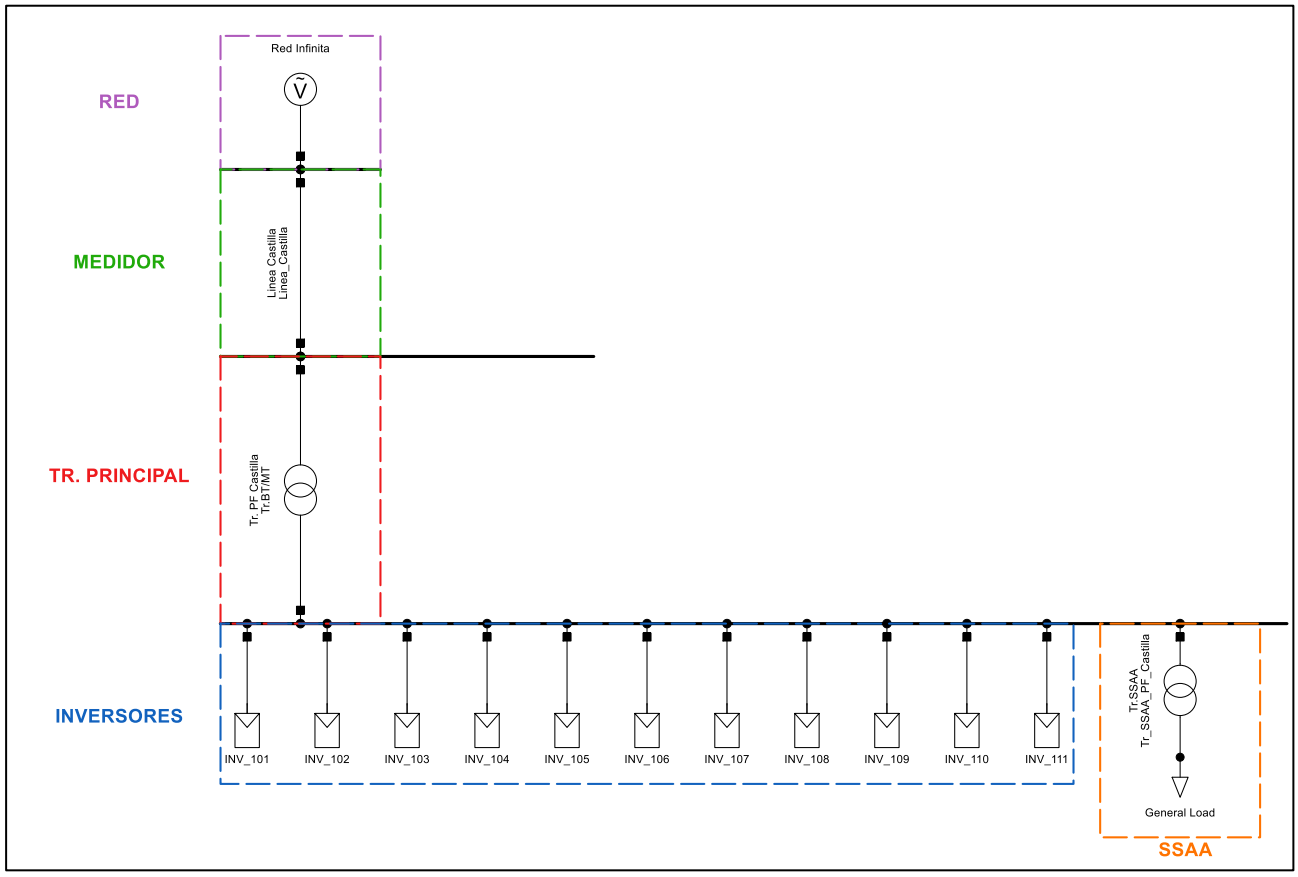


Figura 4.2 – Modelo desarrollado en DigSilent desagregado

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 1.04 kW. Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por el inversor 106, y para esto se procede a apagar al resto de equipos, de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.

