

Empresa: Sterling & Wilson

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Valle Escondido

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2020-009

Código de Informe: EE-EN-2022-1071

Revisión: A

STERLING & WILSON



22 de julio de 2022



Este documento EE-EN-2022-1071-RA fue preparado para Sterling & Wilson 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 41 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/07/2022 por Nicolás Silva, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	22/Jul/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	Nomenclatura y observaciones generales	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
3.1	Unifilar de planta.....	9
3.2	Datos de los paneles solares	12
3.3	Datos de los inversores	14
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	17
3.5	Datos del transformador de poder	18
3.6	Datos del transformador de Servicios Auxiliares	19
3.7	Datos de consumos de SSAA de planta	20
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	21
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	22
4.2	Resultados	24
4.2.1	Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta	24
4.2.2	Pérdidas en el transformador principal.....	27
4.2.3	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	28
4.2.4	Potencia de Servicios Auxiliares	29
4.2.5	Determinación de la Potencia Bruta	30
4.3	Correcciones.....	30
4.3.1	Potencia bruta corregida.....	30
4.3.2	Potencia neta corregida	32
4.3.3	Potencia de Servicios Auxiliares	33
4.3.4	Pérdidas en el transformador principal.....	34
4.3.5	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	35
4.3.6	Resultados	36
5	CONCLUSIONES	37
6	ANEXOS	38



6.1	Determinación de condiciones meteorológicas de sitio	38
6.2	Certificado de calibración de medidor de potencia neta	40



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Valle Escondido de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido se ubica en la región de Atacama, emplazado a 56.4 kilómetros aproximadamente de la ciudad de Copiapó, y tiene una potencia bruta instalada de 106.101/111.744 MVA (@50°C/40°C) distribuida en 24 inversores. El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.5\%$) y de capacidad 85/120 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Iñaki Cubillos	8 y 9 de julio de 2022

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG510	$\pm 0.2\%$

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, medidas de las estaciones meteorológicas y registros de la producción individual de cada inversor, todo adquirido con una tasa de muestreo de 1 minuto.



1.3 Nomenclatura y observaciones generales

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

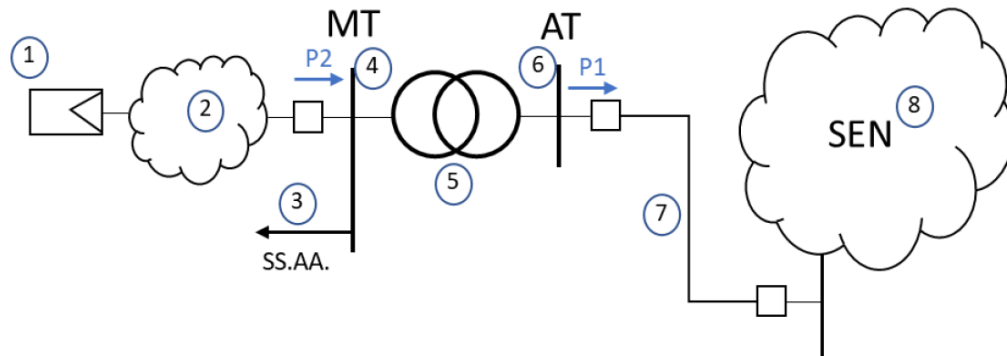


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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] (ver número “7” en Figura 1.1).
- ✓ **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] (ver número “2” en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido está constituido por 24 centros de transformación, cada uno cuenta con un inversor y su respectivo transformador de baja a media tensión.

Cuenta con 24 inversores FIMER modelo PVS980-58 de 4.421/4.656 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y 690 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan una potencia bruta instalada de 106.104/111.744 MVA (@50°C/40°C). La red colectora del Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 8 alimentadores en 33 kV. El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.5\%$) y de capacidad 85/120 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II).

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Valle Escondido está compuesta por ocho alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. Cada alimentador tiene tres centros de transformación, es decir, 3 inversores.

La barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Valle Escondido y su transformador principal se aprecian en la Figura 3.1. En tanto, en la Figura 3.2 se muestra el detalle de los circuitos alimentadores.

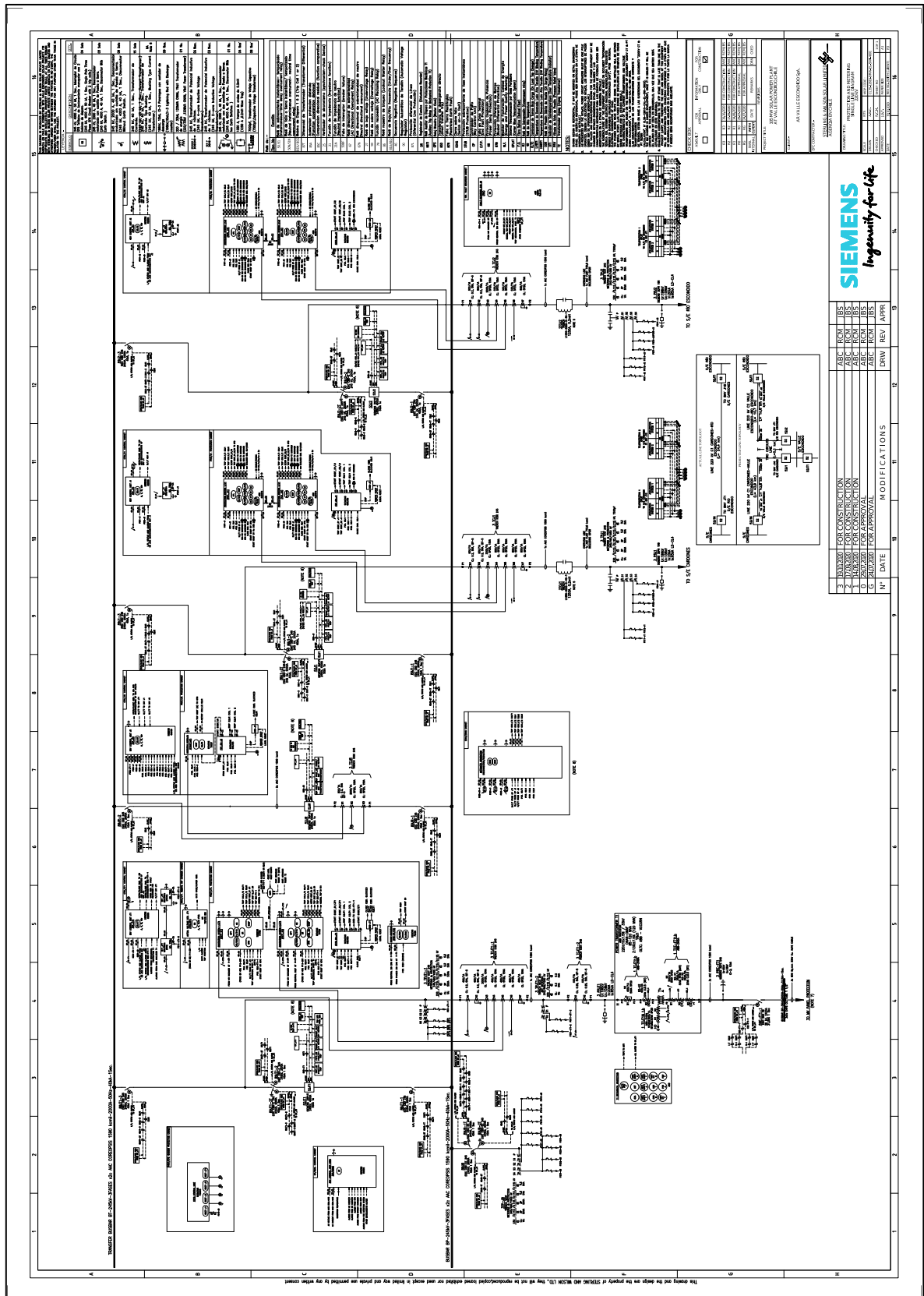


Figura 3.1 – Barra principal 33 kV y transformador principal – Parque Fotovoltaico Valle Escondido

