

Empresa: Colbún S.A.

País: Chile

Proyecto: PMG PFV Machicura

Descripción: Informe de Mínimo Técnico

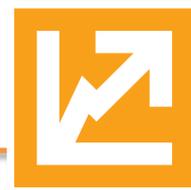
Código de Proyecto: EE-2021-103

Código de Informe: EE-EN-2022-1193

Revisión: A



30 de septiembre de 2022



Este documento EE-EN-2022-1193-RA fue preparado para Colbún S.A. 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 47 páginas y ha sido guardado por última vez el 30/09/2022 por Nicolás Silva, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	30-09-2022	Para presentar.	NS	AC	PR

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

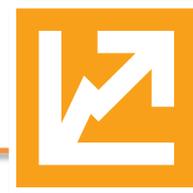


Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	5
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	5
1.2	Medidores utilizados.....	5
1.3	Definiciones y Nomenclatura	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	9
3.1	Unilineales y planos.....	9
3.2	Datos de los paneles solares	11
3.3	Datos de los inversores	13
3.3.1	SMA SUNNY Central SC-4600-UP	13
3.3.2	Huawei SUN2000-185KTL-H1	15
3.4	Datos del transformador de bloque.....	17
3.4.1	Centro de transformación N°1	17
3.4.2	Centros de transformación N°2, N°3 y N°4	18
3.5	Determinación de consumos de SSAA de planta	19
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	21
4.1	Mínimo Técnico considerando inversor SMA en servicio	22
4.1.1	Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta.....	23
4.1.2	Pérdidas en los transformadores de bloque	26
4.1.3	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	27
4.1.4	Potencia de Servicios Auxiliares	27
4.1.5	Determinación de la Potencia Bruta	28
4.1.6	Resultados	28
4.2	Mínimo Técnico considerando inversor Huawei.....	29
4.2.1	Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta.....	30
4.2.2	Pérdidas en los transformadores de bloque	33
4.2.3	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	34
4.2.4	Potencia de Servicios Auxiliares	34
4.2.5	Determinación de la Potencia Bruta	35
4.2.6	Resultados	35
4.3	Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	36



4.3.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta.....	37
4.3.2 Pérdidas en los transformadores de bloque	40
4.3.3 Pérdidas en red colectora de media tensión.....	41
4.3.4 Potencia de Servicios Auxiliares	42
4.3.5 Determinación de la Potencia Bruta	42
4.3.6 Resultados	43
5 CONCLUSIONES	44
6 ANEXOS	45
6.1 Certificado de calibración de medidores de potencia neta	45



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del PMG PFV Machicura 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 PFV Machicura se ubica en la región del Maule, emplazado en la comuna de Colbún, y tiene una potencia instalada de 9 MW. El parque se vincula al SEN por medio de un *tap-off* sobre la línea de doble circuito que alimenta los servicios auxiliares de Central Machicura que proviene desde la barra de servicios auxiliares de Central Colbún.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Rocío Pulido Ing. Nicolás Silva	12 y 13 de septiembre de 2022

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG 512	±0.2%
Analizador de energía	Janitza	UMG 604	±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 1 segundo 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:

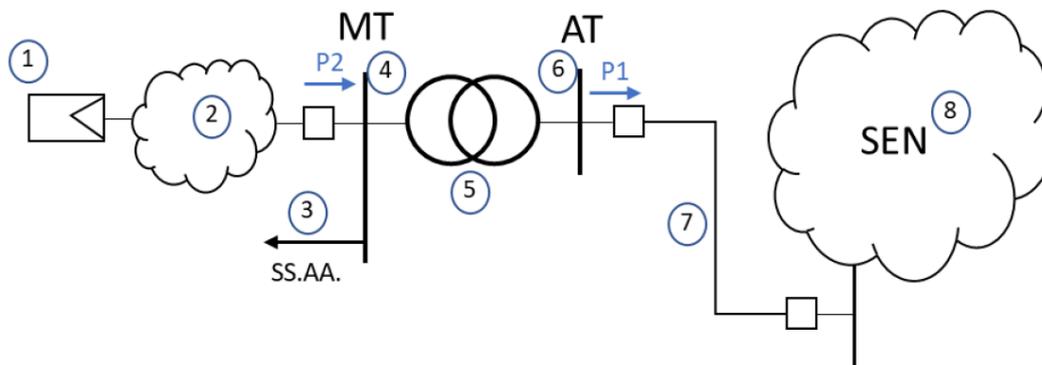


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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 PFV Machicura, 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 de 0 MW.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El PMG PFV Machicura cuenta con una potencia aparente instalada de 9.225 MVA y se encuentra ubicado en la región del Maule, a un costado del lago Machicura. El parque se vincula al SEN mediante dos *tap-off* sobre la línea de doble circuito que alimenta los servicios auxiliares de Central Machicura proveniente desde la barra de servicios auxiliares de Central Colbún.

El parque está constituido por 26 inversores, 25 de estos inversores son marca Huawei modelo SUN2000-185KTL-H1 de 185 kVA de potencia aparente nominal y 800 V de tensión nominal. El inversor restante, es marca SMA y modelo SC-4600-UP de 4600 kVA de potencia aparente nominal y 690 V de tensión nominal.

Los 25 inversores Huawei se distribuyen en 3 centros de transformación, donde el primero de ellos (CT-2) agrupa 9 inversores y los dos restantes (CT-3 y CT-4) concentran la producción de 8 inversores cada uno. Estos transformadores tienen una capacidad de 1600 kVA y una relación de transformación de 0.8 kV / 13.8 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

En tanto, el inversor SMA tiene asociado un transformador de 4600 kVA de capacidad y una relación de transformación de 0.69 kV / 13.8 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$).

La red colectora está dividida en 2 circuitos colectores. El primero de ellos conecta los 3 centros de transformación que agrupan los inversores Huawei y el segundo circuito evacúa la energía del inversor SMA.

3.1 Unilineales y planos

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unilineal del parque fotovoltaico y su conexión mediante los dos circuitos colectores sobre la línea de doble circuito proveniente de los SSAA de Central Colbún.

