I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

P22003
ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO GUANCHOI

26.03.2024

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras
22003-00-ES-IT-014 Rev. 0
Preparado para Enel Green Power Chile S.A

P22003
ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO GUANCHOI DEL SOL

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras

I-SEP Ingenieros SpA.
Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2604 8761

www.i-sep.cl
empresa@i-sep.cl

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev. A	Cristian Valenzuela R.	15.05.2023	I-SEP	15.05.2023	Emitido para revisión Interna
Rev. B	Cristian Valenzuela R.	15.05.2023	I-SEP	16.05.2023	Emitido para revisión Cliente
Rev. C	Cristian Valenzuela R.	17.05.2023	CEN	05.02.2024	Atiende observaciones del Cliente
Rev. 0	Bastián Guerra D./Cristian Valenzuela R.	27.02.2024	CEN	26.03.2024	Atiende observaciones del CEN

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN 4
2. OBJETIVOS Y ALCANCE 4
3. INTRODUCCIÓN 4
4. REFERENCIAS TÉCNICAS 4
4.1. DOCUMENTOS 4
4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES 5
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE 5
5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTÁICO GUANCHOI 7
5.1.1. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1 7
5.1.2. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°2 8
5.1.3. MODELADO RED INTERNA 8
5.1.4. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA 15
5.1.5. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG 17
5.1.6. TRANSFORMADORES AUXILIARES 17
6. REVISIÓN NORMATIVA 18
7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA 18
7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN 18
7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN 20
7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE 21
7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS 22
7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA 22
7.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA E IRRADIANCIA. 27
8. CONCLUSIONES 28

ANEXO I **REGISTRO DE POTENCIA**
ANEXO II **REGISTRO SSAA**
ANEXO lll **BASE DE DATOS**
ANEXO IV **REGISTRO METEOROLOGICO**
ANEXO V **MANUAL PANEL SOLAR**
ANEXO VI **REGISTRO DE POTENCIA 23.12.2023**

1. IDENTIFICACIÓN

- Nombre del Proyecto : Parque Fotovoltaico Guanchoi
- Numero Único de Proyecto (NUP) : 1235
- Empresa Propietaria del Proyecto : Enel Green Power Chile S.A

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima para los inversores del Parque Fotovoltaico Guanchoi (PFV Guanchoi) NUP 1235, propiedad de Enel Green Power Chile S.A, según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y en el **Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**.

3. INTRODUCCIÓN

El proyecto Guanchoi consiste en un parque fotovoltaico que se ubica en la comuna de Inca de Oro, Región de Atacama, Chile. Contempla un total de 2325 inversores HUAWEI SUN 2000 185KTL H1 de 180 W, lo que otorga una potencia total instalada de 397,61 MWp mientras que en el punto de conexión se estima una inyección de 369,9 MW y una máxima generación de 392,41 MW[1], solo bajo condiciones favorables de radiación solar y temperatura ambiente. La energía inyectada por el parque es evacuada a través de circuitos de 33 kV que se conectan a las instalaciones de transformación de 33/220 kV ubicadas en la S/E Bella Mónica, la cual está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la línea de transmisión 1x220 kV Illapa – Bella Mónica.

En este contexto, I-SEP se ha adjudicado el desarrollo del informe técnico de potencia máxima, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto PFV Guanchoi, el cual tiene por objetivo determinar la potencia máxima que puede generar el parque considerando la totalidad de unidades en servicio.