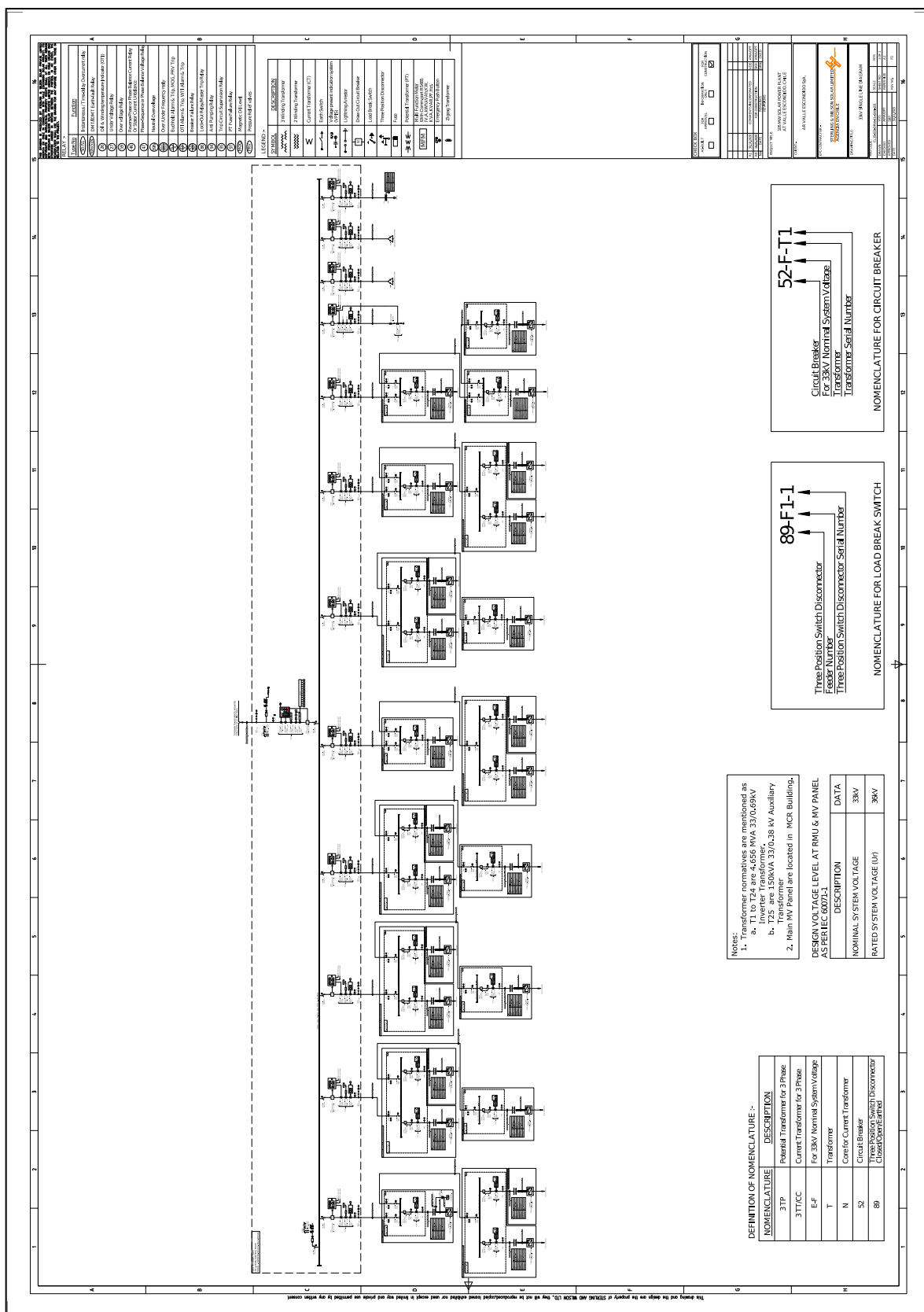


Figura 3.2 – Detalle de red colectora – Parque Fotovoltaico Valle Escondido



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Valle Escondido son de marca Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II). Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

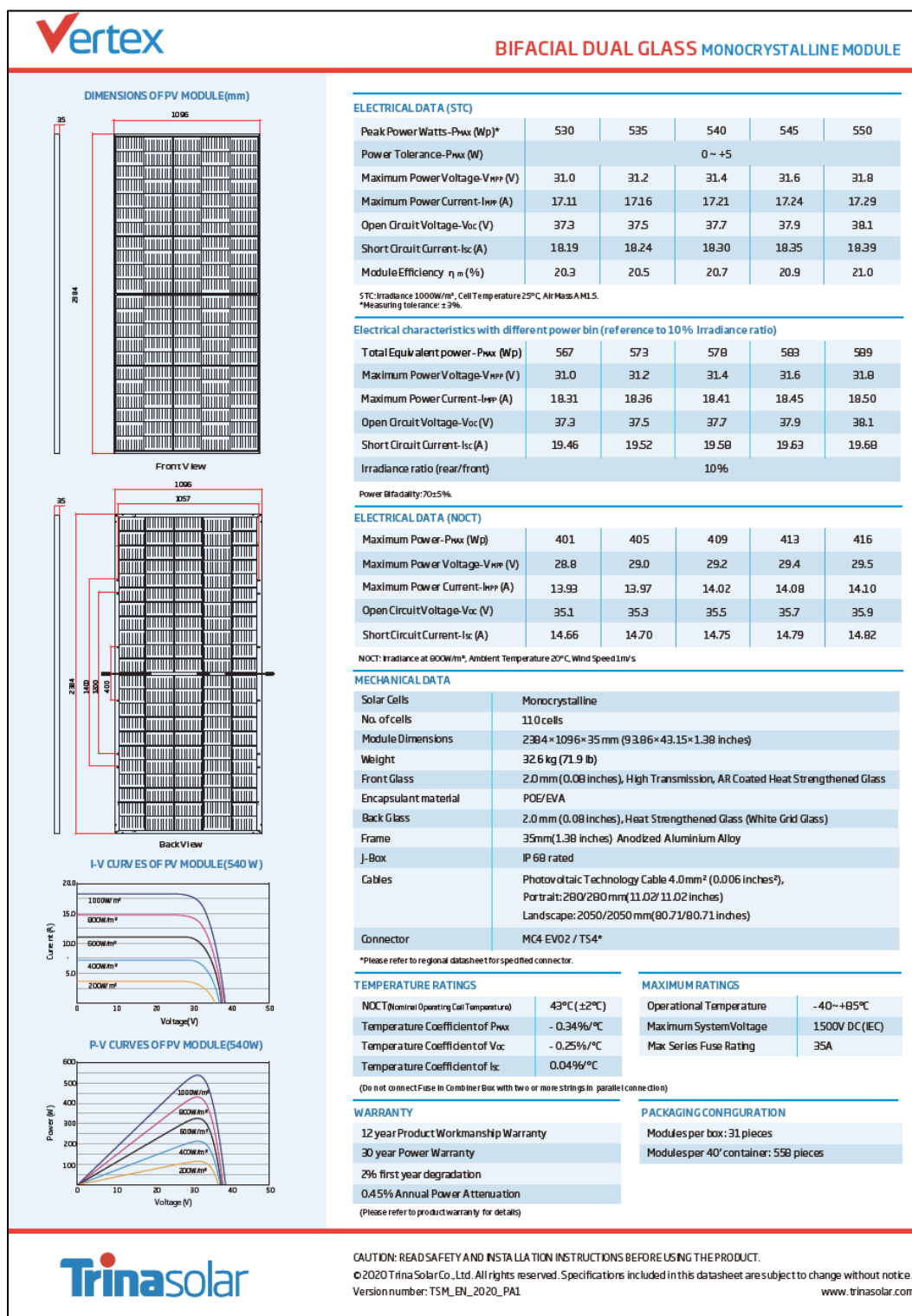


Figura 3.3 – Datos de paneles Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II)



