



**ESTUDIOS  
ELECTRICOS**

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

**Solek Chile Service SpA**  
**Chile**  
**Parque Fotovoltaico Quilmo**  
**Informe de Mínimo Técnico**



**CÓDIGO DE PROYECTO** EE-2023-110  
**CÓDIGO DE INFORME** EE-EN-2023-1596  
**REVISIÓN** B

**2 feb. 24**



Este documento **EE-EN-2023-1596-RB** fue preparado para Solek Chile Service SpA 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](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**  
Gerente Dpto. Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto: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 32 páginas y ha sido guardado por última vez el 02/02/2024 por Fernando Montecinos; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

| <b>Revisión</b> | <b>Fecha</b> | <b>Comentarios</b>                            | <b>Realizó</b> | <b>Revisó</b> | <b>Aprobó</b> |
|-----------------|--------------|---|----------------|---------------|---------------|
| <b>A</b>        | 14.12.2023   | Para presentar                                | FM             | CiC           | AC            |
| <b>B</b>        | 02.01.2024   | Conforme a observaciones recibidas por el CEN | FM/JE          | CiC           | AC            |
|                 |              |   |                |               |               |

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



# ÍNDICE

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introducción.....</b>  | <b>4</b>  |
|          | 1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....                         | 5         |
|          | 1.2 Medidores utilizados .....                                    | 5         |
|          | 1.3 Nomenclatura Utilizada.....                                   | 6         |
| <b>2</b> | <b>ASPECTOS NORMATIVOS.....</b>                                   | <b>8</b>  |
| <b>3</b> | <b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....</b>                                | <b>9</b>  |
|          | 3.1 Diagrama unilineal .....                                      | 9         |
|          | 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos.....                       | 13        |
|          | 3.3 Datos de los inversores .....                                 | 15        |
|          | 3.4 Datos de los transformadores de bloque.....                   | 17        |
|          | 3.5 Datos de consumos de SSAA de planta .....                     | 18        |
| <b>4</b> | <b>DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....</b>                       | <b>19</b> |
|          | 4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio..... | 20        |
|          | 4.1.1 Potencia de Servicios Auxiliares .....                      | 21        |
|          | 4.1.2 Potencia de Pérdidas en la Central .....                    | 22        |
|          | 4.1.3 Potencia bruta.....   | 24        |
|          | 4.1.4 Potencia Neta .....   | 24        |
|          | 4.1.5 Resultados.....   | 24        |
|          | 4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....     | 25        |
|          | 4.2.1 Potencia de Servicios Auxiliares .....                      | 26        |
|          | 4.2.2 Potencia de Pérdidas en la Central .....                    | 27        |
|          | 4.2.3 Potencia bruta.....   | 29        |
|          | 4.2.4 Potencia Neta .....   | 29        |
|          | 4.2.5 Resultados.....   | 29        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSIONES.....</b>  | <b>30</b> |
| <b>6</b> | <b>ANEXOS .....</b>   | <b>31</b> |
|          | 6.1 Certificado de calibración del medidor de energía.....        | 31        |



# 1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Quilmo 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 Quilmo contará con una potencia final de 9 MW y se encuentra ubicado en la región de Ñuble, emplazado a unos 16 km al sur de la ciudad de Chillan. El parque se vinculará al SEN a través de la S/E Quilmo mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 40 m de longitud.

La central en si misma se conformará por 39 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 2 transformadores de dos devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última estará conformada por cables subterráneos, donde aquel que está relacionado con el transformador más lejano acometerá a la barra del transformador más cercano y a partir de allí, un cable subterráneo de 40m de longitud conectará el proyecto con la S/E Quilmo 33 kV para su posterior vinculación con el SEN.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.



## 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

| Personal                 | Fecha de ensayo      |
|--------------------------|----------------------|
| Ing. Fernando Montecinos | 20 de noviembre 2023 |

Tabla 1.1 – Personal participante

## 1.2 Medidores utilizados

| Denominación        | Marca   | Modelo  | Precisión |
|---------------------|---------|---------|-----------|
| Adquisidor de datos | Janitza | UMG 512 | ±0.2      |

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios del adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 5 minutos para todas las mediciones.



### 1.3 Nomenclatura Utilizada

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

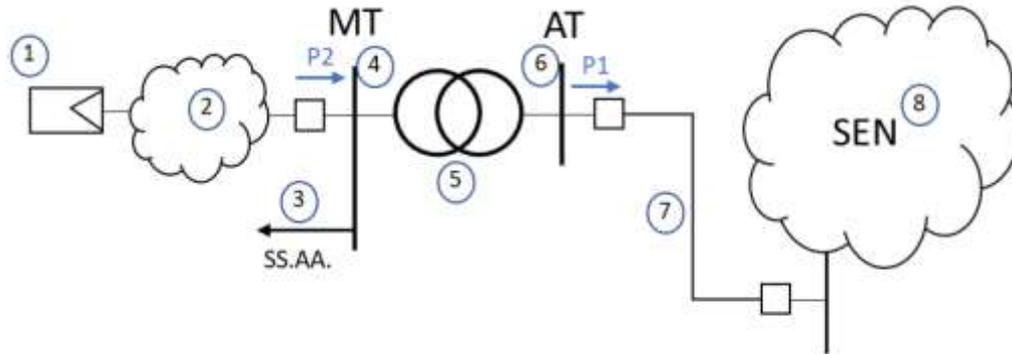


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW].
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW].
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



## 2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: 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 Quilmo, 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.

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 Quilmo se ubica en la comuna de Quilmo, región de Ñuble, concretamente a unos 16 km desde la localidad de Chillán hacia el sur, cuyo acceso se realiza desde la carretera N-59-Q.

Está constituido por 39 inversores marca Sungrow, modelo SG250HX, de 0.2/0.25 MVA de capacidad nominal (@50°C/30°C) y 800 V de tensión de operación nominal. Estos inversores se distribuyen entre 2 transformadores de 2 devanados. La red colectora está compuesta por dos (2) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los Centros de Transformación dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N°1: Centros de Transformación CT-01.
- Circuito N°2: Centros de Transformación CT-02.

### 3.1 Diagrama unilineal

La red colectora del Parque Fotovoltaico Quilmo está compuesta por dos (2) alimentadores en 33 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Quilmo. Mientras que la barra principal de 33 kV y S/E Quilmo se aprecian en la Figura 3.2. Se presenta el diagrama unifilar que especifica los consumos auxiliares de planta en la Figura 3.3.