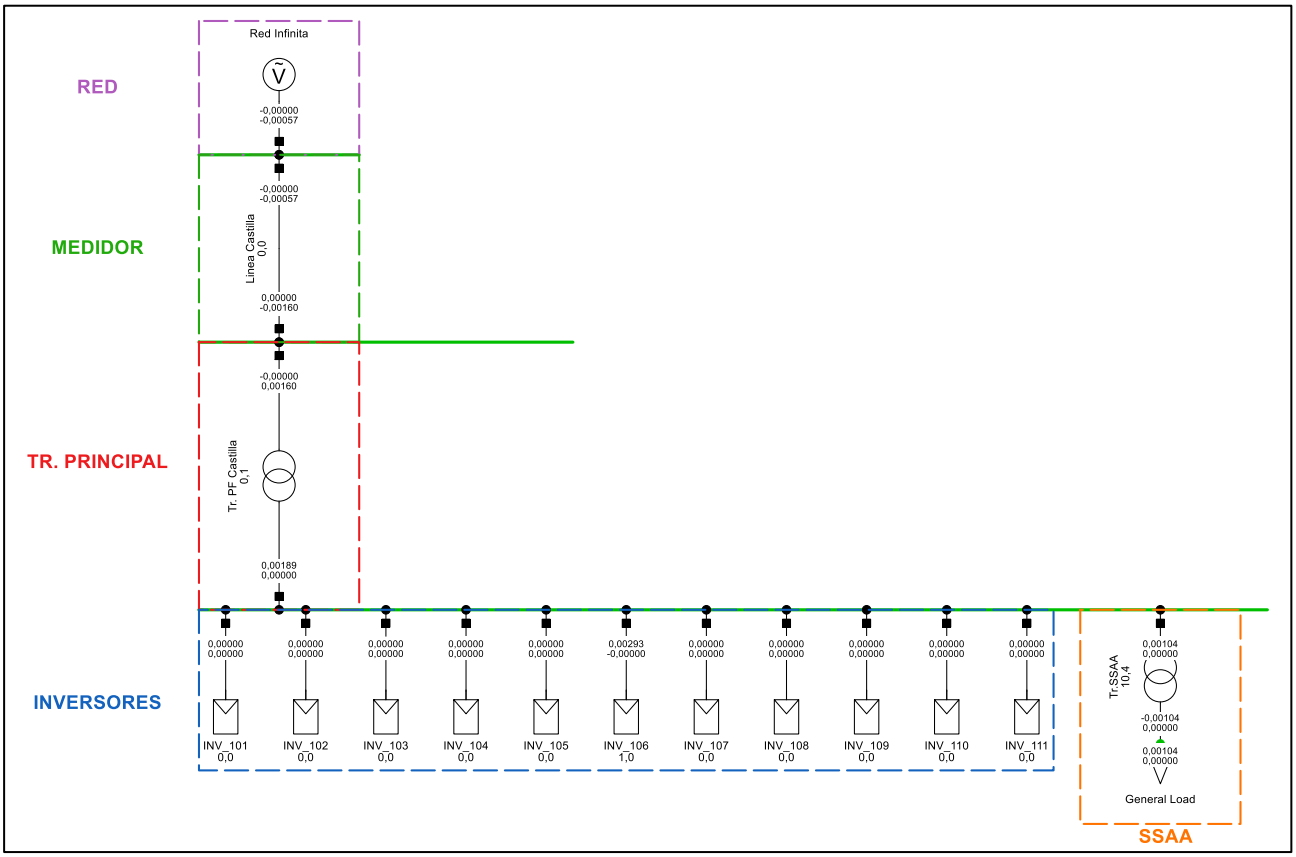


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent desagregado (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para el inversor 106 es de 2.93 kW. Considerando que el parque tiene los 10 inversores restantes fuera de servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores.

$$P_{Total,INV} = 1\ x\ 2.93\ kW\ +\ \ 10\ x\ 0.0\ kW = 2.93\ kW$$

4.1.2 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.4 se pueden determinar las pérdidas asociadas al transformador principal. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada por la barra colectora en el lado de baja tensión (0.8 kV) del transformador principal y la potencia a la salida del lado de alta tensión (23 kV) del transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_0.8kV} - P_{sal,tr_23kV}$$