Se presenta en la Tabla 3.1 el número y distribución de módulos solares en el Parque Fotovoltaico Valle Escondido. Se destaca un total de 228.080 paneles distribuidos en 7 tipos de arreglos según se describe a continuación. Cabe destacar que cada *String* cuenta con 40 paneles.

Array	Module wattage	Nb. Of inverters	Strings	Modules	DC Power (Wp)
1	530	4	960	38400	20.352.000
2	535	3	714	28560	15.280.000
3	535	6	1440	57600	30.816.000
4	535	5	1180	47200	25.252.000
5	535	2	468	18720	10.015.000
6	540	2	468	18720	10.109.000
7	540	2	472	18880	10.195.000
Total		24	5702	228080	122.019.000

Tabla 3.1 - Cantidad y distribución de módulos fotovoltaicos



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 24 inversores marca FIMER modelo PVS980-58. Los inversores son de 4.421/4.656 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en las Figura 3.4 y Figura 3.5.

Technical data and types				
Product Type designation, PVS980-58	PVS980-58 4.3 MVA -4348kVA-I	PVS980-58 4.6 MVA -4565kVA-J	PVS980-58 4.8 MVA -4782kVA-K	PVS980-58 5.0 MVA -5000kVA-L
Input (DC)				
Maximum recommended input power (PPV,max) ¹⁾	8696 kWp	9130 kWp	9564 kWp	10000 kWp
Maximum DC short circuit current			16 kA	
Maximum operational DC current			5300 A	
Maximum operational DC voltage (U _{max} (DC)) ²⁾			1500 V	
DC voltage range for maximum power (U _{oc, mpp}) @ -20 to +25 °C	850 to 1350 V	893 to 1350 V	935 to 1350 V	978 to 1350 V
DC voltage range for maximum power (U _{oc, mpp}) @ 35 °C	850 to 1250 V	893 to 1250 V	935 to 1250 V	978 to 1250 V
DC voltage range for maximum power (U _{oc, mpp}) @ 50 °C	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
Number of MPPT trackers			1	
Number of protected DC inputs ³⁾			20-36 (+/-)	
Output (AC)				
Power @ 25 °C	4348 kVA	4565 kVA	4782 kVA	5000 kVA
AC current @ 25 °C			4184 A	
Power @ 35 °C	4229 kVA	4441 kVA	4652 kVA	4864 kVA
AC current @ 35 °C			4070 A	
Power (S _N (AC)) @ 50 °C	3845 kVA	4037 kVA	4229 kVA	4421 kVA
AC current (I _N (AC)) @ 50 °C			3700 A	
Nominal output voltage (U _N (AC)) ⁴⁾	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency ⁵⁾			50/60 Hz	
Harmonic distortion, current ⁶⁾			< 3%	
Maximum AC short circuit current from network			80 kA (1 s RMS)	
Distribution network type ⁷⁾			TN and IT	
Efficiency				
Maximum ⁸⁾			98.8%	
Euro-eta ⁹⁾			98.6%	
CEC efficiency ¹⁰⁾			98.5%	
Power consumption				
Own consumption in normal operation			5000 W	
Maximum standby operation consumption			460 W	
Auxiliary voltage type			external ¹¹⁾	

¹⁾ DC/AC ratio close to 2.0 might shorten maintenance intervals

²⁾ Throughout the temperature range

³⁾ Standard 24 DC inputs with negative grounding, fuses on positive pole only

⁴⁾ +/- 10%, consult FIMER for detailed information

⁵⁾ +/- 10 Hz

⁶⁾ At nominal power

⁷⁾ Inverter side must be IT type

⁸⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{oc}

⁹⁾ Rounded according to CEC rules

¹⁰⁾ Internal available as an option

Figura 3.4 – Datos de inverter FIMER PVS980-58 5.0 MVA (1 de 2)



Technical data and types				
Product Type designation, PVS980-58	PVS980-58 4.3 MVA -4348kVA-I	PVS980-58 4.6 MVA -4565kVA-J	PVS980-58 4.8 MVA -4782kVA-K	PVS980-58 5.0 MVA -5000kVA-L
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	5600/2200/1600			
Weight appr.	Max. 6000 kg			
Environmental limits				
Degree of protection	IP55 /Type 3R, sand test certified.			
Ambient temp. range ¹³⁾	-20 ... +50 °C			
Maximum ambient temperature ¹²⁾	+60 °C			
Relative humidity	4 ... 100%			
Maximum altitude (above sea level) ¹³⁾	4000m ¹⁴⁾			
Maximum noise level	84 dBA ¹⁵⁾			
Protection				
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding	Yes			
DC reverse polarity	Yes			
AC and DC short circuit and over current	Yes			
AC and DC over voltage and temperature	Yes			
User interface and communications				
Local user interface	Local control panel			
Analog inputs/outputs	2/1 as standard, extendable as engineered option			
Digital inputs/relay outputs	7/1 as standard, extendable as engineered option			
Fieldbus connectivity	Modbus, Profinet, Ethernet IP ¹⁶⁾			
Product compliance				
Safety and EMC	CE Declaration of Conformity, IEC62109-1, IEC62109-2, UL62109, UL1741, CSA C22.2 No. 107.1-16, RCM, IEC62920			
Characteristics	IEC60068-2-1, -2, -14, -30, IEC61683, EN50530, IEC61727, IEC62116, IEC62910, ANSI/UL1998			
Grid codes	IEEE1547-2003, VDE-AR-N 4110, UL1741SA, PO12.2 / NTS, G99, CEA (India), DEWA, Chile			
Grid support and grid functions	Reactive power compensation, Power reduction, LVRT, HVRT, FqRT			

¹¹⁾ -40 °C as option
¹²⁾ Power limiting after 50 °C
¹³⁾ Possible power limiting above 1000 m, depending on temperature

¹⁴⁾ Standard device up to 2000m, up to 4000m as an option
¹⁵⁾ At partial power typically < 75 dBA
¹⁶⁾ More communication options as engineered option

Figura 3.5 – Datos de inversor FIMER PVS980-58 5.0 MVA (2 de 2)

Se aprecia en la Figura 3.4 que el consumo de potencia en operación es de 5 kW y de 460 W en condición *Standby*, se considerarán dichos valores en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.6.