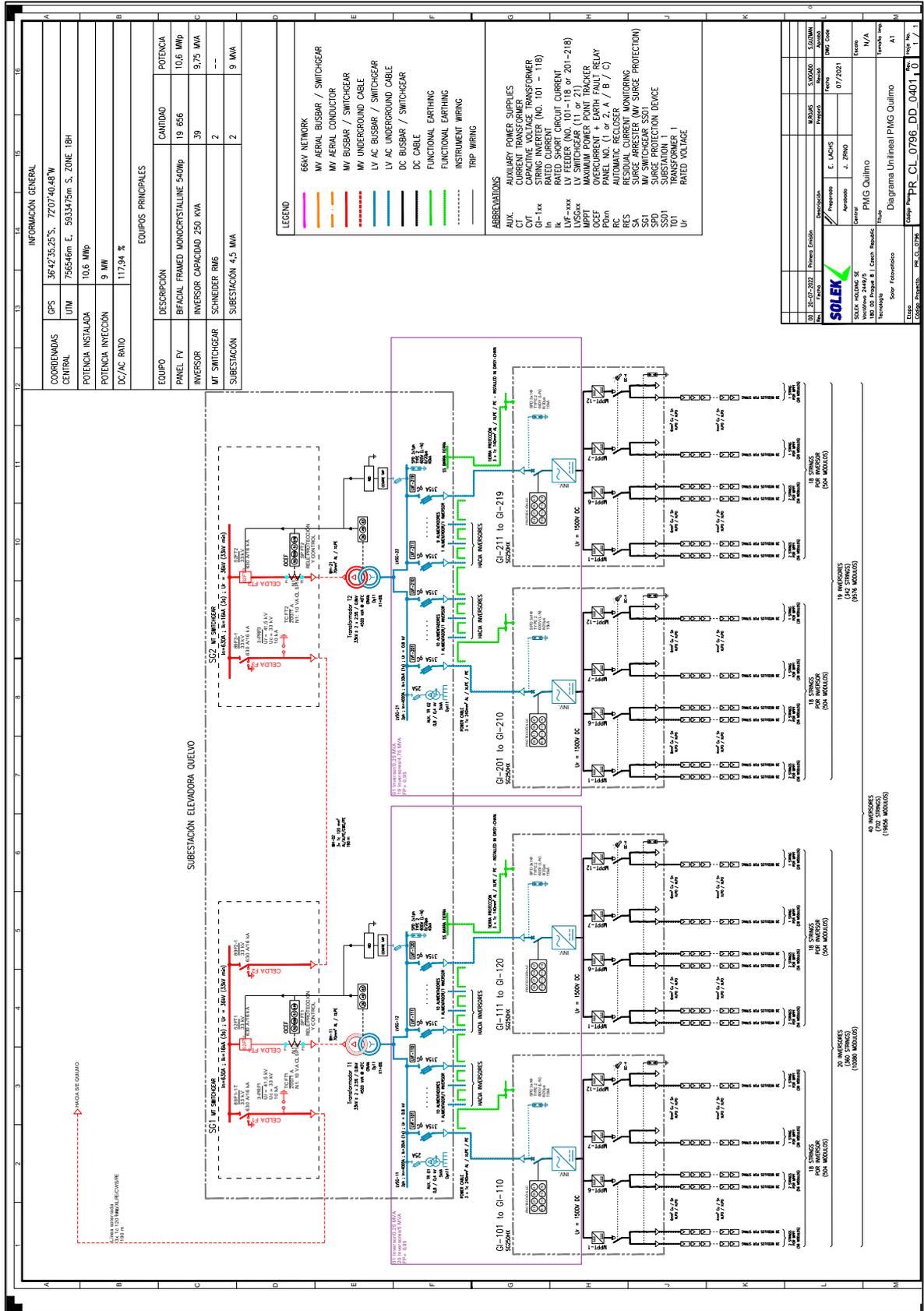


Figura 3.1 – Diagrama unilineal PFV Quilmo



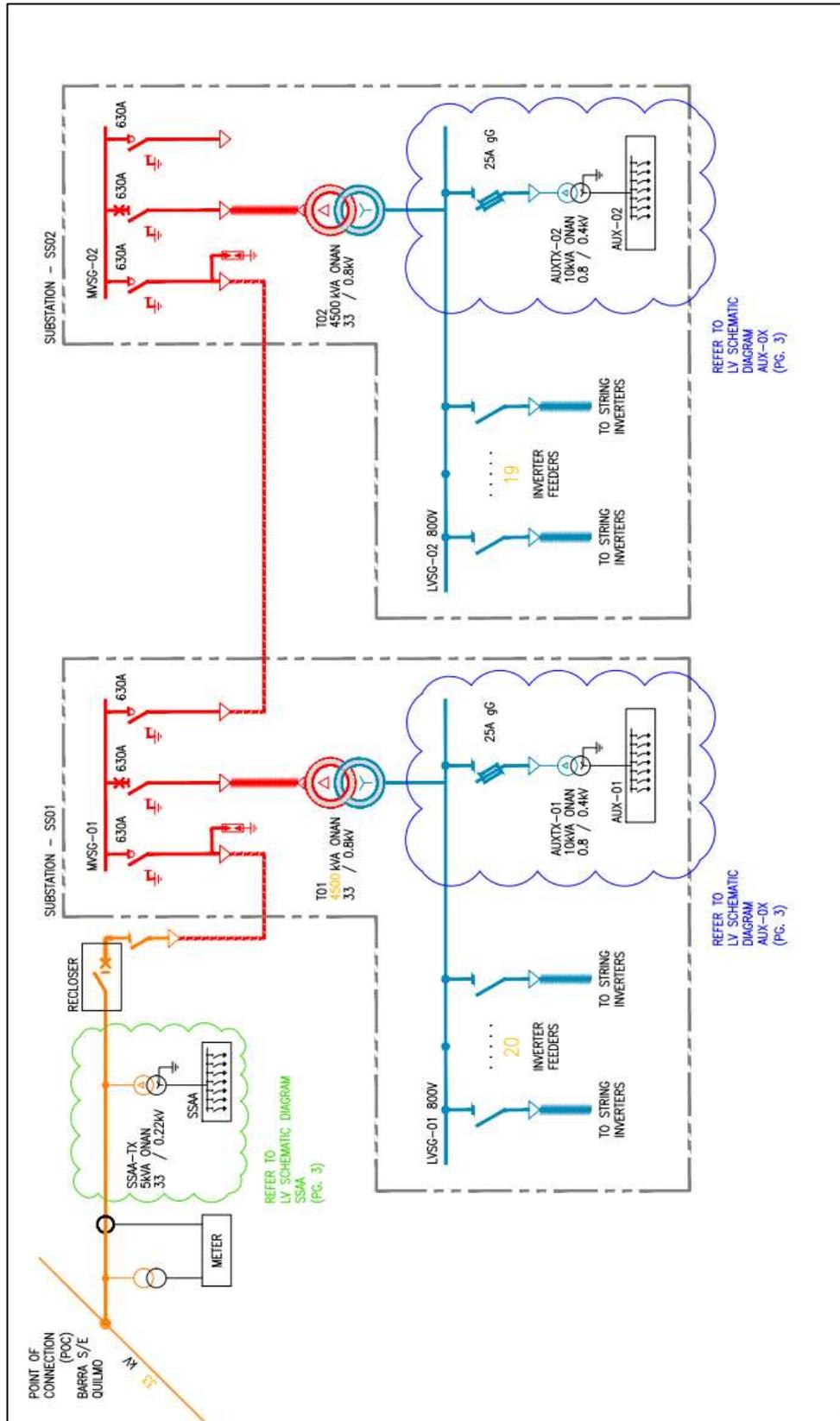


Figura 3.3 - Diagrama unilineal de PMG Quilmo y especificación de SSAA



### 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Quilmo son paneles bifaciales de marca Risen Solar modelo RSM144-9-520BMDG-540BMDG. Sus principales características se presentan en la Figura 3.4 y cálculo de potencia instalada en Figura 3.5.

| <b>ELECTRICAL DATA (STC)</b>  |                  |                  |                  |                  |                  |
|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Model Number                  | RSM144-9-520BMDG | RSM144-9-525BMDG | RSM144-9-530BMDG | RSM144-9-535BMDG | RSM144-9-540BMDG |
| Rated Power in Watts-Pmax(Wp) | 520              | 525              | 530              | 535              | 540              |
| Open Circuit Voltage-Voc(V)   | 49.20            | 49.30            | 49.40            | 49.50            | 49.60            |
| Short Circuit Current-Isc(A)  | 13.35            | 13.45            | 13.55            | 13.64            | 13.73            |
| Maximum Power Voltage-Vmpp(V) | 41.55            | 41.65            | 41.75            | 41.87            | 41.99            |
| Maximum Power Current-Imp(A)  | 12.52            | 12.61            | 12.70            | 12.79            | 12.88            |
| Module Efficiency (%) *       | 20.1             | 20.3             | 20.5             | 20.6             | 20.8             |

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
Bifacial factor: 70%±5 \* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

| <b>Electrical characteristics with 10% rear side power gain</b> |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power -Pmax (Wp)                               | 572   | 578   | 583   | 589   | 594   |
| Open Circuit Voltage-Voc(V)                                     | 49.20 | 49.30 | 49.40 | 49.50 | 49.60 |
| Short Circuit Current-Isc(A)                                    | 14.69 | 14.80 | 14.91 | 15.00 | 15.10 |
| Maximum Power Voltage-Vmpp(V)                                   | 41.55 | 41.65 | 41.75 | 41.87 | 41.99 |
| Maximum Power Current-Imp(A)                                    | 13.77 | 13.87 | 13.97 | 14.06 | 14.17 |

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

| <b>ELECTRICAL DATA (NMOT)</b>  |                  |                  |                  |                  |                  |
|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Model Number                   | RSM144-9-520BMDG | RSM144-9-525BMDG | RSM144-9-530BMDG | RSM144-9-535BMDG | RSM144-9-540BMDG |
| Maximum Power-Pmax (Wp)        | 389.4            | 393.2            | 397.1            | 400.9            | 404.8            |
| Open Circuit Voltage-Voc (V)   | 46.25            | 46.34            | 46.44            | 46.53            | 46.62            |
| Short Circuit Current-Isc (A)  | 10.95            | 11.03            | 11.11            | 11.18            | 11.26            |
| Maximum Power Voltage-Vmpp (V) | 38.40            | 38.50            | 38.60            | 38.70            | 38.80            |
| Maximum Power Current-Imp (A)  | 10.14            | 10.21            | 10.29            | 10.35            | 10.43            |

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

| <b>MECHANICAL DATA</b> |   |