4. REFERENCIAS TÉCNICAS

El presente informe ha sido desarrollado con los siguientes antecedentes, los cuales se encuentran en la carpeta Anexos adjunta a este informe:

4.1. DOCUMENTOS

a) Documento “ANEXO I REGISTRO DE POTENCIA.xlsx”, provisto por el cliente, que registra las mediciones obtenidas en las pruebas del día 11/05/2023.
b) Documento 22003-00-ES-IT-008 Rev. 1, “Estudio de estabilidad transitoria (ET)“realizado por I-SEP

[1] Valor extraído desde la estadística de potencia y energía generable mensual con prob. de excedencia de 20%, correspondiente al mes de noviembre, a las 9 hrs. Dicho documento se ha cargado en la información técnica del proyecto con el nombre de “Potencia y energía generable mensual con prob. de excedencia 20%, 50% y 80%.xlsx”.

c) Documento “ANEXO II REGISTRO SS.AA.zip”, obtenidas en terreno, que registra las mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 11/05/2023.
d) BD PowerFactory DIgSILENT “ANEXO lII BASE DE DATOS.pfd”.

4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES

I. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión septiembre 2020.
II. Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE

En la Figura 5-1 se muestra un diagrama unilineal de la zona de influencia, destacando en un recuadro **rojo** el proyecto PFV Guanchoi. Por otro lado, la **Figura 5-2** muestra el diagrama unilineal del sistema colector del PFV Guanchoi.

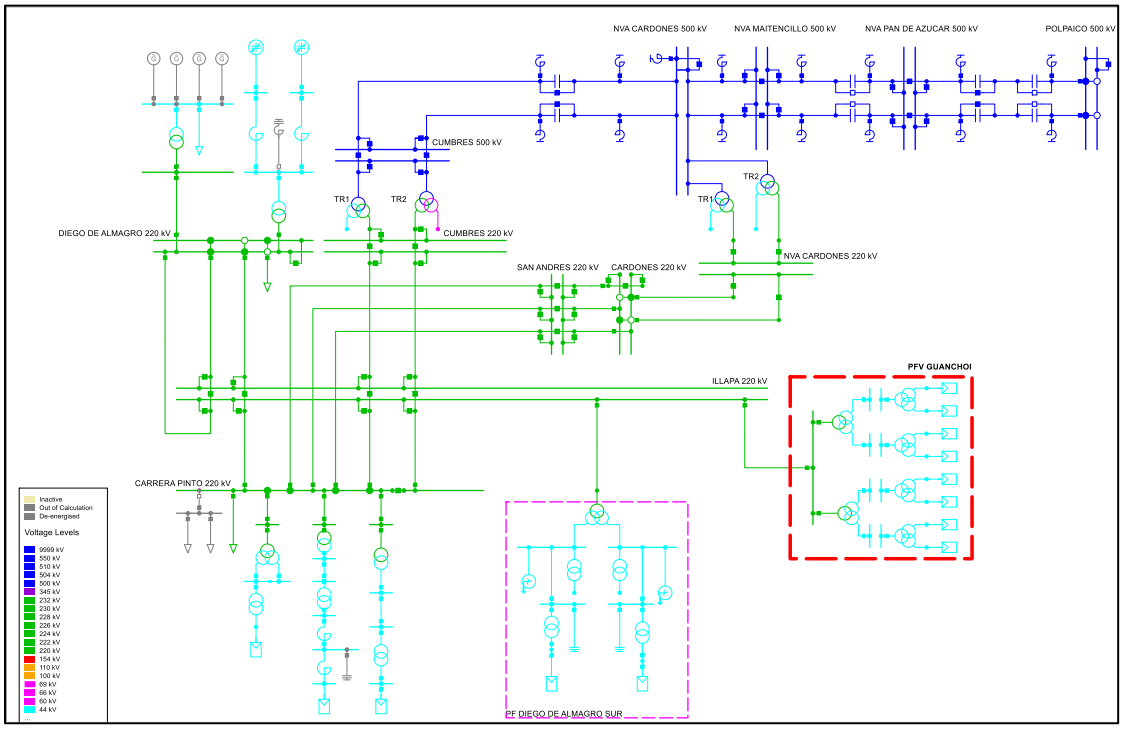

Figura 5-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia en estudios [2] .