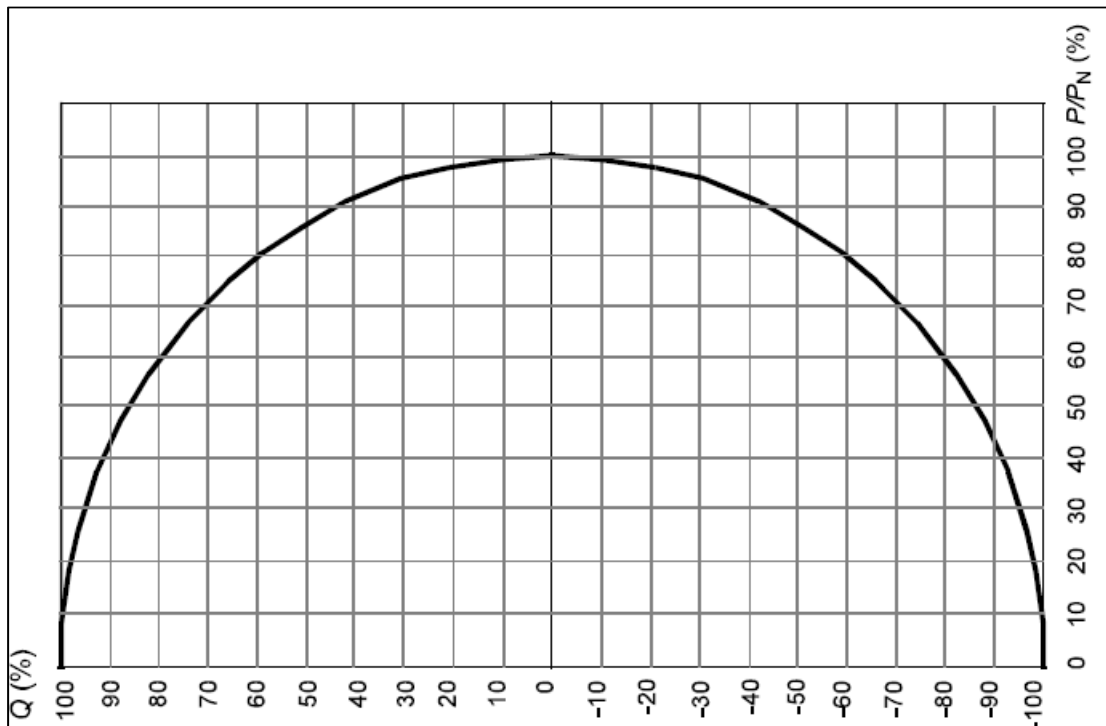


Figura 3.6 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 24 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.69/33 kV y de 4.656 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	4.656 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.69 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7 %
Pérdidas en carga	29.8 kW
Pérdidas en vacío	4.19 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 85/120 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.3.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	85/120 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd1
Impedancia	13.0 %
Pérdidas en carga	389.0 kW
Pérdidas en vacío	48.0 kW
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.5$ %

Tabla 3.3 – Datos del transformador principal



3.6 Datos del transformador de Servicios Auxiliares

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 300 kVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	300 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	3.96 %
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.4 - Datos del transformador de Servicios Auxiliares



3.7 Datos de consumos de SSAA de planta

En el documento “CL35-12610-CAL-EL-SWI-3930_REV 0” se realiza el dimensionamiento de los consumos asociados a las instalaciones de la S/E Valle Escondido.

En la Figura 3.7 se presenta el resumen de cargas estimadas. Se aprecia que los consumos esenciales se han dimensionado en 48.3 kW y es el valor considerado en los cálculos realizados a continuación.

Active Power Load [kW]		Apparent Power Loads [kVA]	Apparent Power Loads [kVA] Plus 25% growth factor *	Auxiliary Services Transformer	Chargeability Projected Equivalent	Chargeability Available (Future)
SE	48,3	216,6	270,8	300 kVA	90,3%	9,7%
SNE	125					

SNE: Non-Essential Services.
SE: Essential Services.

Figura 3.7 – Dimensionamiento de cargas de servicios auxiliares



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Valle Escondido se cuenta con mediciones de la Potencia Neta registrada en el POI, mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Valle Escondido	(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 Parque Fotovoltaico Valle Escondido.
- (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 220 kV en paño JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 07 de julio de 2022 se realizó el ensayo de Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Valle Escondido con la totalidad de inversores en operación y en condiciones de máxima irradiancia disponible durante el día.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura de los mismos.

Como se observa el valor de potencia neta registrado durante el período de prueba es de **77.62 MW**.

$$P_{neta,med} = 77.62 \text{ MW}$$

Finalmente, en la Figura 4.2 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

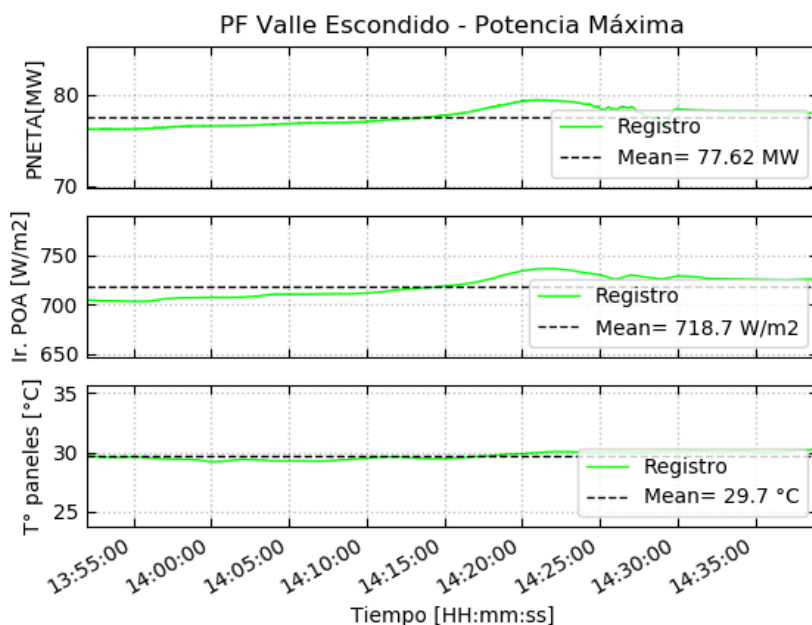


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia Neta y variables ambientales

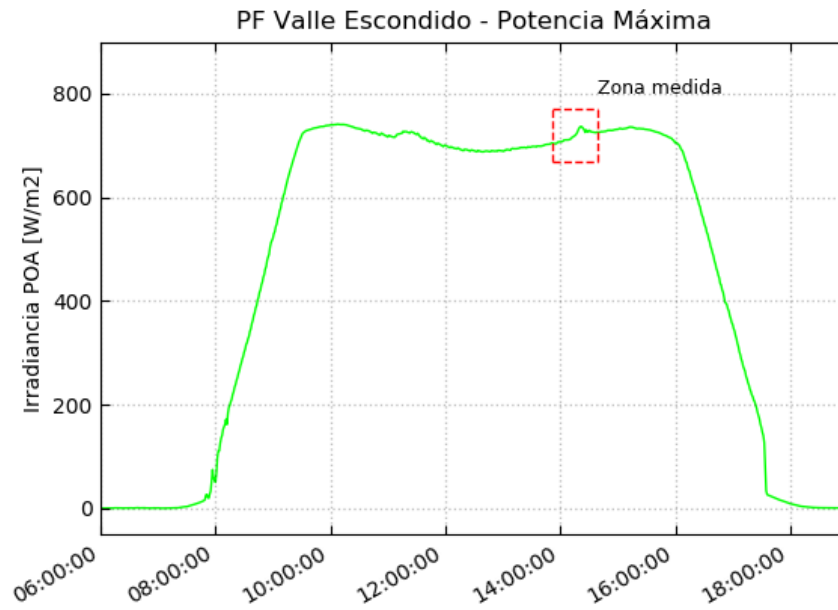


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Registro de Irradiancia



4.2 Resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en la Figura 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 Parque Fotovoltaico Valle Escondido desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.3. 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.