|------------------------|---|
| Solar cells            | Monocrystalline   |
| Cell configuration     | 144 cells (6×12+6×12)   |
| Module dimensions      | 2285×1134×30mm  |
| Weight                 | 32.5kg  |
| Superstrate            | High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass                                     |
| Substrate              | Tempered Glass  |
| Frame                  | Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color                                |
| J-Box                  | Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes                                     |
| Cables                 | 4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included) |
| Connector              | Risen Twinsel PV-SY02, IP68   |

| <b>TEMPERATURE &amp; MAXIMUM RATINGS</b>    |             |
|---|-------------|
| Nominal Module Operating Temperature (NMOT) | 44°C±2°C    |
| Temperature Coefficient of Voc              | -0.27%/°C   |
| Temperature Coefficient of Isc              | 0.045%/°C   |
| Temperature Coefficient of Pmax             | -0.35%/°C   |
| Operational Temperature                     | -40°C~+85°C |
| Maximum System Voltage                      | 1500VDC     |
| Max Series Fuse Rating                      | 30A         |
| Limiting Reverse Current                    | 30A         |

| <b>PACKAGING CONFIGURATION</b>         |                |
|--|----------------|
|  | 40ft(HQ)       |
| Number of modules per container        | 700            |
| Number of modules per pallet           | 35             |
| Number of pallets per container        | 20             |
| Packaging box dimensions (LxWxH) in mm | 2350×1130×1275 |
| Box gross weight[kg]                   | 1200           |

Figura 3.4 – Hoja de Datos – Panel Solar



| INFORMACIÓN GENERAL |                                       |                                 |          |
|---------------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------|
| COORDENADAS CENTRAL | GPS                                   | 36°42'35.25"S, 72°07'40.48"W    |          |
|                     | UTM                                   | 756546m E, 5933475m S, ZONE 18H |          |
| POTENCIA INSTALADA  | 10,6 MWp                              |                                 |          |
| POTENCIA INYECCIÓN  | 9 MW                                  |                                 |          |
| DC/AC RATIO         | 117,94 %                              |                                 |          |
| EQUIPOS PRINCIPALES |                                       |                                 |          |
| EQUIPO              | DESCRIPCIÓN                           | CANTIDAD                        | POTENCIA |
| PANEL FV            | BIFACIAL FRAMED MONOCRYSTALLINE 540Wp | 19 656                          | 10,6 MWp |
| INVERSOR            | INVERSOR CAPACIDAD 250 kVA            | 39                              | 9,75 MVA |
| MT SWITCHGEAR       | SCHNEIDER RM6                         | 2                               | --       |
| SUBESTACIÓN         | SUBESTACIÓN 4,5 MVA                   | 2                               | 9 MVA    |

Figura 3.5 – Información general de disposición de paneles y cálculo de potencia instalada



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Quilmo 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 3.6.