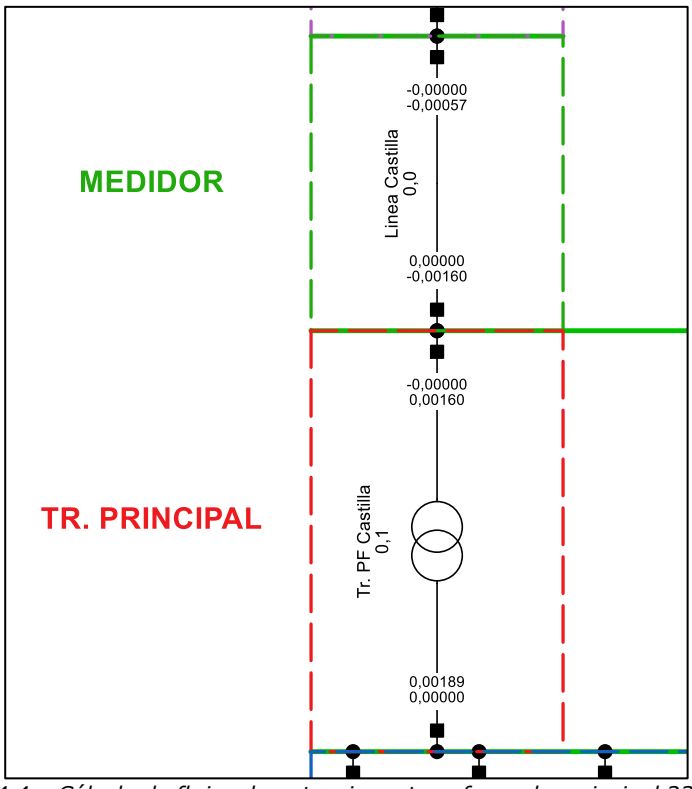


Figura 4.4 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 23/0.8 kV

Considerando los datos presentados en la figura anterior, se calculan las pérdidas en el transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 1.89\ kW - 0.0\ kW = 1.89\ kW$$

4.1.3 Pérdidas en línea de transmisión de media tensión

Este valor se determina como la diferencia entre la potencia inyectada en la línea de transmisión a la salida del transformador principal y la potencia registrada en el punto de interconexión en el extremo lejano de la línea. Según se aprecia en la Figura 4.4 las pérdidas de la línea ($P_{Perd,línea}$) en el escenario analizado son despreciables.

$$P_{Perd,línea} = 0.0\ kW$$

4.1.4 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.

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 1.04 kW. En tanto, los consumos propios de los inversores son despreciables.

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

$$P_{SSAA} = N°\ INV\ x\ Consumos\ Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 11\ x\ 0\ kW + 1.04\ kW = 1.04\ kW$$

4.1.5 Determinación de la Potencia Bruta

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

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

$$L_{Totales} = 1.04\ kW + 1.89\ kW + 0\ kW = 2.93\ kW$$

Con este valor de pérdidas totales y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.1), se puede determinar la potencia bruta el parque.

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

$$P_{bruta} = 0.0\ kW + 2.93\ kW = 2.93\ kW$$

La consigna activa que debe llevar el inversor para cumplir con un valor de Potencia Neta Medida nulo corresponde a 1.3% de la base interna de 225 kW del controlador de potencia activa, entregando una potencia bruta de 2.93 kW.

4.1.6 Resultados

En base al ensayo de Mínimo Técnico realizado en terreno y a los cálculos presentados en las secciones precedentes, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	2.93	1.04	1.89	0.0

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – PMG Castilla

4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 11 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 4.5 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico realizado el 8 de septiembre de 2022 considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de potencia neta, inyectada en el lado de 23 kV del transformador principal del PMG Castilla, la cual posee un valor promedio 10.9 kW.

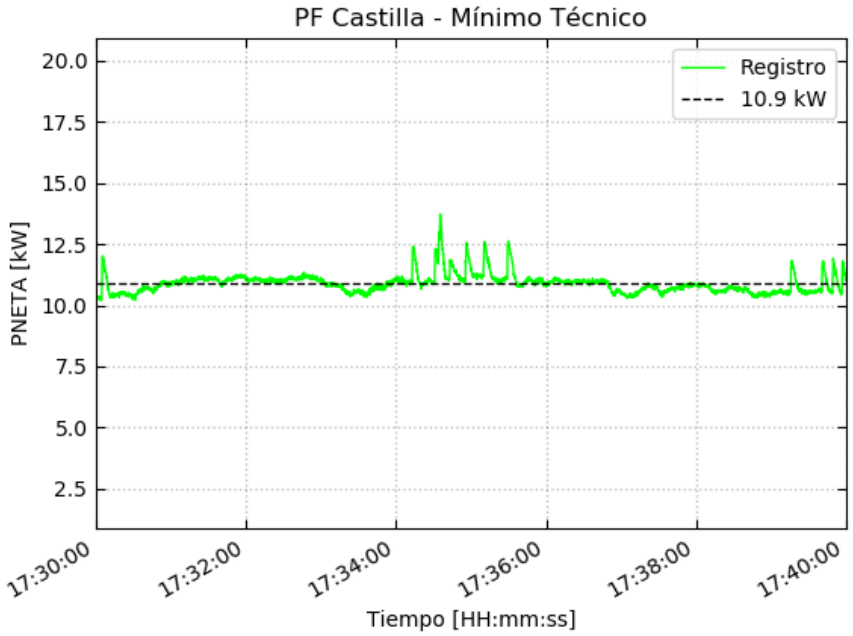


Figura 4.5 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.