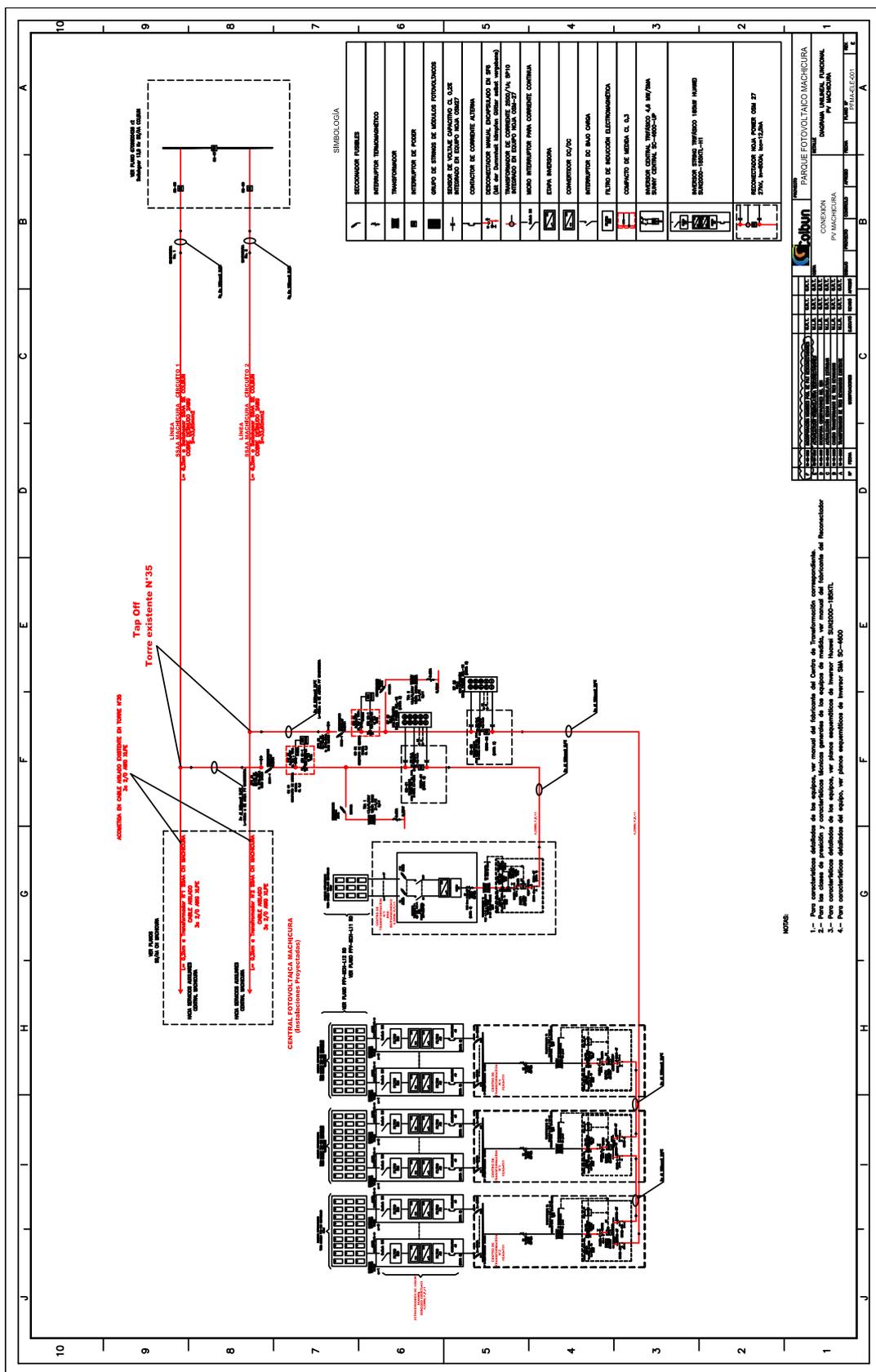


Figura 3.1 – S/E Castilla – Punto de interconexión – PMG PFV Machicura



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del PMG PFV Machicura son de marca Trinasolar modelo Vertex TSM-490DEG18MC.20y TSM-495DEG18MC.20. Sus principales características se presentan en la Figura 3.2.

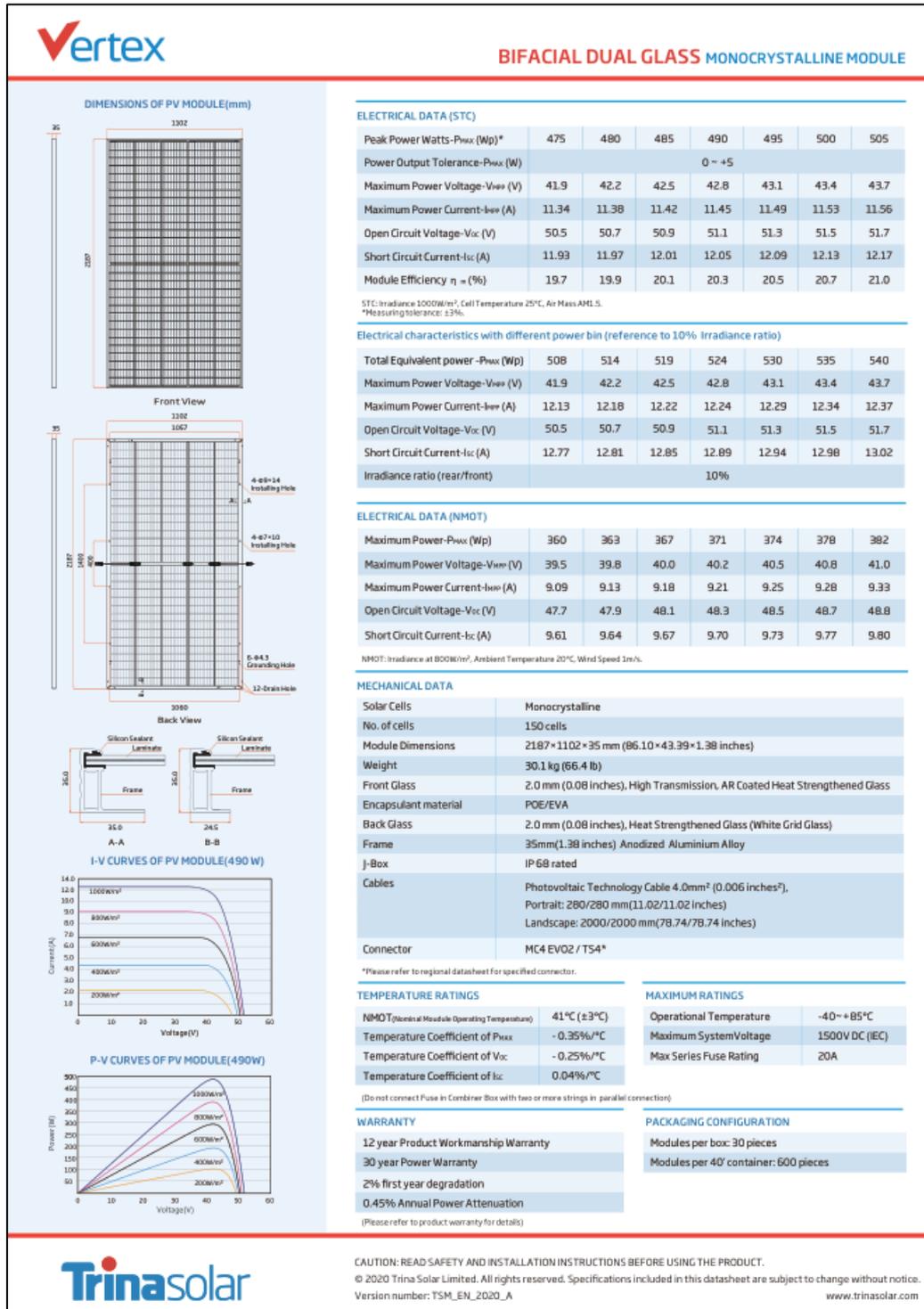


Figura 3.2 – Datos de paneles Trinasolar Vertex TSM-DEG18MC.20



El parque cuenta con un total 6534 paneles TSM-490DEG18MC.20 y 15390 paneles TSM-495DEG18MC.20. Considerando lo anterior, el PMG PFV Machicura cuenta con una capacidad instalada de 10819.71 kWp en corriente continua. A continuación, se presenta la distribución de paneles por bloque.

Cabe destacar que considerando la potencia en instalada en AC de 9225.0 kW se obtiene una relación DC/AC de 1.173.

Bloque	Inversores (cantidad)	Potencia módulos	Cantidad	Potencia DC [kWp]
1	SMA (1)	495	10935	5412.82
2	Huawei (25)	495	4455	2205.23
		490	6534	3201.66
		Total	21924	10819.71

Tabla 3.1 – Distribución de paneles solares



3.3 Datos de los inversores

3.3.1 SMA SUNNY Central SC-4600-UP

El PMG PFV Machicura también cuenta con 1 inversor marca SMA, modelo SUNNY Central SC-4600-UP. Posee una potencia nominal de 4600 kVA sus principales características se muestran en la Figura 3.3.

DATA TABLE		
DESCRIPTION	DATA	VALUE/DETAIL
		MVPS-4600-S2-10
Inverter Model	SC UP	Sunny Central 4600 UP
Inverter A.C. Voltage Output	$V_{AC,INV}$	690 V
Medium Voltage Transformer _Rated Power	$A_{@25^{\circ}C}$	4600 kVA
	$A_{@50^{\circ}C}$	4140 kVA
Medium Voltage Transformer _Rated Ratio	V_{MV}/V_{LV}	$V_{MV}/690$ V

Figura 3.3 – Parámetros nominal del inversor SMA SC-4600-UP

En la Figura 3.4 se muestra la curva de consumos propios del inversor en función de la potencia DC disponible. Cabe destacar que el valor de consumos auxiliares en alta carga es de aproximadamente 7.5 kVA.

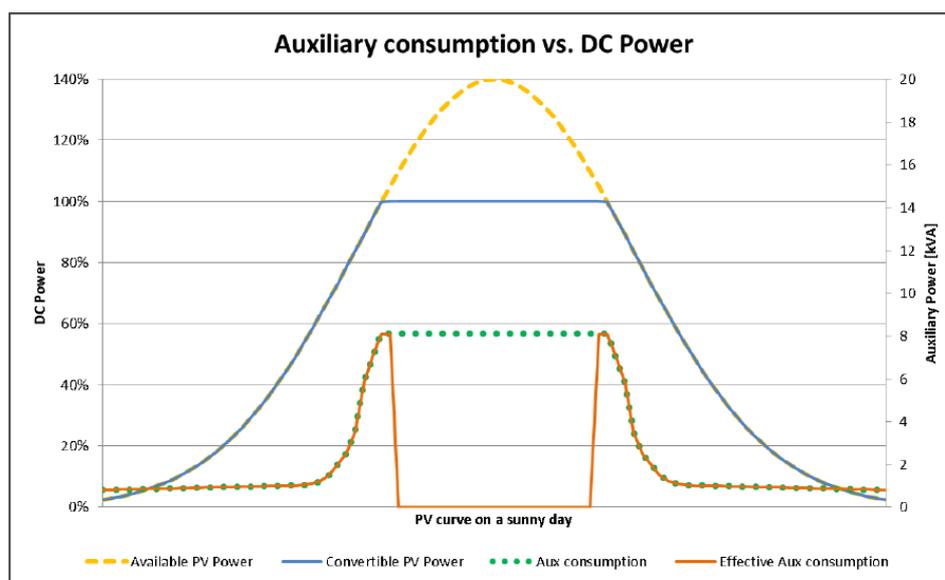
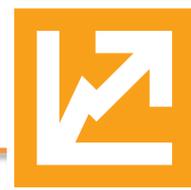


Figura 3.4 – Consumos internos de inversor



Las Figura 3.5 y la Figura 3.6 muestran las curvas de capacidad para $U > 1.0$ p.u. y $U = 0.95$ p.u., del inversor SMA SC4600UP, respectivamente.