[2] Imagen obtenida desde antecedente d)

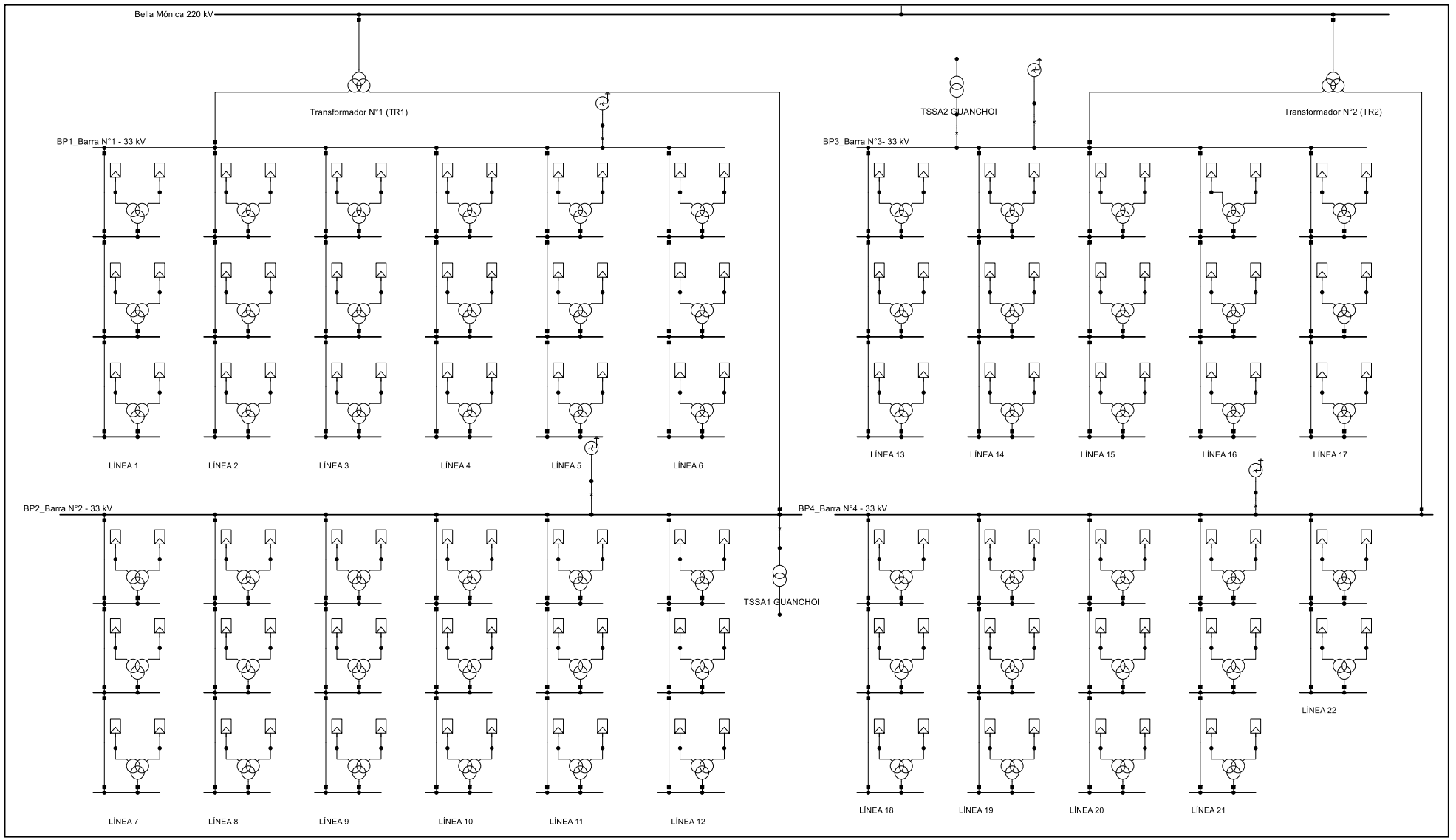

Figura 5-2 Diagrama unilineal sistema colector PFV Guanchoi.