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 carga 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 PMG Castilla desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.6 . El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega la pérdida en el transformador principal y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

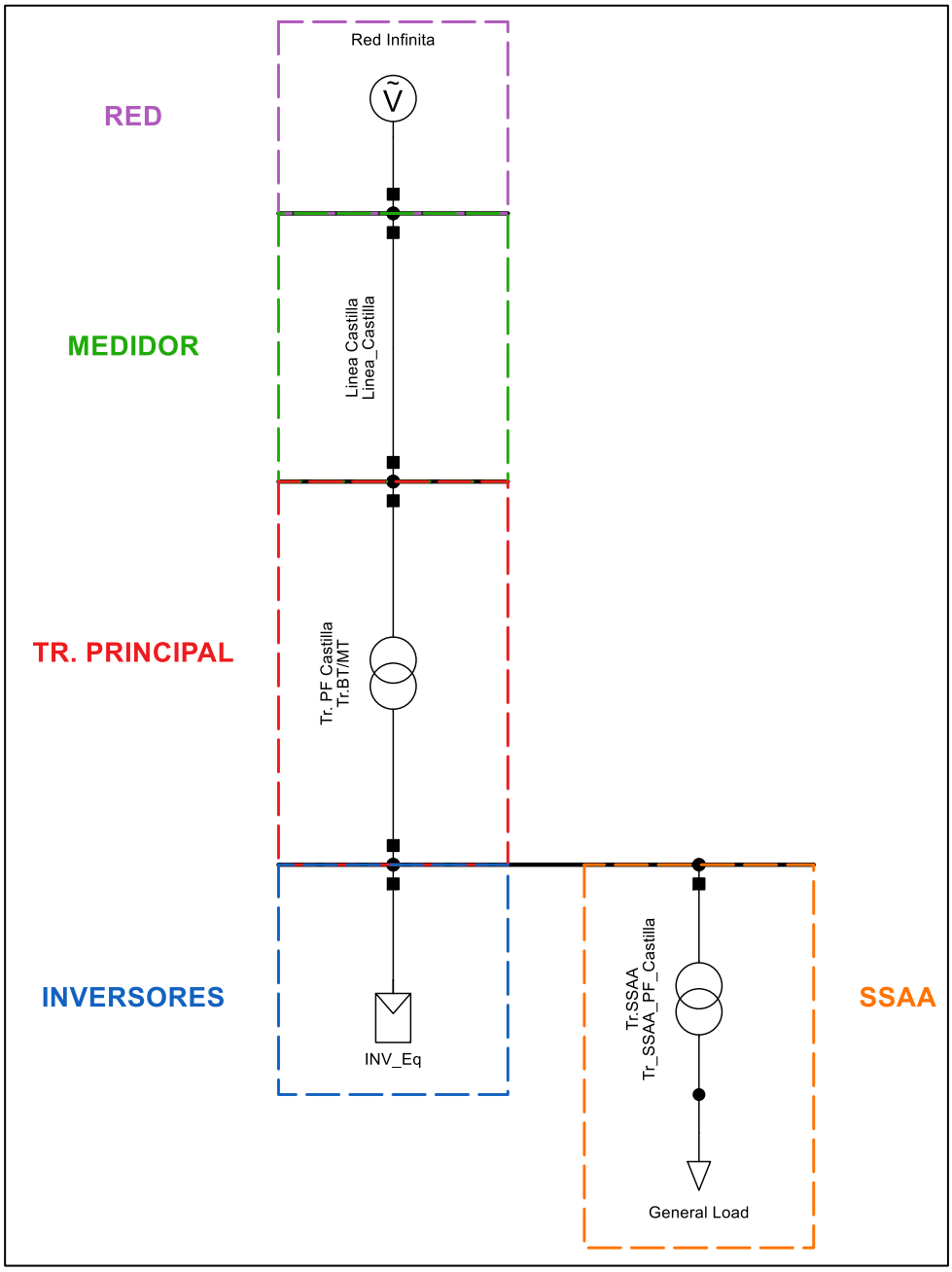


Figura 4.6 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 1.04 kW. Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos a todos por igual de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.