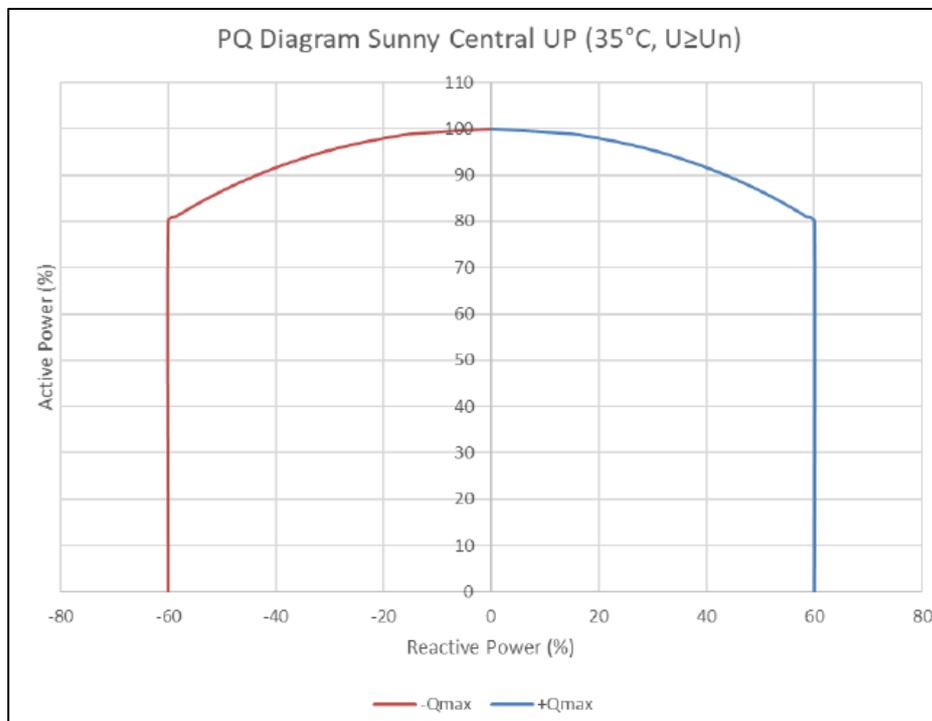


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor SMA SC-4600-UP – $U = 1.00$ p.u.

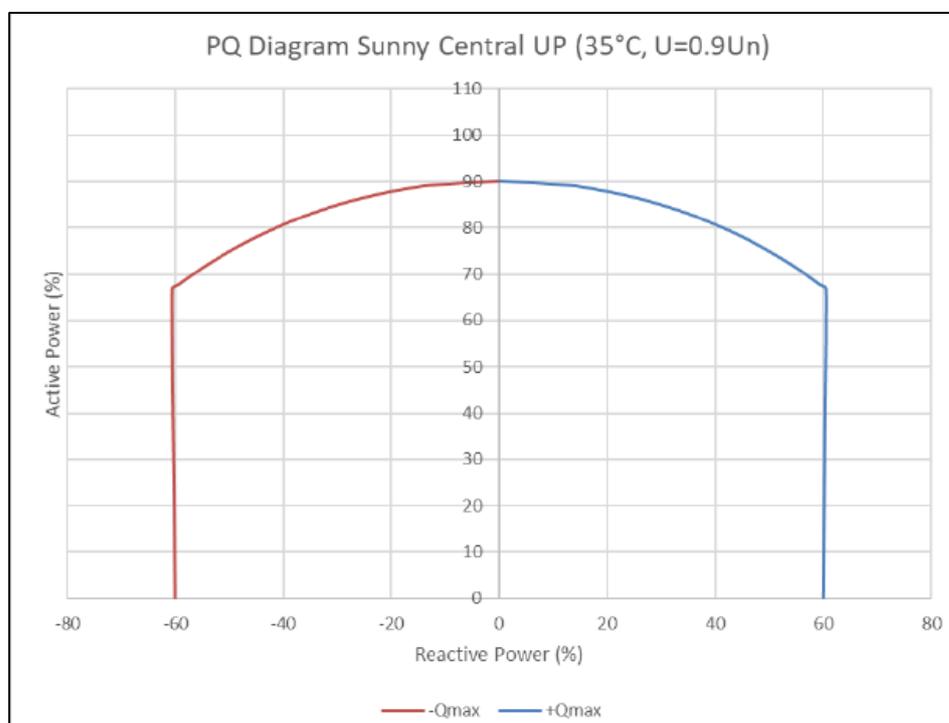


Figura 3.6 – Curva de capacidad del inversor SMA SC-4600-UP – $U = 0.9$ p.u.



3.3.2 Huawei SUN2000-185KTL-H1

El PMG PFV Machicura cuenta con 25 inversores marca Huawei, modelo SUN2000-185KTL-H1. Los mismos poseen una potencia nominal de 185 kVA cada uno y sus principales características se muestran en la Figura 3.7.

Model	SUN2000-168KTL-H1	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-H1	SUN2000-185KTL-INH0
d.c. Max. Input Voltage:	1500V	1500V	1500V	1500V
d.c. Max. Input Current:	9 x 26A	9 x 26A	9 x 26A	9 x 26A
Isc PV:	9 x 40A	9 x 40A	9 x 40A	9 x 40A
MPP Voltage Range:	500V – 1500V	500V – 1500V	500V – 1500V	500V – 1500V
a.c. Output Nominal Voltage:	3~, 800V	3~, 800V	3~, 800V	3~, 800V
a.c. Nominal Operating Frequency:	50Hz / 60Hz	50Hz	50Hz / 60Hz	50Hz / 60Hz
a.c. Max. Output Current:	122,5A	140,7A	134,9A	134,9A
a.c. Rated Output Power:	150kW	175kW	175kW	160kW
a.c. Max. Output Power:	168kVA	193kVA	185kVA	185kVA
Power Factor:	0,8 leading ... 0,8 lagging			
Protection Class:	Class I	Class I	Class I	Class I
Ingress Protection:	IP65	IP65	IP65	IP65
Overtoltage Category:	II(PV), III(MAINS)	II(PV), III(MAINS)	II(PV), III(MAINS)	II(PV), III(MAINS)
Operating Temperature Range:	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C

Figura 3.7 – Hoja de datos del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1

Los inversores Huawei son del tipo “String Inverter” y en este tipo de equipos los consumos internos son de carácter despreciable.



La Figura 3.8 muestra la curva de capacidad de los inversores Huawei SUN2000-185KTL-H1.

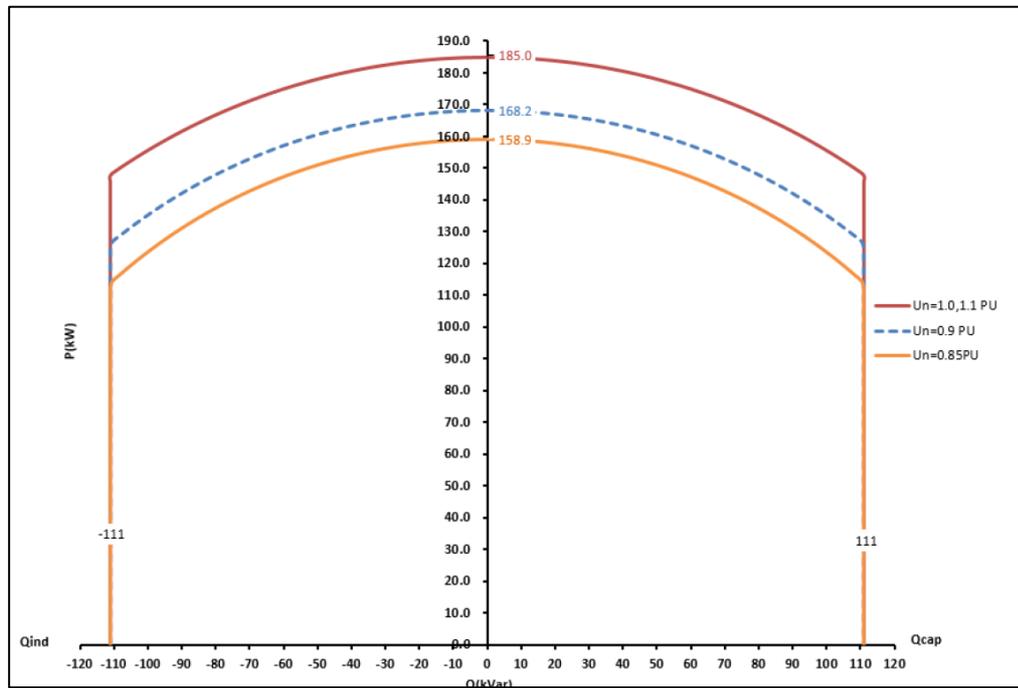
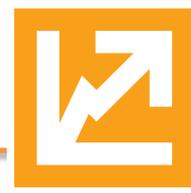


Figura 3.8 – Curva de capacidad de los inversores Huawei SUN2000-185KTL-H1



3.4 Datos del transformador de bloque

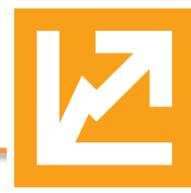
3.4.1 Centro de transformación N°1

El PMG PFV Machicura cuenta con 1 transformador de bloque de 4.6 MVA (KNAN) y relación 0.69 kV / 13.8 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$), que interconecta la salida del inversor SMA con la red de MT.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.2 los parámetros más relevantes para el modelamiento del transformador.