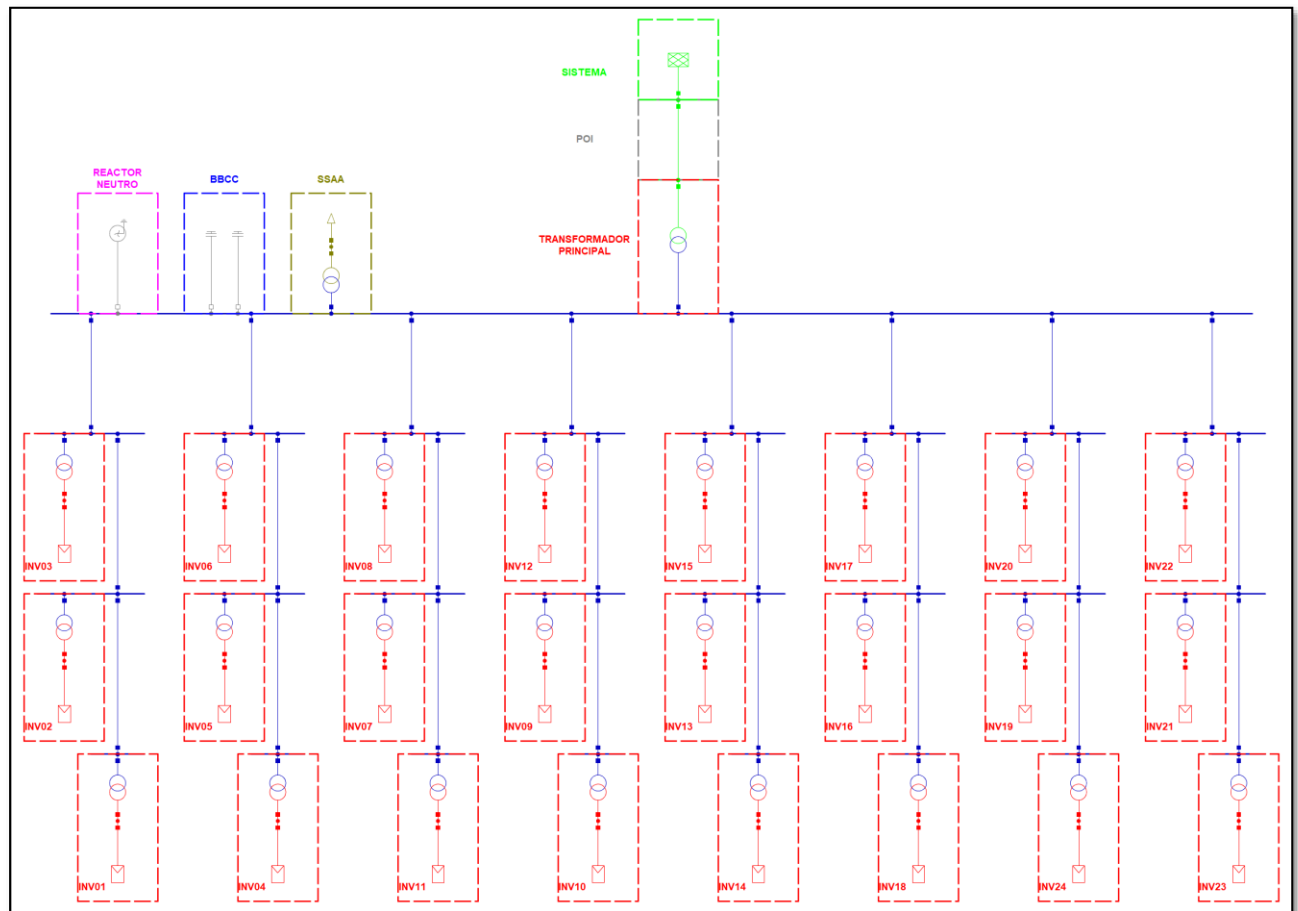


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha estimado un consumo de servicios auxiliares esenciales de 48.3 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

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

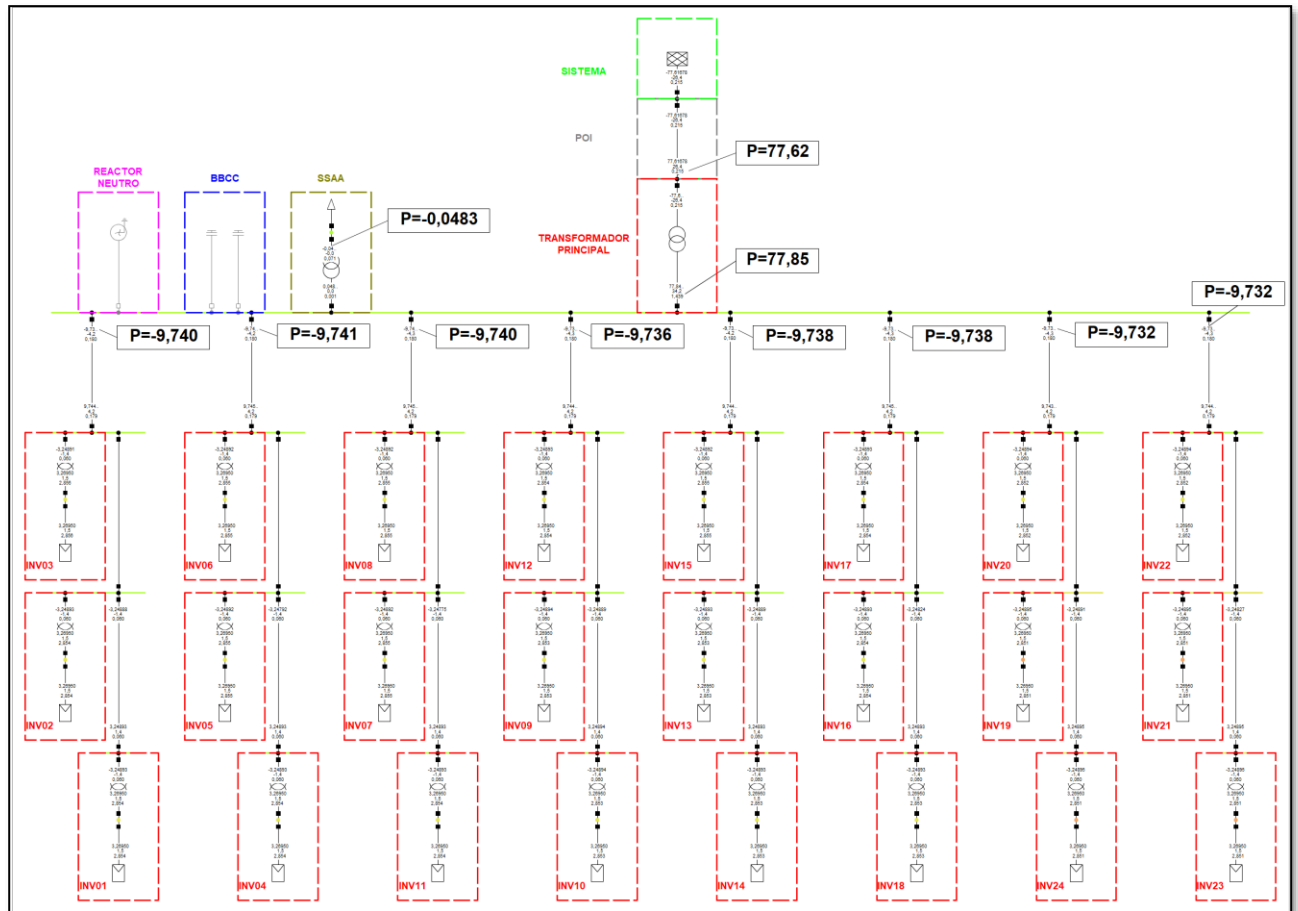


Figura 4.4 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 3.2695 MW. Considerando que el parque tiene los 24 inversores en servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores.