|   |  |
|---|--|
| Type designation  | SG250HX  |
| <b>Input (DC)</b>                                       |  |
| 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  |
| <b>Output (AC)</b>                                      |  |
| 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  |
| <b>Efficiency</b>                                       |  |
| Max. efficiency   | 99.0 %   |
| European efficiency                                     | 98.8 %   |
| <b>Protection</b>                                       |  |
| 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  |
| <b>General Data</b>                                     |  |
| Dimensions (W*H*D)                                      | 1051 * 660 * 363 mm  |
| Weight  | 99kg   |
| Isolation method  | Transformerless  |
| Ingress protection rating                               | IP66   |
| Night power consumption                                 | < 2 W  |
| Operating ambient temperature range                     | -30 to 60 °C   |
| Allowable relative humidity range (non-condensing)      | 0 - 100 %  |
| Cooling method  | Smart forced air cooling   |
| Max. operating altitude                                 | 5000 m (> 4000 m derating)   |
| Display   | LED, Bluetooth+App   |
| Communication   | RS485 / PLC  |
| DC connection type                                      | MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )  |
| AC connection type                                      | OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )   |
| Compliance  | IEC 62109, IEC 61777, 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 3.6 – Hoja de Datos – Inversor

Se aprecia en la Figura 3.7 , 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 3.7 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.8 y Figura 3.9.

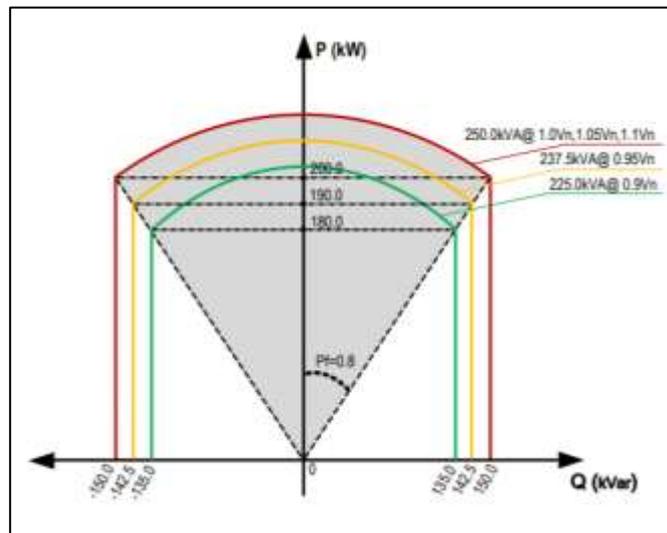


Figura 3.8 – Curva de capacidad del inversor PF mode

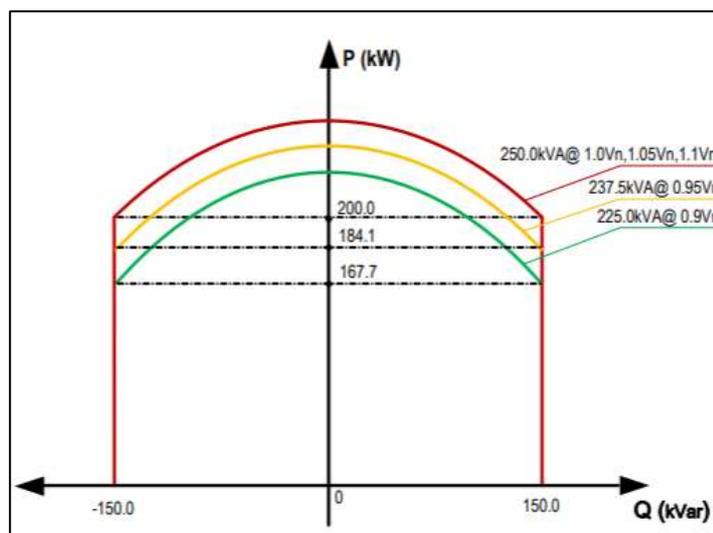


Figura 3.9 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Quilmo cuenta con dos (2) transformadores de bloque de 4.5 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee un devanado de baja tensión que permite la interconexión en 800 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia en la red de 33 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

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

| Parámetro               | Valor    |
|-------------------------|----------|
| Potencia nominal        | 4.5 MVA  |
| Refrigeración           | ONAN     |
| Tensión nominal lado HV | 33 kV    |
| Tensión nominal lado LV | 0.8 kV   |
| Grupo de conexión       | Dy11     |
| Impedancia              | 7.94%    |
| Pérdidas en carga       | 25 kW    |
| Pérdidas en vacío       | 3.885 kW |

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



### 3.5 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque a través de la documentación "00 - Diagrama Unilineal Baja PMG Quilmo TE-1\_9.0MW (2SS-complete) Full.pdf".

| Consumo por fase | [W]    |
|------------------|--------|
| L1               | 1496.0 |
| L2               | 0.0    |
| L3               | 0.0    |

Tabla 3.2 - Dimensionamiento de los SSAA

| Tipo de Carga | [W]    |
|---------------|--------|
| L1            | 4506.0 |
| L2            | 506.0  |
| L3            | 6.0    |

Tabla 3.3 - Dimensionamiento de los consumos AUX01

| Tipo de Carga | [W]   |
|---------------|-------|
| L1            | 700.0 |
| L2            | 6.0   |
| L3            | 6.0   |

Tabla 3.4 - Dimensionamiento de los consumos AUX02

Se aprecia a través de la Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4 un consumo total de 7.226 kW correspondiente a las cargas esenciales y permanentes.



## 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 [kW] | Pérdidas en la central [kW] | Potencia Neta [MW] |
|---------|---------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------|
| Quilmo  | (1)                 | (2)                   | (3)                         | (4)                |

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la potencia medida directamente en bornes de la unidad de generación.
- (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 sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la Subestación Quilmo.



## 4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 30 de enero de 2024 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 GI-105. En esta condición todos los circuitos colectores y transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando solamente el inversor GI-105 en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia neta, inyectada en el lado de 33 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Quilmo, la cual posee un valor promedio de 0.32 kW.