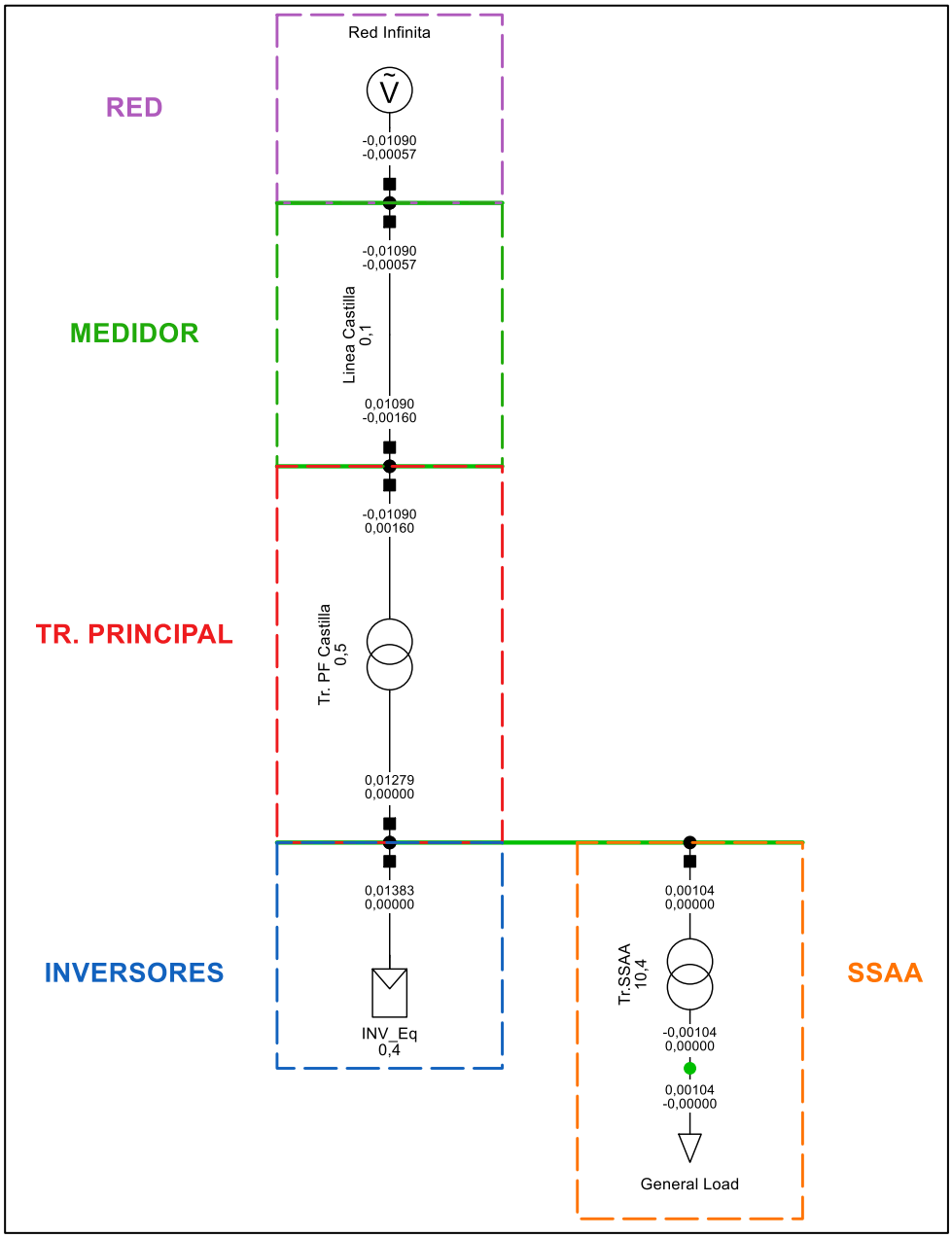


Figura 4.7 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 1.257 kW. Considerando que el parque tiene los 11 inversores en servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores.

$$P_{Total,INV} = 11\ x\ 1.257\ kW = 13.827\ kW$$

4.2.2 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.8 se pueden determinar las pérdidas asociadas al transformador principal. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada por la barra colectora en el lado de baja tensión (0.8 kV) del transformador principal y la potencia a la salida del lado de alta tensión (23 kV) del transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_0.8kV} - P_{sal,tr_23kV}$$