$$P_{Total,INV} = 24 \times 3.2695 \text{ MW} = 78.468 \text{ MW}$$



4.2.2 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 de 220/33 kV. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada por la barra colectora en el lado de baja tensión (33 kV) del transformador principal y la potencia a la salida del lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{sal,tr_{220kV}}$$

Considerando que el lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal se corresponde con el punto de medición de la potencia neta, la expresión anterior también se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{neta,med}$$

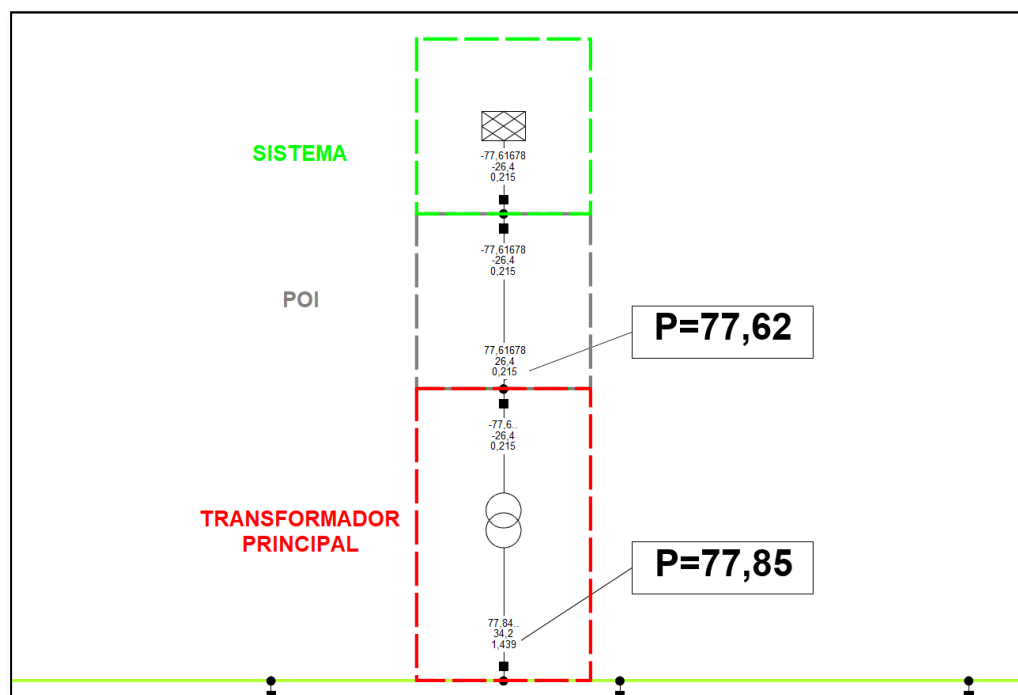


Figura 4.5 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 220/33 kV



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

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = 77.85 \text{ MW} - 77.62 \text{ MW} = 230 \text{ kW}$$

4.2.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.4, se pueden determinar las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor se determina como la diferencia entre la potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total, INV}$) y la potencia inyectada en la barra colectora del parque de 33 kV.

$$P_{Perd, redMT} = P_{Total, INV} - P_{iny, barra_{33kV}} \quad (1)$$

El valor de potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total, INV}$) es igual a 78.468 MW (ver capítulo 4.2.1).

Como puede observarse en el unifilar de la Figura 4.6, la potencia inyectada en la barra colectora “Valle Escondido 33 kV” se puede calcular a partir de la potencia aportada por los 8 alimentadores, es decir:

$$P_{iny, barra_{33kV}} = \sum_{i=1}^8 P_{alimentador_i}$$

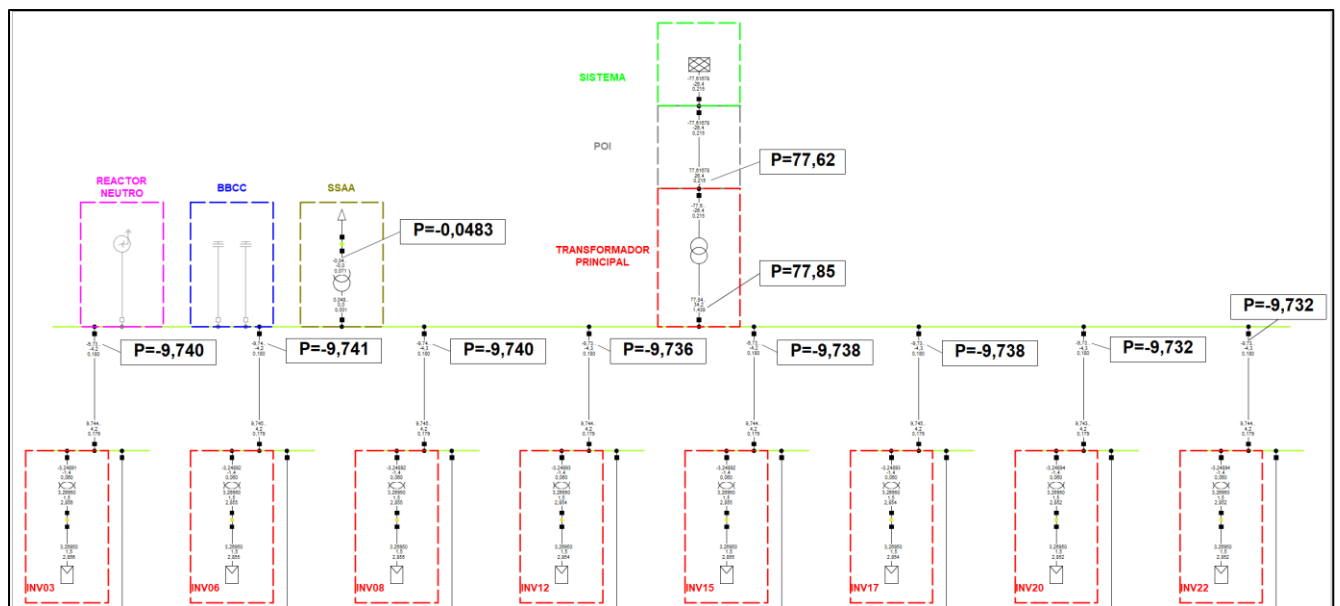


Figura 4.6 – Cálculo de flujos de potencia en barra de 33 kV



A partir de los resultados del flujo de potencia, se calcula el valor de potencia inyectada en la barra colectora de 33 kV:

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 2 \times 9.74 \text{ MW} + 9.741 \text{ MW} + 9.736 \text{ MW} + 2 \times 9.738 \text{ MW} + 2 \times 9.732 \text{ MW}$$

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 77.897 \text{ MW}$$

Utilizando la ecuación (1), con los valores de potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total,INV}$) y la potencia inyectada en la barra colectora del parque de 33 kV se determina el valor de potencia de pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión:

$$P_{Perd,redMT} = 78.468 \text{ MW} - 77.897 \text{ MW} = 571 \text{ kW}$$

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.