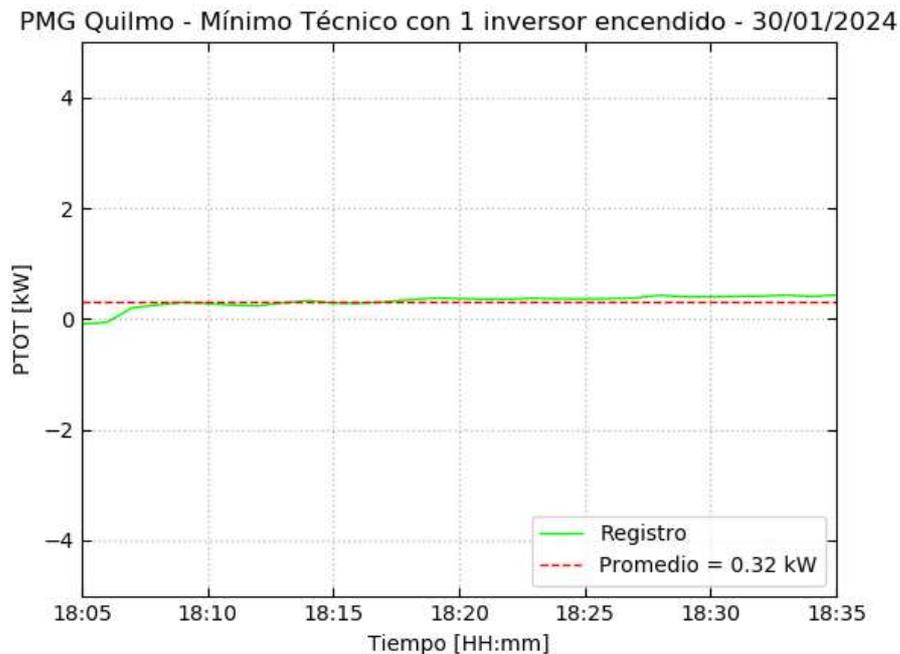


Figura 4.1 – Ensayo de Mínimo Técnico – INV GI-105



#### 4.1.1 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 en servicio más los servicios auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.7, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 0.196 kW y en 2 W los inversores en estado standby. De igual manera es posible observar a través de la Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4 la estimación de consumo de servicios auxiliares en el momento de los ensayos.

En base a los datos, se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares:

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

Donde la Potencia consumida por SSAA queda determinada en la sección 3.5 como,

$$P_{tr,SSAA} = 7.226 \text{ kW}$$

Por lo tanto, para este caso,

$$P_{SSAA} = 1 \times 0.196 \text{ kW} + 7.226 \text{ kW} = 7.422 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0074 \text{ MW}$$



#### 4.1.2 Potencia de Pérdidas en la Central

La potencia de Pérdidas en la central corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

Para determinar el valor de las pérdidas asociadas a cada elemento y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del PMG Quilmo desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.2.

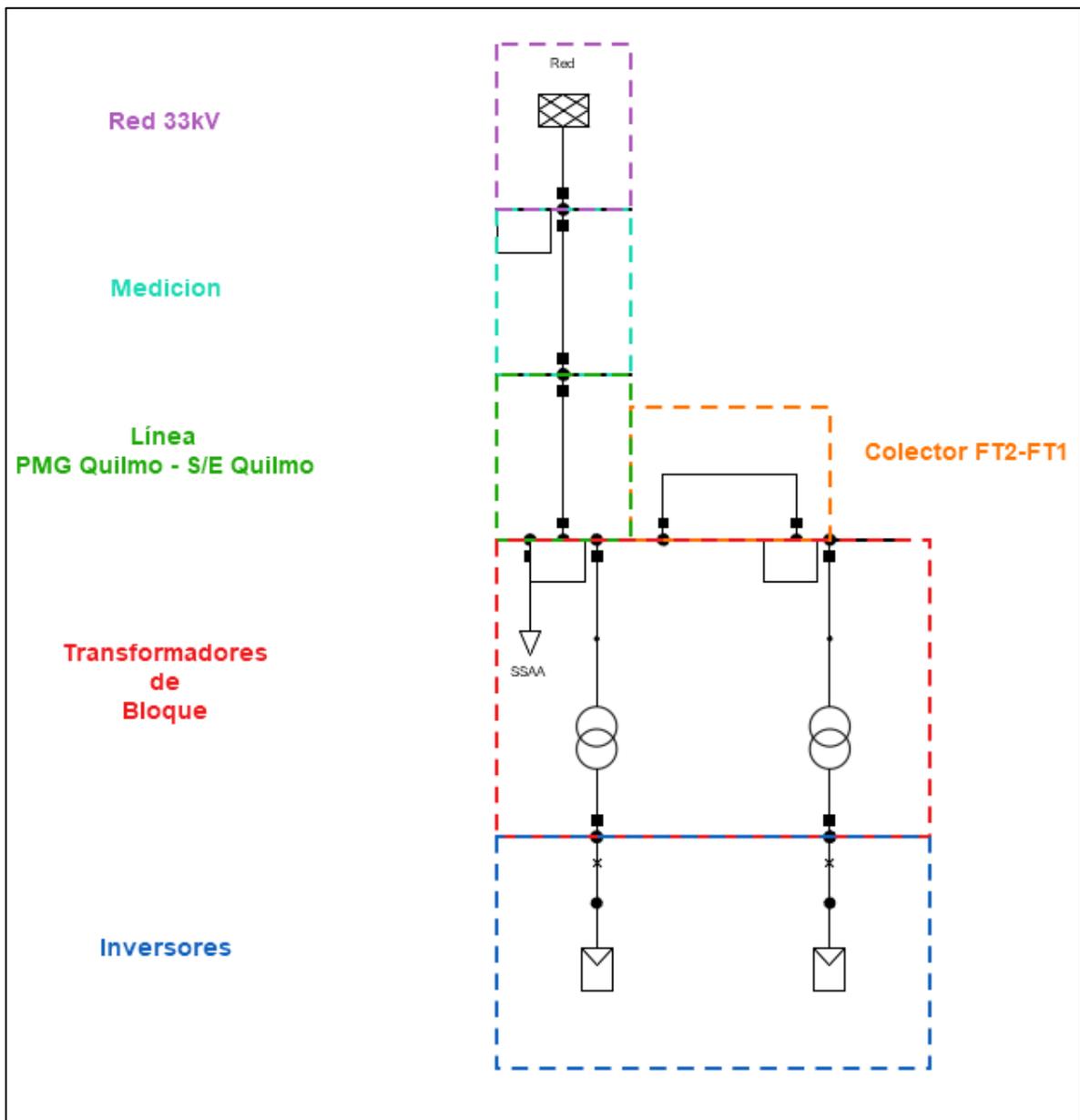


Figura 4.2 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent.



Para realizar la simulación, se debe hallar la potencia generada por el inversor GI-105, y para esto se procede a despacharlo de modo de conseguir la potencia registrada a nivel de 33kV.