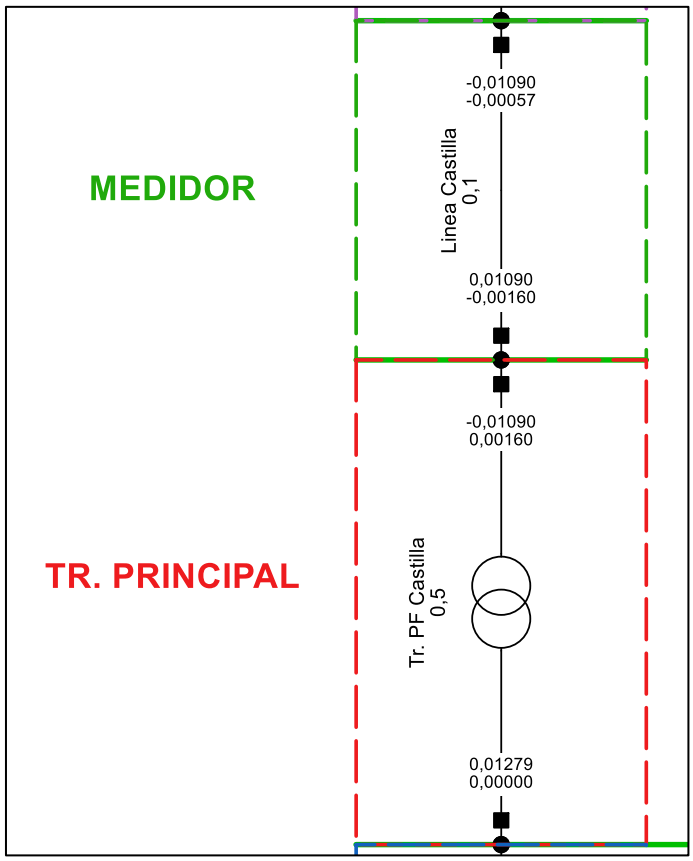


Figura 4.8 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 23/0.8 kV

Considerando los datos presentados en la figura anterior, se calculan las pérdidas en el transformador principal:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 12.79\ kW - 10.90\ kW = 1.89\ kW$$

4.2.3 Pérdidas en línea de transmisión de media tensión

Este valor se determina como la diferencia entre la potencia inyectada en la línea de transmisión a la salida del transformador principal y la potencia registrada en el punto de interconexión en el extremo lejano de la línea. Según se aprecia en la Figura 4.8 las pérdidas de la línea ($P_{Perd,línea}$) en el escenario analizado son despreciables.

$$P_{Perd,línea} = 0.0\ kW$$

4.2.4 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.

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 1.04 kW. En tanto, los consumos propios pueden ser despreciables.

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

$$P_{SSAA} = N°\ INV\ x\ Consumos\ Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 11\ x\ 0\ kW + 1.04\ kW = 1.04\ kW$$

4.2.5 Determinación de la Potencia Bruta

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

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

$$L_{Totales} = 1.04\ kW + 1.89\ kW + 0\ kW = 2.93\ kW$$

Con este valor de pérdidas totales y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.5), se puede determinar la potencia bruta el parque.

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

$$P_{bruta} = 10.9\ kW + 2.93\ kW = 13.83\ kW$$

Cabe mencionar que el valor de 10.9 kW de potencia de inversores implica un despacho aproximado 1.257 kW por cada inversor (ver Figura 4.7).

4.2.6 Resultados

En base al ensayo de Mínimo Técnico realizado en terreno y a los cálculos presentados en las secciones precedentes, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	13.83	1.04	1.89	10.90

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – PMG Castilla

5 CONCLUSIONES

Se determinó mediante ensayos el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**. Los resultados se resumen a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	2.93	1.04	1.89[1]	0.0

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor 106 – PMG Castilla

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	13.83	1.04	1.89[2]	10.90

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – PMG Castilla

[1] Desglosado en 1.89 kW de pérdidas en el transformador principal y 0.0 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

[2] Desglosado en 1.89 kW de pérdidas en el transformador principal y 0.0 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

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 510	5100/0731	21/07/2022

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	Número de Serie	Última Calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021

Fecha de evaluación: 21/07/22
Certificado número: EE-CI-2022-1130

Nombre Inspector: Leiss, Jorge
Firma:

Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.