Característica	Nominal
Potencia Nominal	4.6 MVA
Refrigeración	KNAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	13.8 kV
Tensión nominal lado LV	0.69 kV
Tipo de conexión	Dy11
Impedancia de corto circuito	7.0%
Perdidas en carga	38.00 kW
Pérdidas de vacío	3.10 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.2 – Datos de placa del transformador de bloque – CT N°1



3.4.2 Centros de transformación N°2, N°3 y N°4

El PMG PFV Machicura cuenta con 3 transformadores de bloque de 1.6 MVA (ONAN) y relación 0.8 kV / 13.8 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$), que interconecta la salida de los inversores HUAWEI con la red de MT.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.3 los parámetros más relevantes para el modelamiento de los transformadores.

Característica	Nominal
Potencia Nominal	1.6 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	13.8 kV
Tensión nominal lado LV	0.8 kV
Tipo de conexión	Dy11
Impedancia de corto circuito	5.92%
Perdidas en carga	13.23 kW
Pérdidas de vacío	1.12 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.3 – Datos de placa del transformador de bloque – CTs N°2, N°3 y N°4



3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta

La determinación de los consumos de SSAA del PMG PFV Machicura se realiza considerando el flujo de potencia neta con la totalidad de los inversores, de cada circuito, apagados. En la Figura 3.9 se muestra que el consumo total del circuito 1 es de 3.62 kW, en tanto, se muestra en la Figura 3.10 que el consumo del circuito 2 es de 3.05 kW. Esto totaliza un consumo total 6.67 kW como parque completo.

Considerando que los consumos de los 4 transformadores de bloque en vacío totalizan 6.46 kW, los consumos de SSAA del parque se pueden estimar en **0.21 kW** al calcular la diferencia entre los valores presentados.

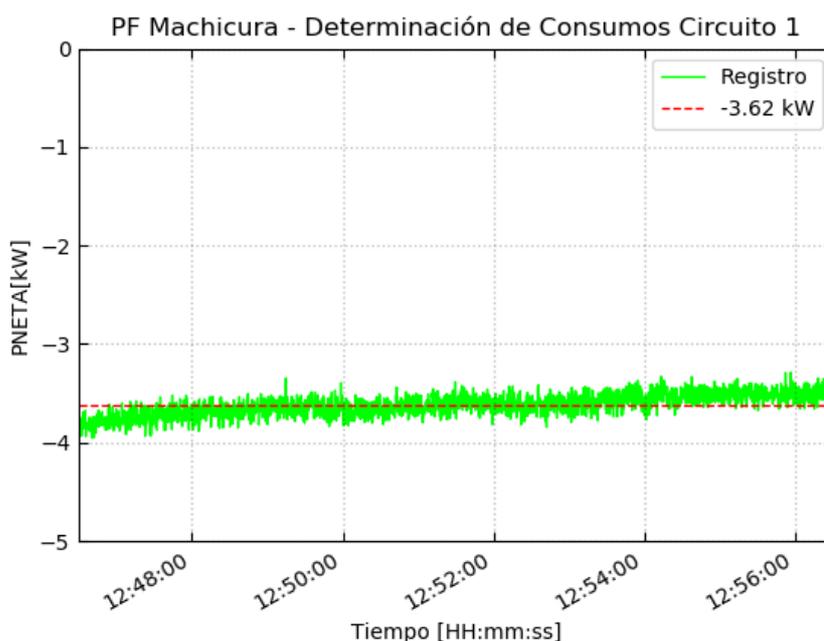


Figura 3.9 – Potencia neta con inversor SMA apagado

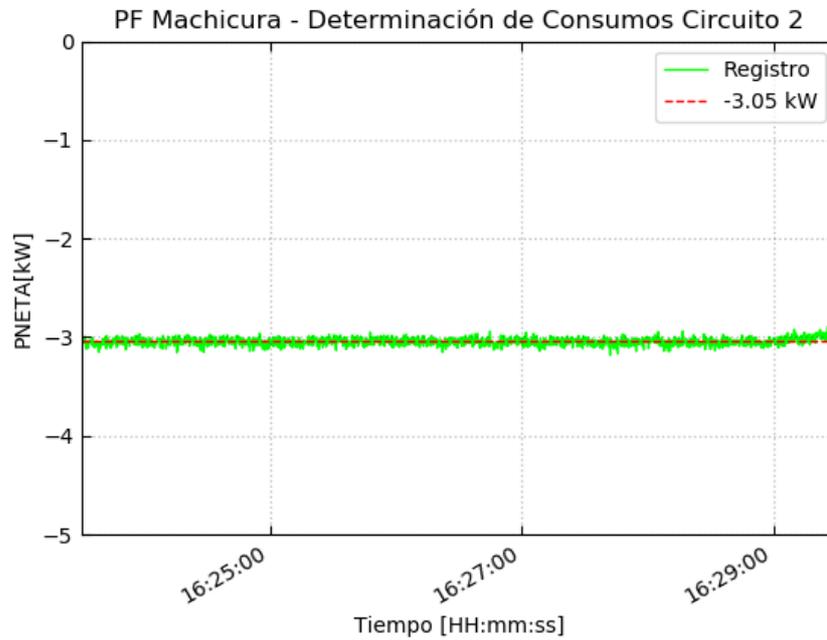
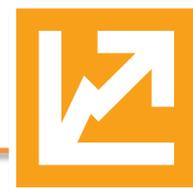


Figura 3.10 – Potencia neta con inversores Huawei apagados



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.

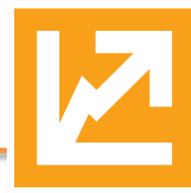
Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

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]
PFV Machicura	(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 PFV Machicura.
- (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 los *tap-off* sobre la línea de doble circuito que alimenta los servicios auxiliares de Central Machicura proveniente desde la barra de servicios auxiliares de Central Colbún.



4.1 Mínimo Técnico considerando inversor SMA en servicio

El día 13 de septiembre de 2022 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo el inversor SMA en servicio. Para lograr esta condición se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CT1-01. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CT01-1 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 26 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo CT01-1. En esta condición se registra un valor de potencia neta de 26.81 kW en su circuito respectivo. Se verifica que para valores menores de consigna el inversor entra en un estado de pausa.

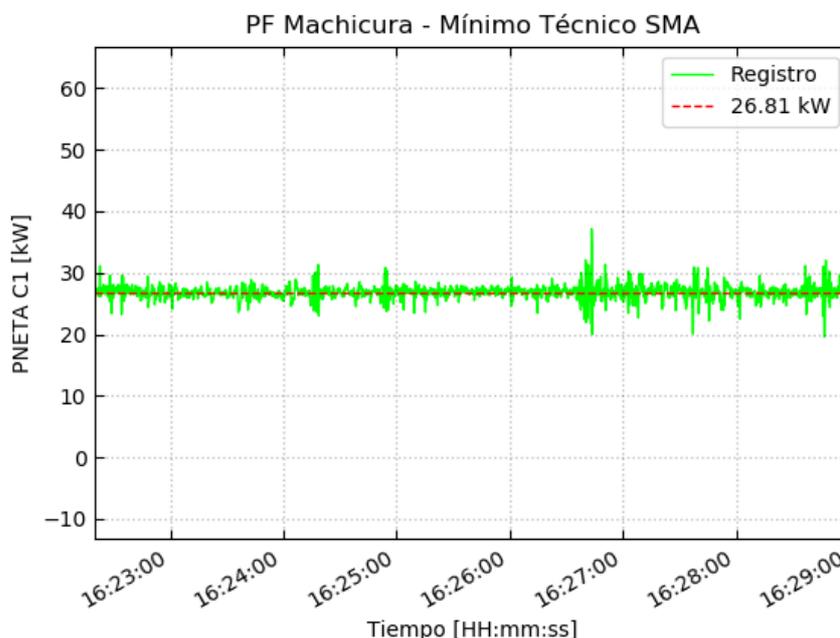


Figura 4.1 - Mínimo Técnico - Inversor CT1-01

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 circuito. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en carga en el transformador de bloque del CT-01, 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
- $P_{Perd,trafos}$: Pérdidas del transformador de bloque CT-01
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