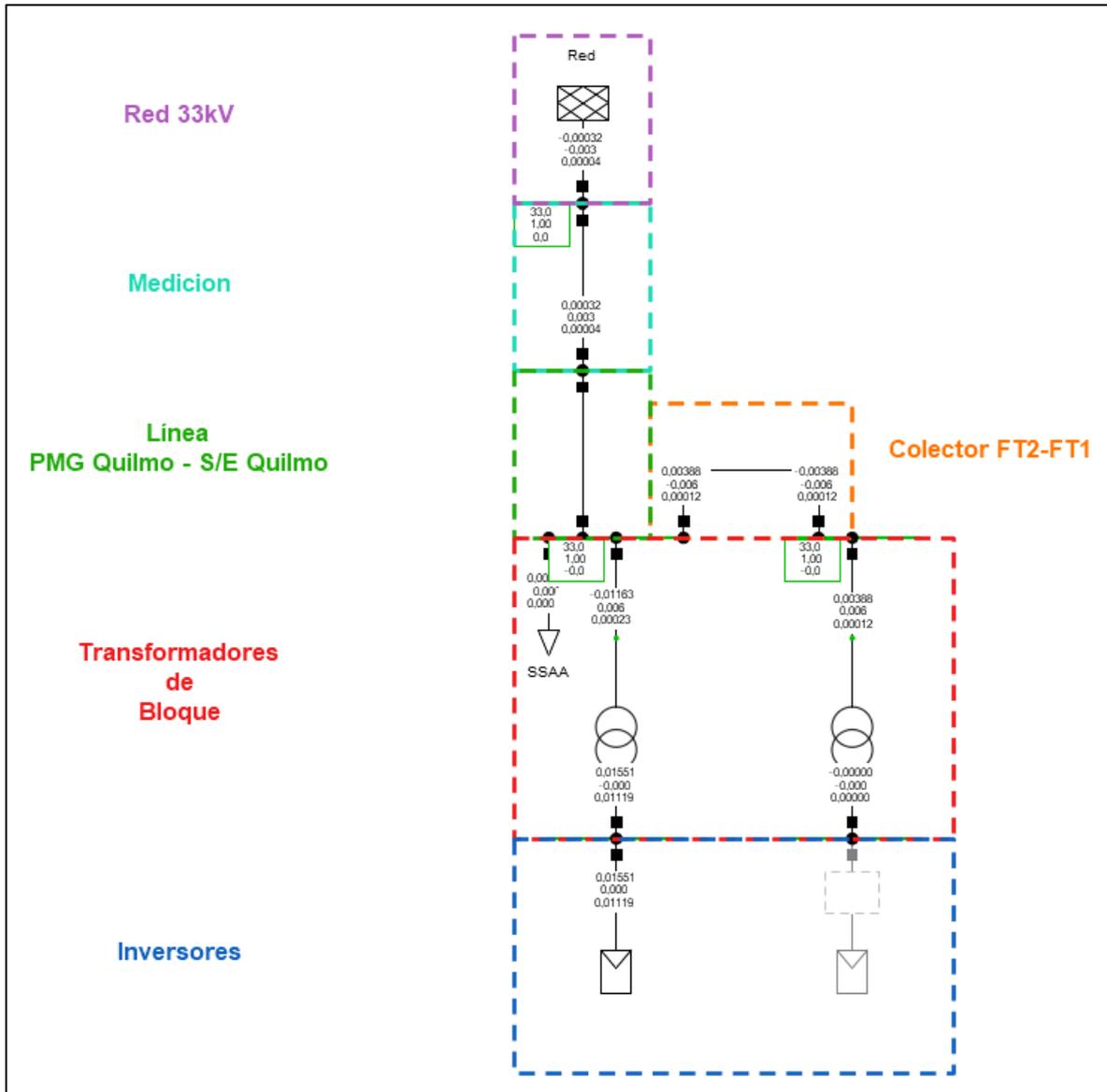


Figura 4.3 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent (flujo de potencia)

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.3, se puede determinar las pérdidas asociadas a la red de media tensión en 33kV. La potencia de pérdidas de la central se calcula como la diferencia entre la potencia aportada por el inversor GI-105, los consumos de SSAA y la potencia inyectada en la barra principal de 33kV.

$$P_{perd,central} = P_{GI-105} - P_{33kV} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd,central} = 0.0155 \text{ MW} - 0.0003 \text{ MW} - 0.0074 \text{ MW} = 0.0078 \text{ MW}$$



Al no haber un transformador de poder principal, el valor de las pérdidas de la central se puede desagregar en pérdidas en los colectores y los consumos en vacío de los transformadores de bloque (ver sección 3.4), según la siguiente expresión.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{tr,bloque\ en\ vacío}$$

$$P_{perd,MT} = P_{perd,central} - P_{tr,bloque\ en\ vacío}$$

$$P_{perd,MT} = 0.0078\ MW - (2 \times 3.885\ kW) = 0.0078\ MW - 0.0078 = 0.0\ kW$$

Cabe mencionar que los colectores de media tensión son de una longitud bastante corta, por lo cual para Mínimo Técnico puede asumirse su consumo muy cercano a 0.0 kW.

#### 4.1.3 Potencia bruta

La **Potencia Bruta** queda determinada en este caso por la potencia inyectada únicamente por el inversor GI-105 y se encuentra representado en el diagrama como un único inversor (el resto se encuentra fuera de servicio).

$$P_{bruta} = P_{Inv-GI-105} = 0.0155\ MW$$

#### 4.1.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia inyectada en la barra de 33kV de la SE Quilmo.

$$P_{Neta,med} = 0.0003\ MW$$

#### 4.1.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Quilmo.

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Quilmo              | 0.0155              | 0.0074      | 0.0078                      | 0.0003             |

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – INV GI105 en servicio – Resumen de Cálculos



## 4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 20 de noviembre de 2023 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 39 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 33 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Quilmo, la cual posee un valor promedio de 51.48 kW.