Según se observa en la Figura 3.4, el consumo interno de cada inversor se estima en 5 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares esenciales en 48.3 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el transformador de SSAA alimenta una carga de este monto.

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

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

$$P_{SSAA} = 24 \times 5 \text{ kW} + 48.3 \text{ kW} = 168.3 \text{ kW}$$



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:

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

$$L_{Totales} = 168.3 \text{ kW} + 230 \text{ kW} + 571 \text{ kW} = 0.97 \text{ MW}$$

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:

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

$$P_{bruta} = 77.62 \text{ MW} + 0.97 \text{ MW} = 78.59 \text{ MW}$$

4.3 Correcciones

4.3.1 Potencia bruta corregida

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Valle Escondido debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de paneles propias del sitio, las cuales han sido estimadas en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio ($I_{r_{sitio}}$) es de 1029.7 W/m², en tanto para la temperatura de paneles de sitio ($T_{p_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 42.4 °C

En el capítulo anterior se estimó el valor de la **Potencia Bruta** (P_{bruta}) de la prueba:

$$P_{bruta} = 78.59 \text{ MW}$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y que se presenta en la Figura 3.3.

El resultado se muestra a continuación.

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



$$P_{bruta,ir} = 78.59 \text{ MW} * \frac{1029.7 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{718.7 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 112.60 \text{ MW}$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p) y la temperatura de operación del panel en las condiciones nominales del sitio ($T_{p,sitio}$) a fin de poder aplicar apropiadamente la ecuación que expresa la dependencia de la potencia generada con la temperatura:

$$P_{@T_p} = P_{STC} (1 + C_{temp} * \Delta T) \text{ con } \Delta T = T_p - T_{STC} \quad (2)$$

En este caso, se cuenta con la medida de temperatura de panel durante el ensayo y en sitio. Aplicando dichos valores a la ecuación (2) y considerando que se encuentra referida a condiciones STC debe aplicarse el cálculo en dos etapas para corregir entre dos temperaturas de panel distintas a la STC, puede demostrarse que:

$$P_{bruta,corr} = P_{bruta,ir} \frac{(1 + C_{temp} * \Delta T_{sitio})}{(1 + C_{temp} * \Delta T_{ensayo})} \quad (3)$$

Siendo,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 42.4^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 17.4^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 29.7^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 4.7^\circ\text{C}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.34 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ (ver Figura 3.3), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,corr} = 112.60 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 17.4^\circ\text{C}\right)}{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 4.7^\circ\text{C}\right)} = 107.66 \text{ MW}$$



4.3.2 Potencia neta corregida

Para obtener el valor de Potencia neta Corregido ($P_{neta,corr}$), se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Valle Escondido utilizando como dato de entrada el valor obtenido de Potencia bruta corregida. Considerando que el valor de Potencia bruta corregida incluye los consumos propios del inversor, se define la potencia total de despacho corregida de los inversores ($P_{Total,INV,corr}$) como:

$$P_{Total,INV,corr} = P_{bruta,corr} - N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{Total,INV,corr} = 107.66 MW - 24 \times 5 kW = 107.54 MW$$

La simulación consiste en despachar a todos los inversores por igual de modo que potencia total del parque sea igual a la potencia total de despacho corregida de los inversores (107.54 MW). Por lo tanto, la potencia de despacho para cada inversor del modelo se define como:

$$P_{INV,corr} = \frac{P_{Total,INV,corr}}{N^{\circ} INV} = \frac{107.54 MW}{24} = 4.481 MW$$

En la Figura se presenta los resultados de la simulación del flujo de potencia:

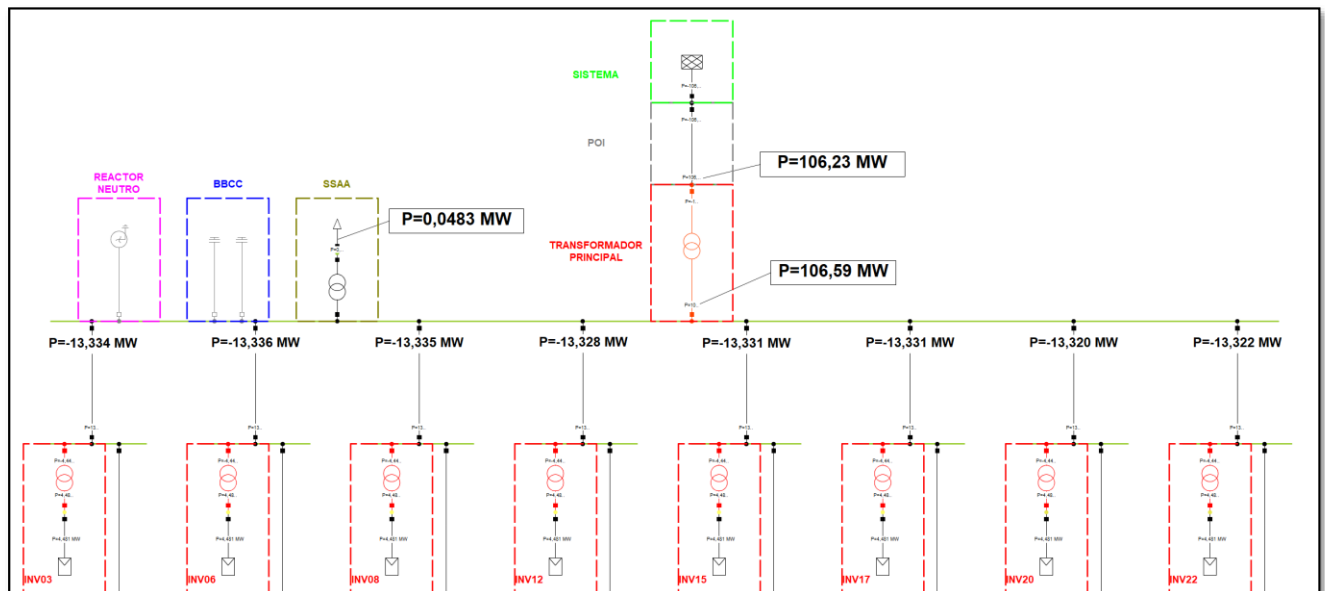


Figura 4.7 – Determinación de la Potencia Neta Corregida



Inicializando la simulación con la potencia de despacho de cada inversor en 4.481 MW, se obtiene como resultado del flujo de potencia un valor de Potencia neta corregido igual a 106.23 MW.

$$P_{neta,corr} = 106.23 \text{ MW}$$

4.3.3 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.4, el consumo interno de cada inversor se estima en 5 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares esenciales en 48.3 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el transformador de SSAA alimenta una carga de este monto.