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

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,trafos}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del inversor, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del PMG PFV Machicura 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 el transformador correspondiente y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

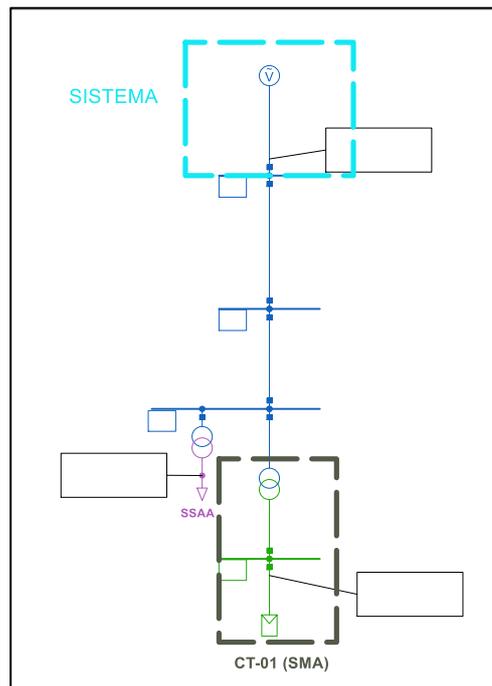


Figura 4.2 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 0.21 kW. Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por el inversor, y para esto se procede a despacharlo de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.

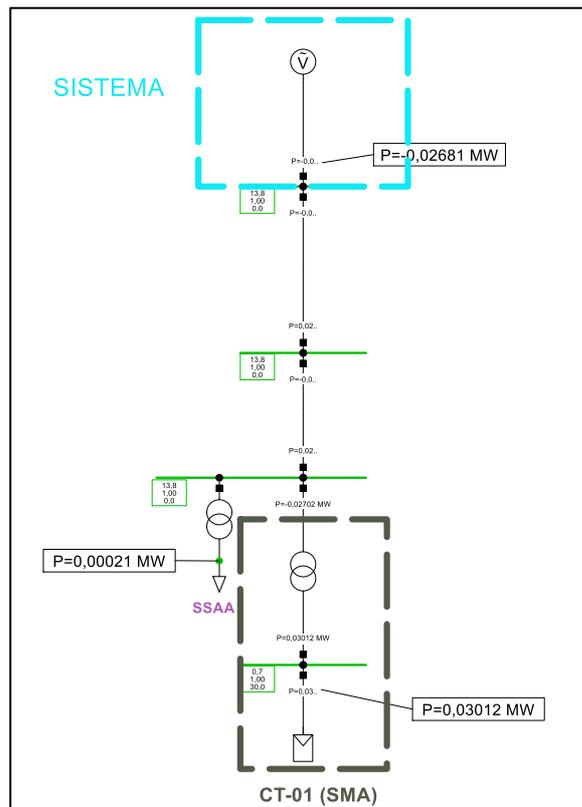


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para el inversor es de 30.12 kW.



4.1.2 Pérdidas en los transformadores de bloque

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.3 se pueden determinar las pérdidas asociadas al transformador de bloque. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada en el lado de baja tensión (0.69 kV) del transformador y la potencia a la salida del lado de media tensión (13.8 kV) del mismo.

$$P_{Perd,trafos} = P_{iny} - P_{sal}$$

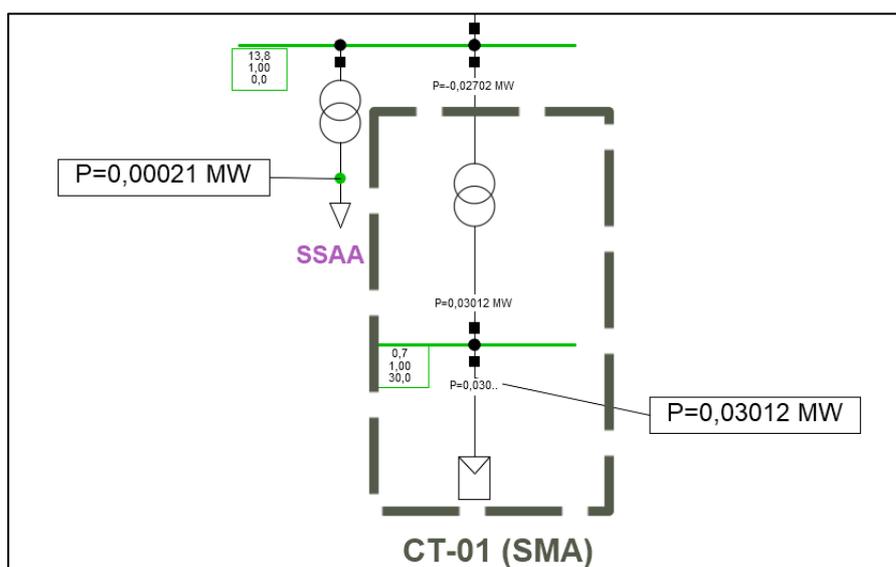


Figura 4.4 – Cálculo de flujos de potencia de los transformadores de bloque SMA

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

$$P_{Perd,trafos} = 30.12 \text{ kW} - 27.02 \text{ kW} = 3.1 \text{ kW}$$



4.1.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.3, se pueden determinar las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor, en el caso particular de este parque, se determina como la diferencia entre la potencia inyectada en la barra de media tensión y la potencia que finalmente se alcanza en el punto de interconexión, considerando además el consumo en los servicios auxiliares del parque.

$$P_{Perd,redMT} = P_{sal} - P_{neta,med} - P_{tr,SSAA} \quad (1)$$

El valor de potencia inyectada (P_{sal}) en la barra de MT es igual a 27.02 kW (ver capítulo 4.1.2).

Utilizando la ecuación (1), con los valores de potencia inyectada en las barras de MT (P_{sal}) y la potencia neta del circuito se determina el valor de potencia de pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión.

$$P_{Perd,redMT} = 27.02 \text{ kW} - 26.81 \text{ kW} - 0.21 \text{ kW} = 0 \text{ kW}$$

Las pérdidas en la red de media tensión resultan despreciables debido su baja resistividad, corta longitud y bajas corrientes durante el ensayo de mínimo técnico.

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 la sección 3.3.1 se estiman los consumos propios del inversor SMA ($SSAA_{INV_{SMA}}$) en 7.5 kW. En tanto, según se muestra en la sección 3.5 se estima el consumo de servicios auxiliares del parque en 0.21 kW.

$$P_{SSAA} = P_{tr,SSAA} + SSAA_{INV_{SMA}}$$

$$P_{SSAA} = 0.21 \text{ kW} + 7.5 \text{ kW} = 7.71 \text{ kW}$$



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.

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

$$L_{Totales} = 7.71 \text{ kW} + 3.1 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = 10.81 \text{ kW}$$

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.

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

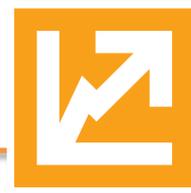
$$P_{bruta} = 26.81 \text{ kW} + 10.81 \text{ kW} = 37.62 \text{ kW}$$

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]
PFV Machicura	37.62	7.71	3.1	26.81

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor SMA CT1-01 – PMG PFV Machicura



4.2 Mínimo Técnico considerando inversor Huawei

El día 13 de septiembre de 2022 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor Huawei en servicio. Para lograr esta condición se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CT2-25. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.5 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CT02-25 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 26 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo CT2-25. En esta condición se registra un valor de potencia neta de 3.99 kW en el POI. Se verifica que para valores menores de consigna el inversor entra en un estado de pausa.