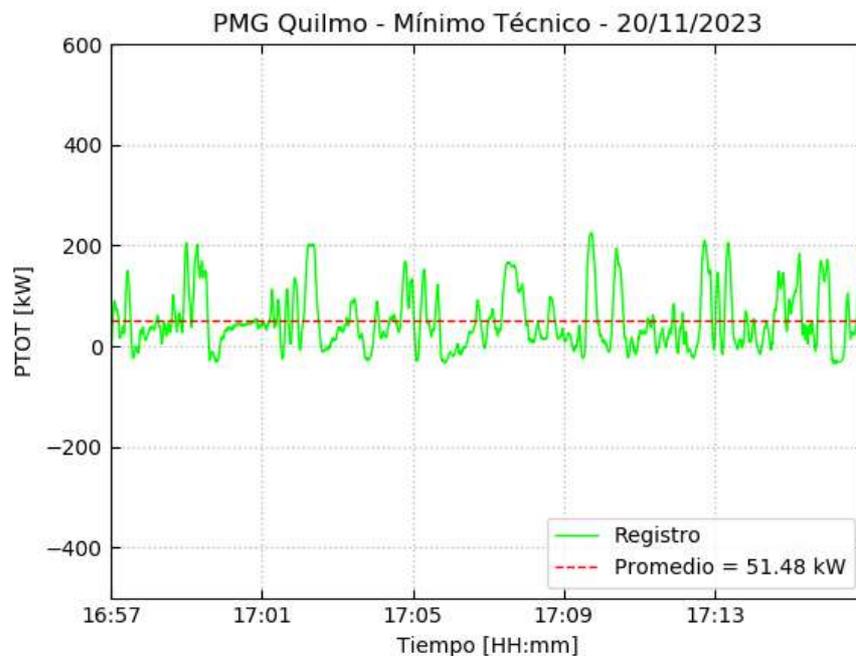


Figura 4.4 – Ensayo de Mínimo Técnico – PNETA



#### 4.2.1 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 más los servicios auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.7, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 0.196 kW y en 2 W los inversores en estado standby. De igual manera es posible observar a través de la Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4 la estimación de consumo de servicios auxiliares en el momento de los ensayos.

En base a los datos, se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares:

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

Donde la Potencia consumida por SSAA queda determinada en la sección 3.5 como,

$$P_{tr,SSAA} = 7.226 \text{ kW}$$

Por lo tanto,

$$P_{SSAA} = 39 \times 0.196 \text{ kW} + 7.226 \text{ kW} = 14.87 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0149 \text{ MW}$$



#### 4.2.2 Potencia de Pérdidas en la Central

La potencia de Pérdidas en la central corresponde a las perdidas en el sistema colector de media tensión.

Para determinar el valor de las pérdidas asociadas a cada elemento y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del PMG Quilmo desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.5.

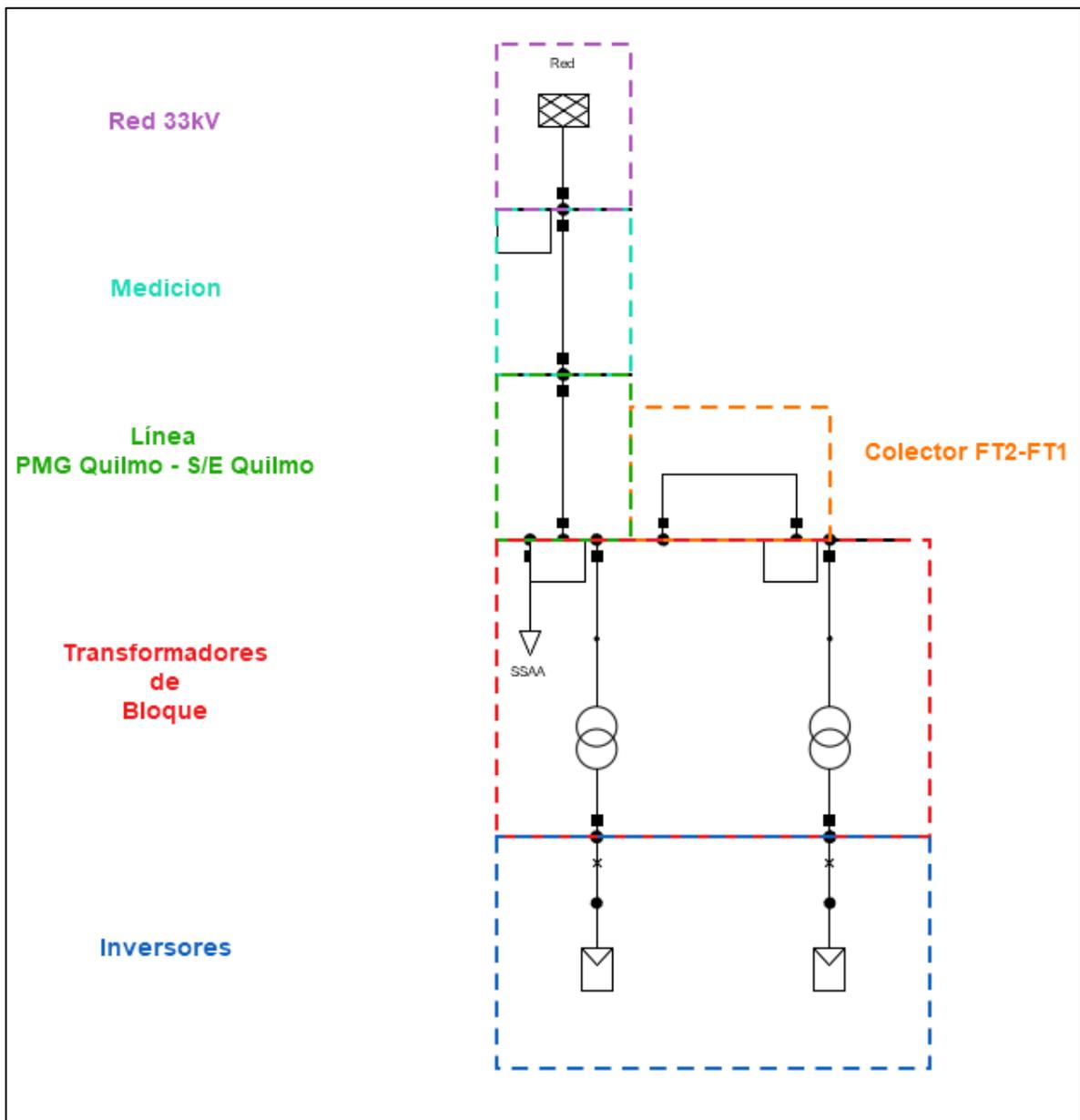


Figura 4.5 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent.

Para realizar la simulación, se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos de forma centralizada de modo de conseguir la potencia registrada a nivel de 33kV.