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

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

$$P_{SSAA} = 24 \times 5 \text{ kW} + 48.3 \text{ kW} = 168.3 \text{ kW}$$



4.3.4 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.7 se pueden determinar las pérdidas asociadas al transformador principal de 220/33 kV. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada por la barra colectora en el lado de baja tensión (33 kV) del transformador principal y la potencia a la salida del lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{sal,tr_{220kV}}$$

Considerando que el lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal se corresponde con el punto de medición de la potencia neta, la expresión anterior también se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{neta,corr}$$

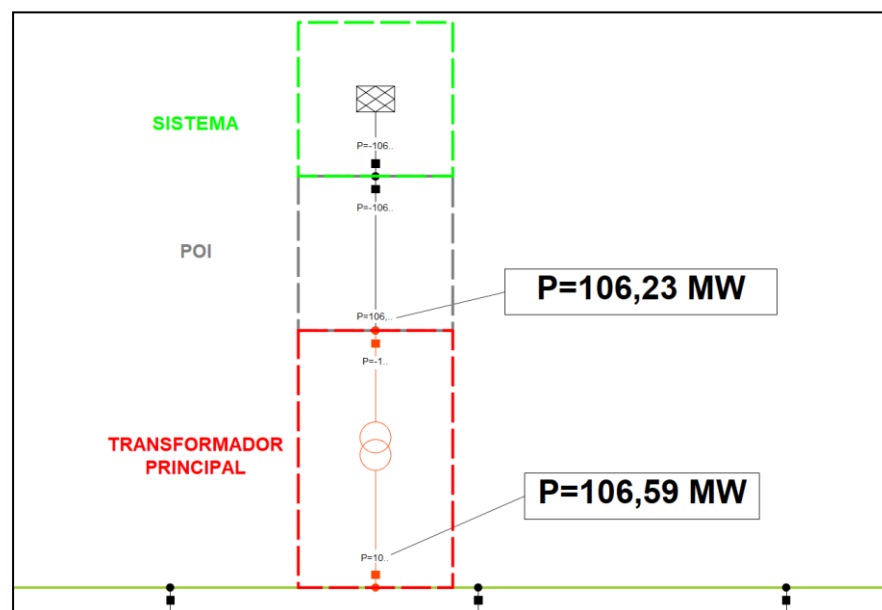


Figura 4.8 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 220/33 kV

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 106.59 \text{ MW} - 106.23 \text{ MW} = 360 \text{ kW}$$



4.3.5 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los valores de Potencia Bruta corregida ($P_{bruta,corr}$) y Potencia neta corregida ($P_{neta,corr}$) se puede determinar la potencia de pérdidas totales del parque:

$$L_{Totales} = P_{bruta,corr} - P_{neta,corr}$$

Donde:

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

Utilizando las ecuaciones anteriores y los valores de pérdidas P_{SSAA} y $P_{Perd,tr_{ppal}}$ determinados en los capítulos 4.3.3 y 4.3.4 respectivamente, se puede determinar la potencia pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión con la siguiente ecuación:

$$P_{Perd,redMT} = P_{bruta,corr} - P_{neta,corr} - P_{SSAA} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,redMT} = 107.66 \text{ MW} - 106.23 \text{ MW} - 0.1683 \text{ MW} - 0.360 \text{ MW} = 901.7 \text{ kW}$$



4.3.6 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Valle Escondido	107.66	168.3	1261.7	106.23

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Valle Escondido

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



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque es de 107.66 MW, resultando en una potencia neta calculada de 106.23 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Valle Escondido	107.66	168.3	1261.7 ¹	106.23

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Valle Escondido

¹ Desglosado en 360 kW de pérdidas en el transformador principal y 901.7 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Determinación de condiciones meteorológicas de sitio

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Valle Escondido a partir de un registro histórico anual. Se busca determinar las condiciones de sitio que representan el escenario diario más favorable para la producción de potencia activa de la planta en el período de un año.

Para la determinación de temperatura de sitio, se ha considerado la media de temperaturas registradas a la hora correspondiente a la obtención de máxima irradiancia.

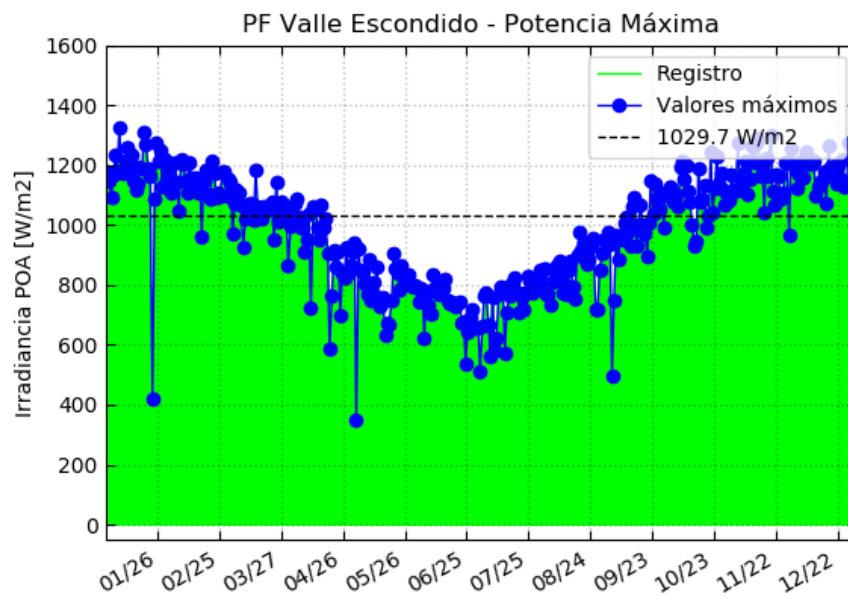


Figura 6.1 – Irradiancia de sitio

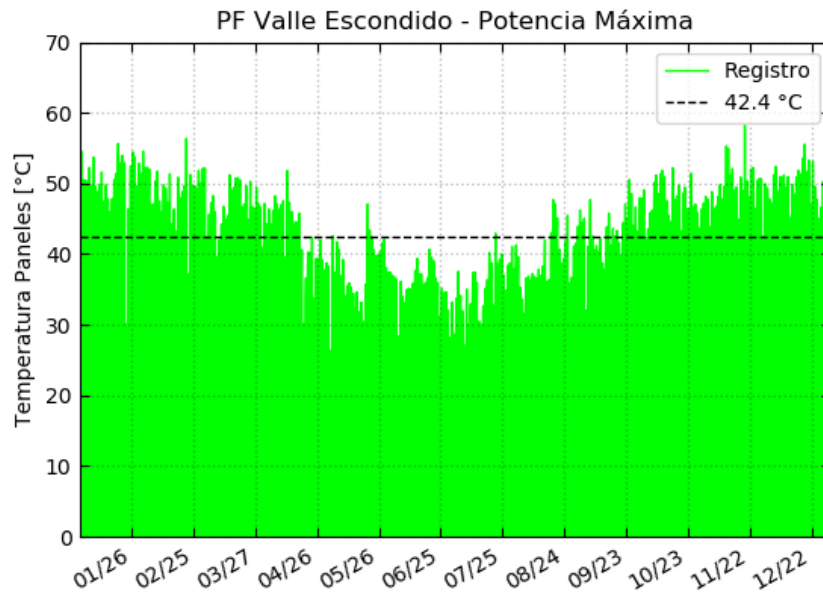


Figura 6.2 – Temperatura paneles de sitio



6.2 Certificado de calibración de medidor de potencia neta

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
		
ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Janitza UMG 510		
Número de Serie: 5100/0731		
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 Inyección Freja 300	4501345	04/05/2020
Fecha de evaluación: 18/08/21		
Certificado número: EE-CI-2021-1559		
Nombre Inspector: Leiss, Jorge		
Firma: 		
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning		



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.