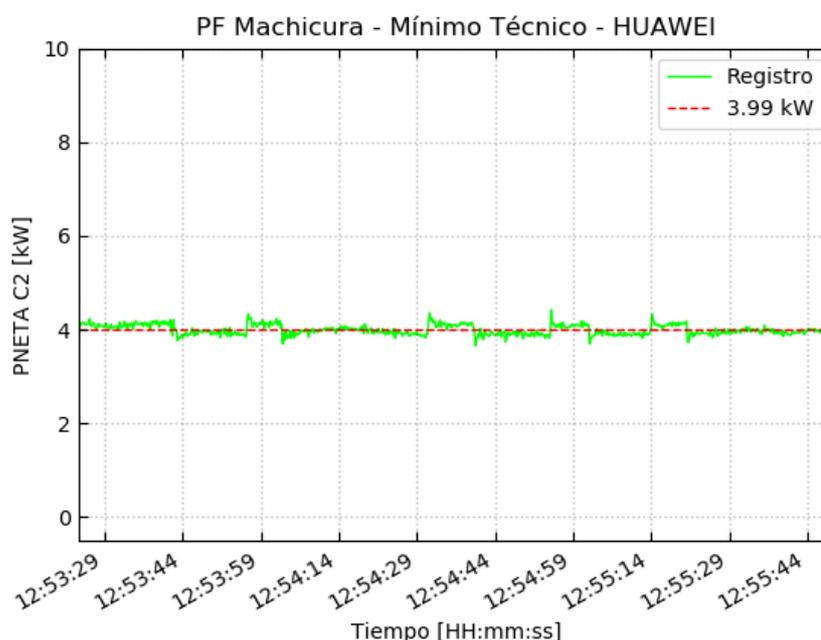


Figura 4.5 – Mínimo Técnico – Inversor CT2-25

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 circuito. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en carga en los transformadores de los bloques CT-2, CT-3 y CT-4, además de las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo.

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

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

- $P_{Perd,trafos}$: Pérdidas de los transformadores de bloque CT-2, CT-3 y CT-4
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{Perd,trafos} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,trafos}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del inversor, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del PMG PFV Machicura 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 y se le agrega las pérdidas de los transformadores correspondientes.

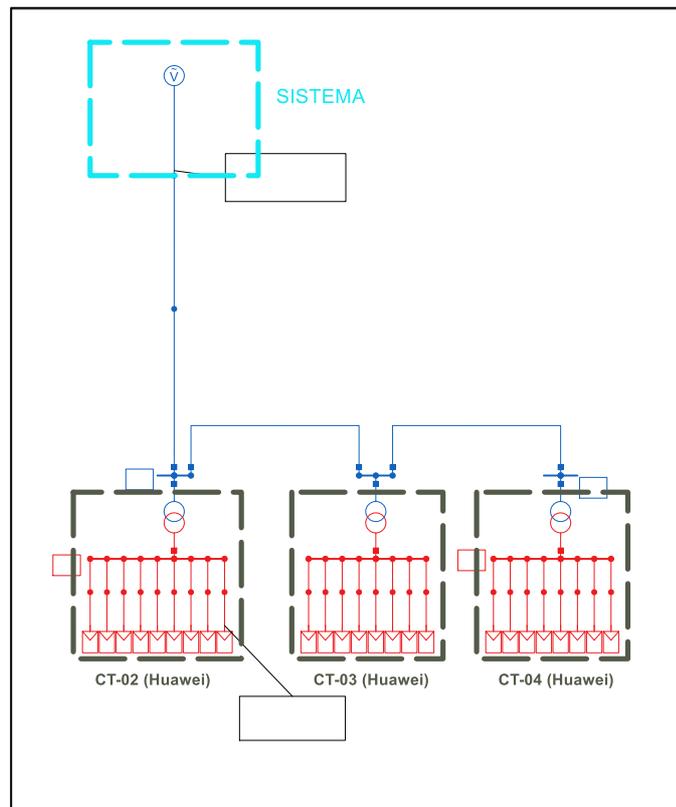


Figura 4.6 – Modelo desarrollado en DigSilent

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

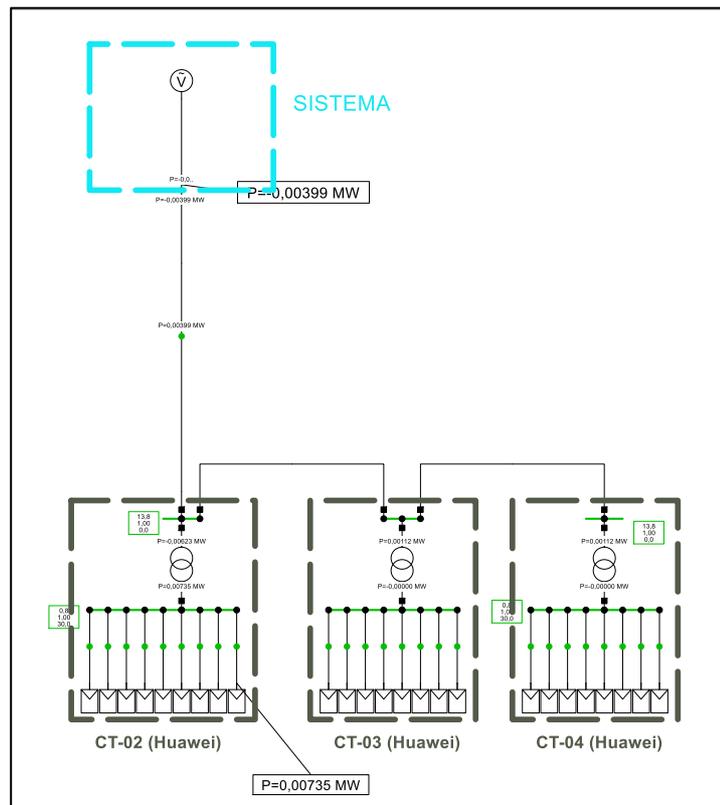


Figura 4.7 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para el inversor es de 7.35 kW.



4.2.2 Pérdidas en los transformadores de bloque

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.7 se pueden determinar las pérdidas asociadas a los transformadores de bloque. La potencia de pérdidas se calcula como las diferencias entre la potencia inyectada en el lado de baja tensión (0.8 kV) de cada transformador y la potencia a la salida del lado de media tensión (13.8 kV) de los mismos.

$$P_{Perd,trafos} = P_{iny} - P_{sal}$$

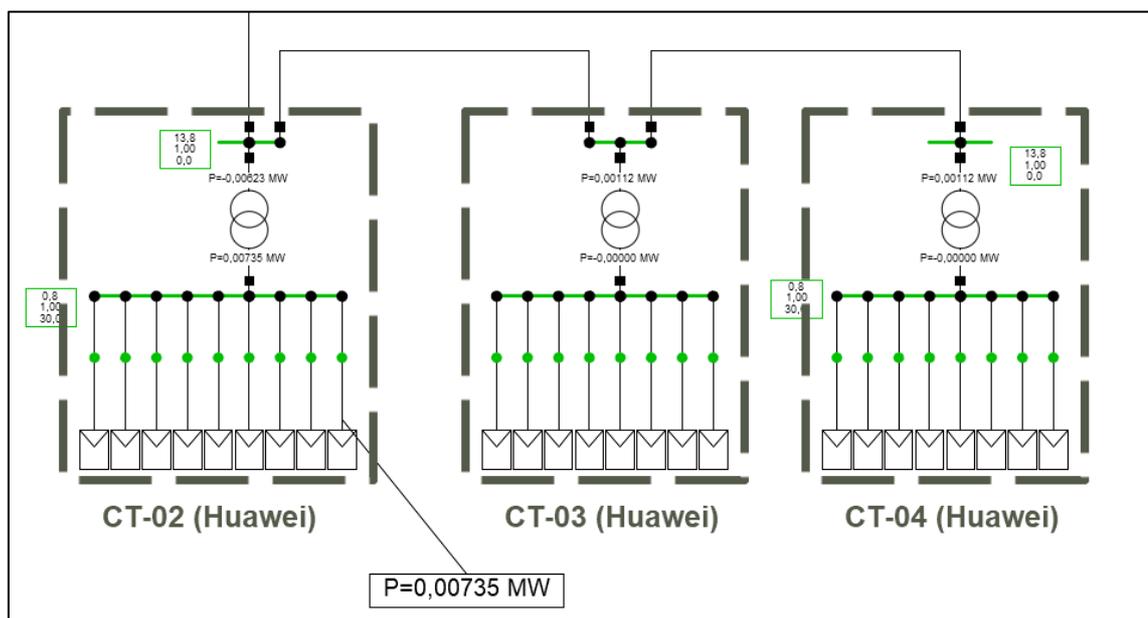


Figura 4.8 – Cálculo de flujos de potencia de los transformadores de bloque Huawei

Considerando los datos presentados en la figura anterior, se calculan las pérdidas en los transformadores de bloque.

$$P_{iny} = 7.35 \text{ kW}$$

$$P_{sal} = 6.23 \text{ kW} - 2 \times (1.12 \text{ kW}) = 3.99 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,trafos} = 3.36$$



4.2.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.7, se pueden determinar las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor, en el caso particular de este parque, se determina como la diferencia entre la potencia inyectada en las barras de media tensión y la potencia que finalmente se alcanza en el punto de interconexión.

$$P_{Perd,redMT} = P_{sal} - P_{neta,med} \quad (1)$$

El valor de potencia inyectada (P_{sal}) en las barras de MT es igual a 3.99 kW (ver capítulo 4.2.2).