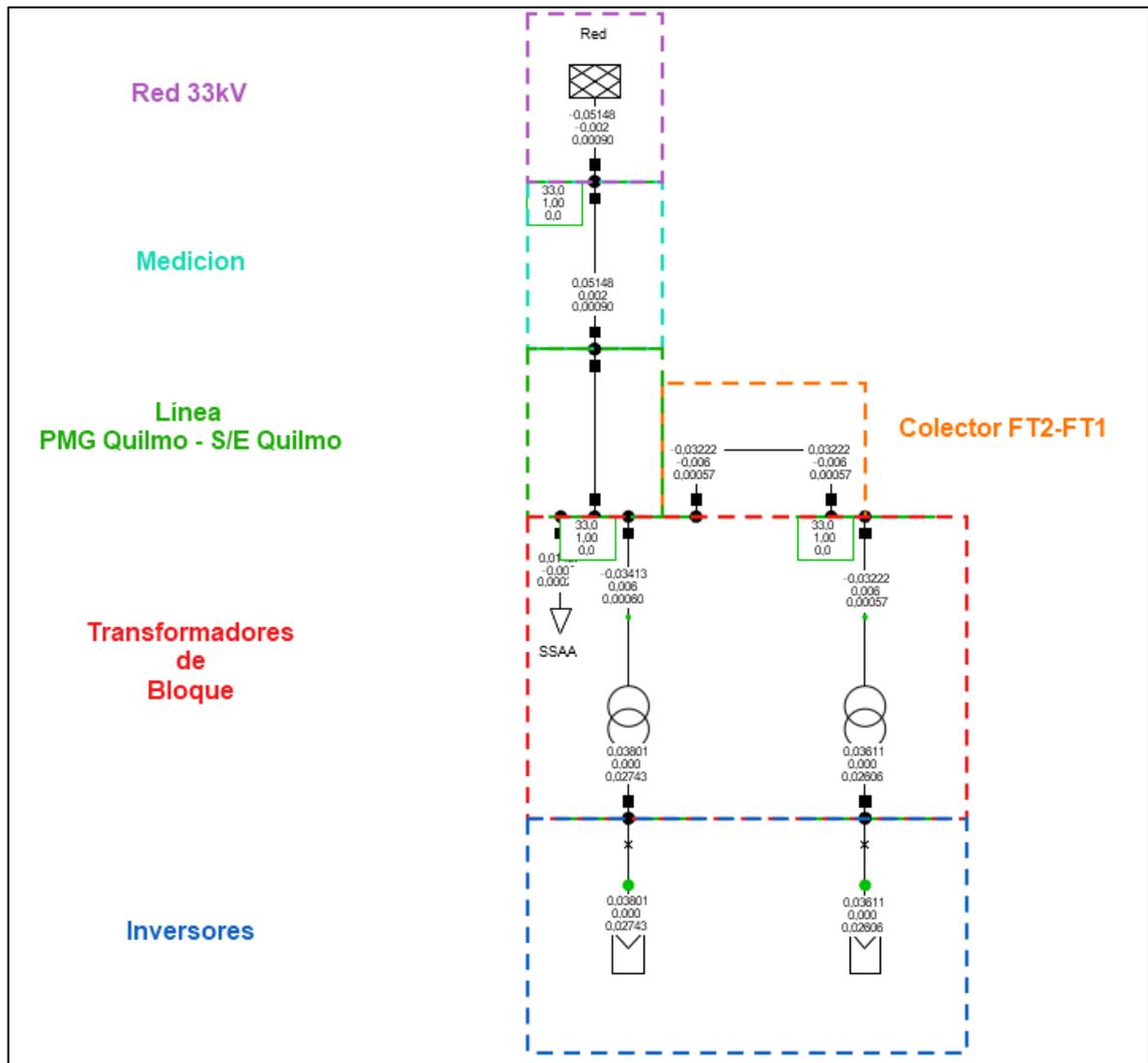


Figura 4.6 – Modelo equivalente desarrollado en DigSilent (flujo de potencia)

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.6, se puede determinar las pérdidas asociadas a la red de media tensión en 33kV. La potencia de pérdidas de la central se calcula como la diferencia entre la potencia aportada por cada uno de los inversores que conforman el PMG Quilmo, los consumos de SSAA y la potencia inyectada en la barra principal de 33kV.

$$P_{perd,central} = P_{CT1} + P_{CT2} - P_{33kV} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd,central} = 0.03801 \text{ MW} + 0.03611 \text{ MW} - 0.05148 \text{ MW} - 0.01487 \text{ MW} = 0.0077 \text{ MW}$$



Al no haber un transformador de poder principal, el valor de las pérdidas de la central se puede desagregar en pérdidas en los colectores y los consumos en vacío de los transformadores de bloque (ver sección 3.4), según la siguiente expresión.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{tr,bloque\ en\ vacío}$$

$$P_{perd,MT} = P_{perd,central} - P_{tr,bloque\ en\ vacío}$$

$$P_{perd,MT} = 0.00777\ MW - (2 \times 3.885\ kW) = 0.0\ kW$$

Cabe mencionar que los colectores de media tensión son de una longitud bastante corta, por lo cual para Mínimo Técnico puede asumirse su consumo muy cercano a 0.0 kW.

#### 4.2.3 Potencia bruta

La **Potencia Bruta** queda determinada entonces por la suma de la potencia inyectada por ambos conjuntos de inversores, los cuales son 39 y se encuentran presentes en el diagrama de forma resumida.

$$P_{bruta} = P_{20\ Inv-CT01} + P_{19\ Inv-CT02} = 0.03801\ MW + 0.03611\ MW = 0.0741\ MW$$

#### 4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia inyectada en la barra de 33kV de la SE Quilmo.

$$P_{Neta,med} = 0.0515\ MW$$

#### 4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Quilmo.

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Quilmo              | 0.0741              | 0.0149      | 0.0077                      | 0.0515             |

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Quilmo – Resumen de Cálculos



## 5 CONCLUSIONES

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

Se demuestra que la central posee una potencia bruta de 0.07412 MW resultando en una inyección de 0.0514 MW en el POI. En cuanto a la operación con un único inversor operativo, la potencia bruta que debe proveer este para alcanzar el mínimo valor de potencia en el POI es de 0.0155 MW, logrando inyectar en POI 0.0003 MW aprox.

La Tabla 5.1 y Tabla 5.2 resume los resultados obtenidos.

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Quilmo              | 0.0155              | 0.0074      | 0.0078                      | 0.0003             |

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – INV GI105 en servicio

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Quilmo              | 0.0741              | 0.0149      | 0.0077 <sup>1</sup>         | 0.0515             |

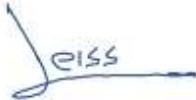
Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Quilmo

<sup>1</sup> Desglosado en 0.0077 kW de pérdidas en los transformadores de bloque y casi 0.0 kW en la red de media tensión.



## 6 ANEXOS

### 6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

| CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN  |                  |   |                     |
|---|------------------|---|---------------------|
| <br><b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>   |                  |   |                     |
| Estudios Eléctricos declara que el instrumento:   |                  |   |                     |
| Instrumento   | Número de Serie: | Última Calibración  |                     |
| JANITZA UMG 512 Pro   | 4201/5361        | 9/5/2023  |                     |
| <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 Patrón  | Número de Serie: | Ultima calibración  | Próxima calibración |
| Valija de Inyección<br>OMICRON CMC<br>256-6   | JG677S           | 29/10/2021  | 29/10/2024          |
| Fecha de evaluación: 9/5/2023<br>Certificado número: EE-CI-2023-0604  |                  | Nombre Inspector: Leiss, Jorge<br>Firma:  |                     |



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.