5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTÁICO GUANCHOI

A continuación, se exponen los aspectos más relevantes de las instalaciones del parque a efectos del presente estudio.

5.1.1. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1

A partir del antecedente b) se extraen los parámetros para realizar el modelado del transformador elevador 33/33/220 kV N°1.

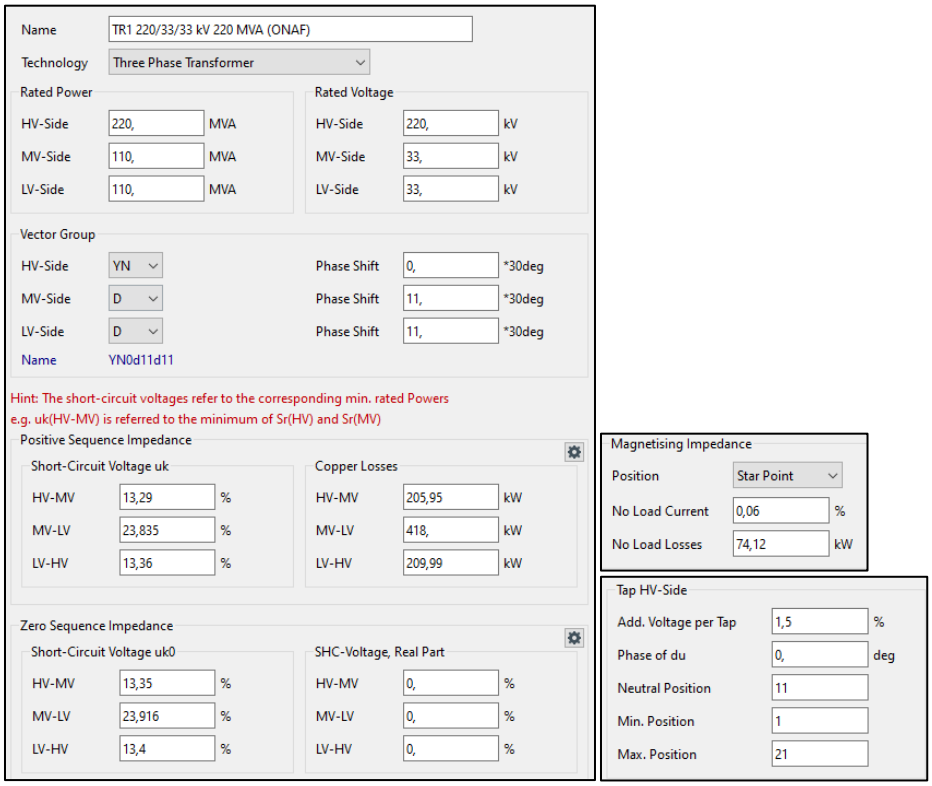

Figura 5-3 Modelado Transformador Elevador N°1.

5.1.2. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°2

A partir del antecedente b) se extraen los parámetros para realizar el modelado del transformador elevador 33/33/220 kV N°2.