Utilizando la ecuación (1), con los valores de potencia inyectada en las barras de MT (P_{sal}) y la potencia neta del circuito se determina el valor de potencia de pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión.

$$P_{Perd,redMT} = 3.99 \text{ kW} - 3.99 \text{ kW} = 0 \text{ kW}$$

Las pérdidas en la red de media tensión resultan despreciables debido su baja resistividad, corta longitud y bajas corrientes durante el ensayo de mínimo técnico.

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, los cuales no son abastecidos por este circuito.

Según se muestra en la sección 3.3.2, los consumos propios de los inversores Huawei se pueden considerar despreciables. Por lo tanto.

$$P_{SSAA} = 0 \text{ kW}$$



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.

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

$$L_{Totales} = 0 \text{ kW} + 3.36 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = 3.36 \text{ kW}$$

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.

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

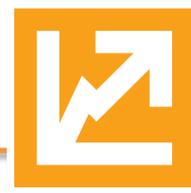
$$P_{bruta} = 3.99 \text{ kW} + 3.36 \text{ kW} = 7.35 \text{ kW}$$

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]
PFV Machicura	7.35	0	3.36	3.99

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Inversor Huawei CT2-25 – PMG PFV Machicura



4.3 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 26 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 4.9 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio de manera estable. Se presenta, en primer lugar, la suma de las potencias netas inyectadas por los dos circuitos colectores del parque correspondientes a 79.7 kW. En segundo y tercer lugar se presentan las potencias desagregadas de cada circuito colector las cuales poseen un valor de 44.11 kW para el circuito 1 (Inversor SMA) y 35.58 para el circuito 2 (Inversores Huawei).

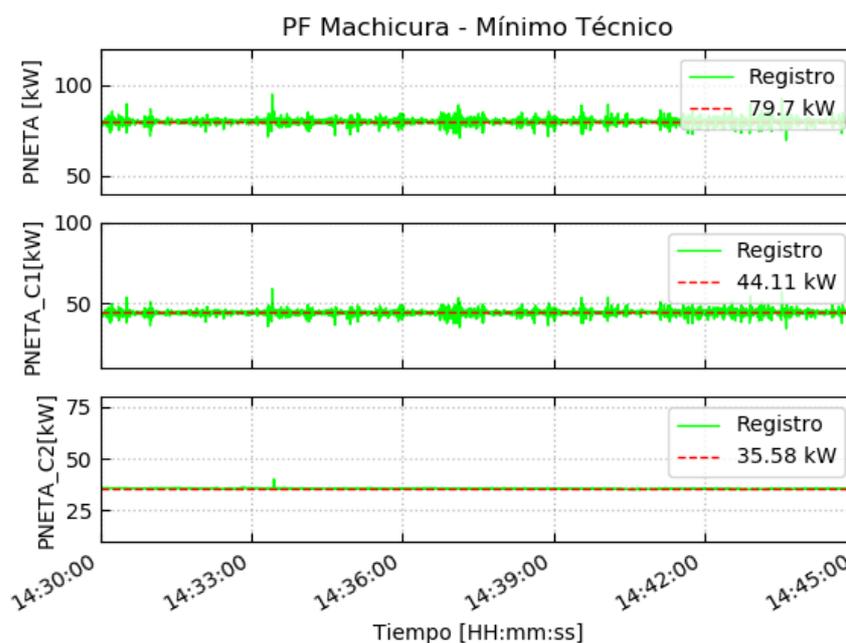


Figura 4.9 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

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



4.3.1 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 los transformadores de bloque, 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
- $P_{Perd,trafos}$: Pérdidas en los transformadores de bloque
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

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

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,trafos}$ 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 PFV Machicura desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.10. 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.

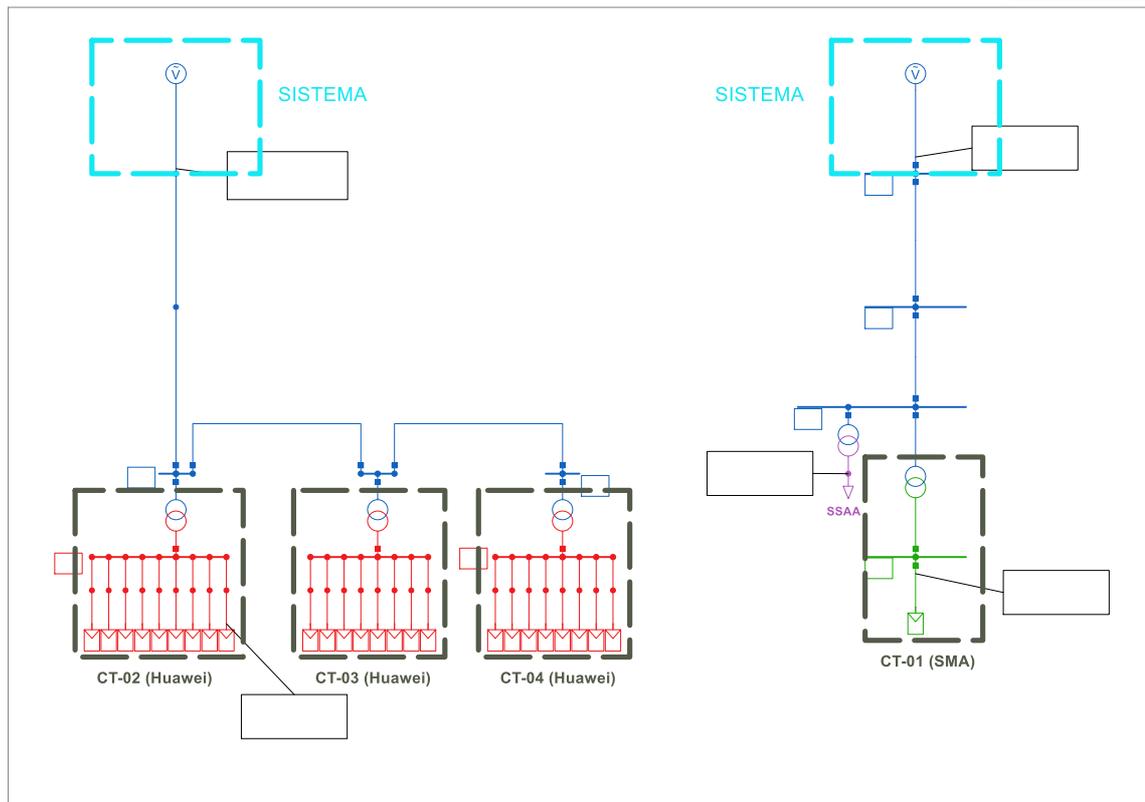


Figura 4.10 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el apartado 3.5, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 0.21 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.

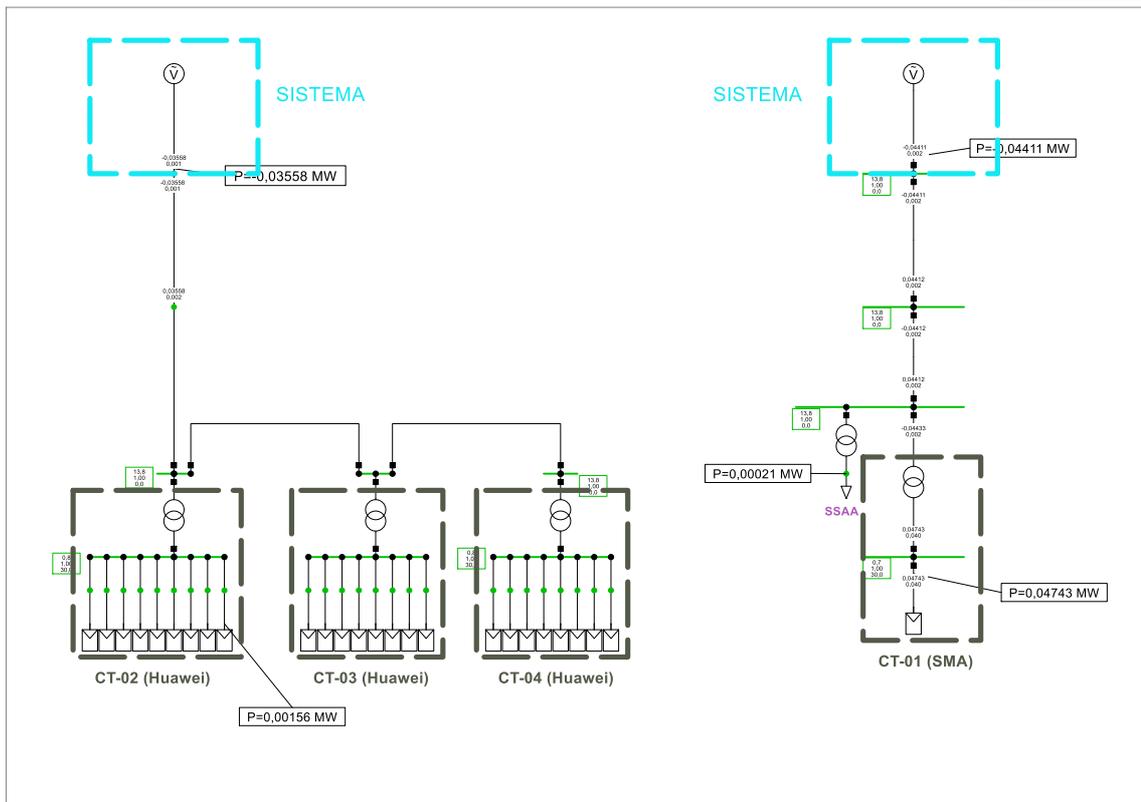


Figura 4.11 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 1.56 kW en el caso de los Huawei y 47.45 kW para el SMA. Considerando que el parque tiene los 26 inversores en servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores.

$$P_{Total,INV} = 25 \times 1.56 \text{ kW} + 1 \times 47.45 \text{ kW} = 86.45 \text{ kW}$$



4.3.2 Pérdidas en los transformadores de bloque

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.12 se pueden determinar las pérdidas asociadas a los transformadores de bloque. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada en el lado de baja tensión (0.69 kV para el inversor SMA y 0.8 kV para los inversores Huawei) de cada transformador y la potencia a la salida del lado de media tensión (13.8 kV) de los mismos.

$$P_{Perd,trafos} = P_{iny} - P_{sal}$$

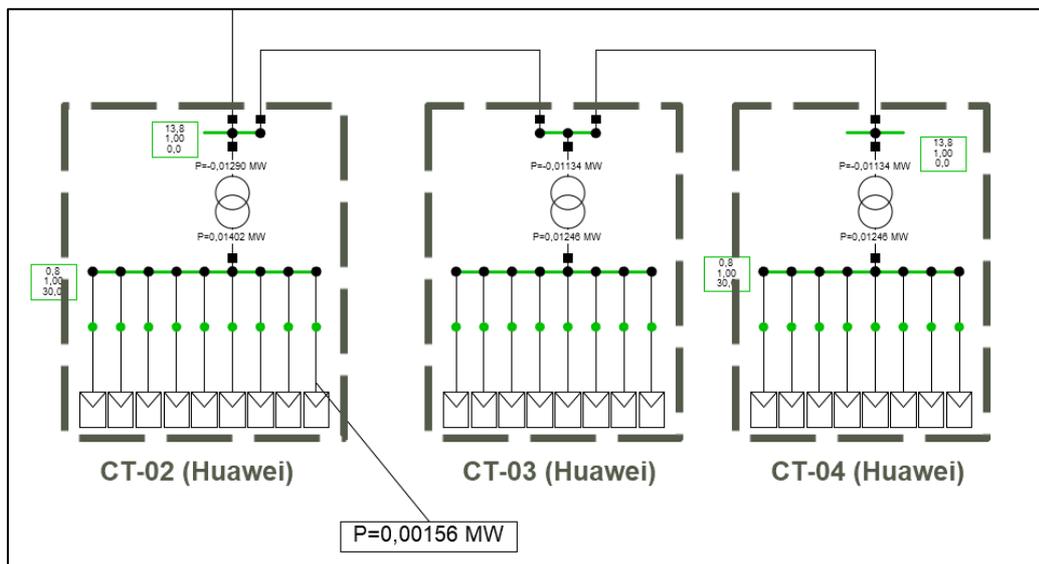


Figura 4.12 – Cálculo de flujos de potencia de los transformadores de bloque Huawei

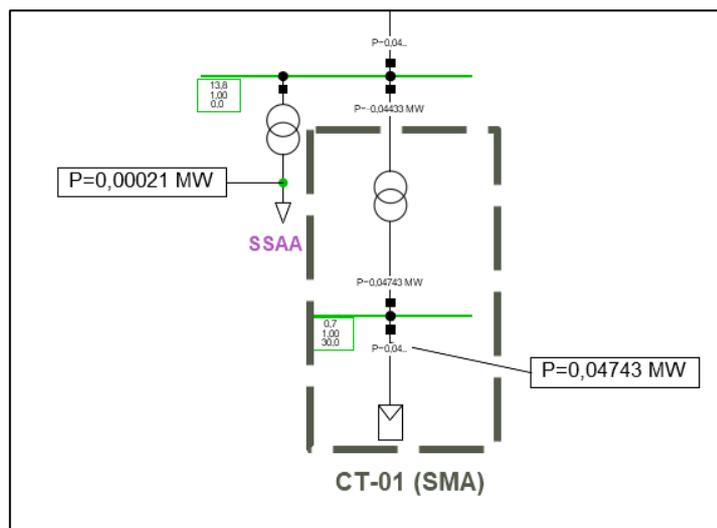


Figura 4.13 – Cálculo de flujos de potencia de los transformadores de bloque SMA



Considerando los datos presentados en la figura anterior, se calculan las pérdidas en los transformadores de bloque.

$$P_{iny} = 47.43 \text{ kW} + 14.02 \text{ kW} + 12.46 \text{ kW} + 12.46 \text{ kW} = 86.37 \text{ kW}$$

$$P_{sal} = 44.33 \text{ kW} + 12.9 \text{ kW} + 11.34 \text{ kW} + 11.34 \text{ kW} = 79.91 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,trafos} = P_{iny} - P_{sal} = 6.46 \text{ kW}$$

4.3.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.11, se pueden determinar las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor, en el caso particular de este parque, se determina como la diferencia entre la potencia total inyectada en las barras de media tensión y la potencia que finalmente se alcanza en el punto de interconexión, considerando además el consumo en los servicios auxiliares del parque.

$$P_{Perd,redMT} = P_{sal} - P_{neta,med} - P_{SSAA} \quad (1)$$

El valor de potencia inyectada (P_{sal}) en las barras de MT es igual a 79.91 kW (ver capítulo 4.3.2).

Utilizando la ecuación (1), con los valores de potencia inyectada en las barras de MT (P_{sal}) y la potencia neta del parque se determina el valor de potencia de pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión:

$$P_{Perd,redMT} = 79.91 \text{ kW} - 79.7 \text{ kW} - 0.21 \text{ kW} = 0 \text{ kW}$$

Las pérdidas en la red de media tensión resultan despreciables debido su baja resistividad, corta longitud y bajas corrientes durante el ensayo de mínimo técnico.



4.3.4 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 la sección 3.3.1 se estiman los consumos propios del inversor SMA ($SSAA_{INV_{SMA}}$) en 7.5 kW. En tanto, según se muestra en la sección 3.3.2, los consumos propios de los inversores Huawei se pueden considerar despreciables. En tanto, según se muestra en la sección 3.5 se estima el consumo de servicios auxiliares del parque en 0.21 kW.

$$P_{SSAA} = P_{tr,SSAA} + SSAA_{INV_{SMA}}$$

$$P_{SSAA} = 0.21 \text{ kW} + 7.5 \text{ kW} = 7.71 \text{ kW}$$

4.3.5 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:

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

$$L_{Totales} = 7.71 \text{ kW} + 6.46 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = 14.17 \text{ kW}$$

Con este valor de pérdidas totales y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.9), se puede determinar la potencia bruta el parque:

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

$$P_{bruta} = 79.7 \text{ kW} + 14.17 \text{ kW} = 93.87 \text{ kW}$$

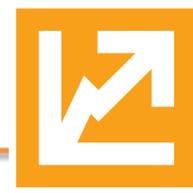


4.3.6 Resultados

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]
PFV Machicura	93.87	7.71	6.46	79.7

Tabla 4.4 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – PMG PFV Machicura



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]
PFV Machicura	37.62	7.71	3.1 ¹	26.81

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor SMA CT01-1 – PMG PFV Machicura

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PFV Machicura	7.35	0	3.36 ²	3.99

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Inversor Huawei CT02-25 – PMG PFV Machicura

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PFV Machicura	93.87	7.71	6.46 ³	79.7

Tabla 5.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – PMG PFV Machicura

¹ 3.1 kW correspondientes al transformador BT/MT asociados al circuito 1. Por su parte, las pérdidas en la red colectora de media tensión son despreciables.

² 3.36 kW correspondientes a los tres transformadores BT/MT asociados al circuito 2. Por su parte, las pérdidas en la red colectora de media tensión son despreciables.

³ 6.46 kW correspondientes al total de cuatro transformadores BT/MT asociados al circuito 2. Por su parte, las pérdidas en la red colectora de media tensión son despreciables.



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de medidores de potencia neta

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	21/07/2022
<p>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> <p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021
<p>Fecha de evaluación: 21/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1131</p>		<p>Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma:</p> 
<p>Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning</p>		



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



ESTUDIOS ELECTRICOS

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 604	5216/002	22/07/2022

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: 22/07/22
Certificado número: EE-CI-2022-1129

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



**Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning**



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.