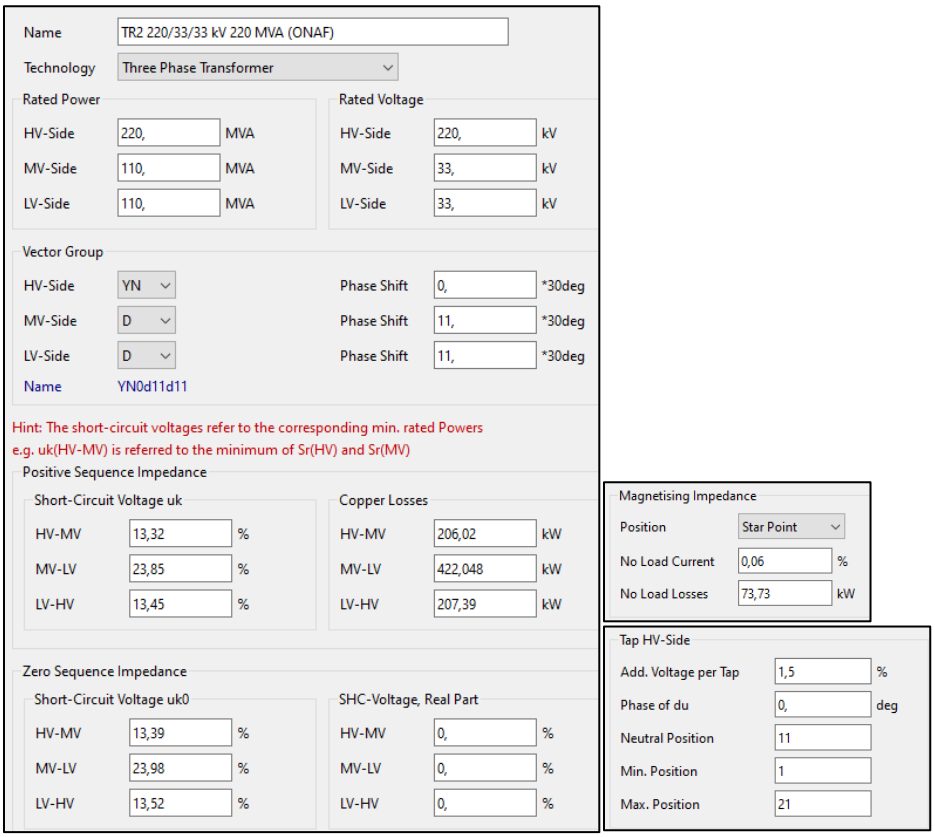

Figura 5-4 Modelado Transformador Elevador N°2.

5.1.3. MODELADO RED INTERNA

En base a la información recopilada en el antecedente b) en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2 se indican los cables de la red interna y longitudes correspondientes a los mismos. En base a la información obtenida del antecedente b) se modelan los cables de la red interna en los apartados 5.1.3.1, 5.1.3.2 y 5.1.3.3.

Tabla 5-1 Cables que derivan al Transformador elevador N°1.

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 1 MT TR N°1	Línea 1	CU-36 a BP1	3x2x630mm2	BP1_Barra N°1 - 33 kV	CU-36	3,049
		CU-35 a CU-36	3x1x630mm2	CU-36	CU-35	0,363
		CU-01 a CU-35	3x1x630mm2	CU-35	CU-01	3,397
	Línea 2	CU-04 a BP1	3x2x630mm2	CU-04	BP1_Barra N°1 - 33 kV	5,598
		CU-03 a CU-04	3x1x630mm2	CU-03	CU-04	0,317
		CU-02 a CU-03	3x1x300mm2	CU-02	CU-03	0,317
	Línea 3	CU-09 a BP1	3x2x630mm2	CU-09	BP1_Barra N°1 - 33 kV	5,073
		CU-07 a CU-09	3x1x400mm2	CU-09	CU-07	0,596
		CU-05 a CU-07	3x1x300mm2	CU-05	CU-07	0,596

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 2 MTTR N°1	Línea 4	CU-10 a BP1	3x2x630mm2	CU-10	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,791
		CU-08 a CU-10	3x1x400mm2	CU-08	CU-10	0,596
		CU-06 a CU-08	3x1x300mm2	CU-08	CU-06	0,596
	Línea 5	CU-15 a BP1	3x2x630mm2	CU-15	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,677
		CU-13 a CU-15	3x1x400mm2	CU-13	CU-15	0,596
		CU-11 a CU-13	3x1x300mm2	CU-11	CU-13	0,596
	Línea 6	CU-16 a BP1	3x2x630mm2	CU-16	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,395
		Cu-14 a CU-16	3x1x400mm2	CU-14	CU-16	0,596
		CU-12 a CU-14	3x1x300mm2	CU-12	CU-14	0,596
	Línea 7	CU-21 a BP2	3x2x630mm2	CU-21	BP2_Barra N°2 - 33 kV	4,264
		CU-19 a CU-21	3x1x400mm2	CU-21	CU-19	0,596
		CU-17 a CU-19	3x1x300mm2	CU-19	CU-17	0,596
	Línea 8	CU-22 a BP2	3x2x630mm2	CU-22	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,982
		CU-20 a CU-22	3x1x400mm2	CU-20	CU-22	0,596
		CU-18 a CU-20	3x1x300mm2	CU-18	CU-20	0,596
	Línea 9	CU-27 a BP2	3x2x630mm2	CU-27	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,868
		CU-25 a CU-27	3x1x400mm2	CU-27	CU-25	0,596
		CU-23 a CU-25	3x1x300mm2	CU-23	CU-25	0,596
	Línea 10	CU-28 a BP2	3x2x630mm2	CU-28	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,586
		CU-26 a CU-28	3x1x400mm2	CU-26	CU-28	0,596
		CU-24 a CU-26	3x1x300mm2	CU-26	CU-24	0,596
	Línea 11	CU-33 a BP2	3x2x630mm2	CU-33	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,46
		CU-31 a CU-33	3x1x400mm2	CU-31	CU-33	0,596
		CU-29 a CU-31	3x1x300mm2	CU-29	CU-31	0,596
	Línea 12	CU-34 a BP2	3x2x630mm2	CU-34	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,178
		CU-32 a CU-34	3x1x400mm2	CU-32	CU-34	0,596
		CU-30 a CU-32	3x1x300mm2	CU-30	CU-32	0,596

Tabla 5-2 Cables que derivan al Transformador elevador N°2.

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 1 MT TR N°2	Línea 13	CU-63 a BP3	3x2x630mm2	CU-63	BP3_Barra N°3- 33 kV	3,011
		CU-62 a CU-63	3x1x400mm2	CU-63	CU-62	0,317
		CU-61 a CU-62	3x1x300mm2	CU-62	CU-61	0,317
	Línea 14	CU-64 a BP3	3x2x630mm2	CU-64	BP3_Barra N°3- 33 kV	3,855
		CU-65 a CU-64	3x1x400mm2	CU-65	CU-64	0,317
		CU-60 a CU-65	3x1x300mm2	CU-60	CU-65	0,788
	Línea 15	CU-54 a BP3	3x2x630mm2	CU-54	BP3_Barra N°3- 33 kV	2,1
		CU-56 a CU-54	3x1x400mm2	CU-54	CU-56	0,596
		CU-58 a CU-56	3x1x300mm2	CU-58	CU-56	0,596
	Línea 16	CU-55 a BP3	3x2x630mm2	CU-55	BP3_Barra N°3- 33 kV	2,382
		CU-55 a CU-57	3x1x400mm2	CU-57	CU-55	0,596
		CU-59 a CU-57	3x1x300mm2	CU-57	CU-59	0,596

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
	Línea 17	CU-48 a BP3	3x2x630mm2	CU-48	BP3_Barra N°3- 33 kV	1,92
		CU-50 a CU-48	3x1x400mm2	CU-50	CU-48	0,596
		CU-52 a CU-50	3x1x300mm2	CU-52	CU-50	0,596
LADO 2 MT TR N°2	Línea 18	CU-49 a BP4	3x2x630mm2	CU-49	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,202
		CU-49 a CU-51	3x1x400mm2	CU-49	CU-51	0,596
		CU-51 a CU-53	3x1x300mm2	CU-51	CU-53	0,596
	Línea 19	CU-42 a BP4	3x2x630mm2	CU-42	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,361
		CU-44 a CU-42	3x1x400mm2	CU-44	CU-42	0,596
		CU-46 a CU-44	3x1x300mm2	CU-46	CU-44	0,596
	Línea 20	CU-43 a BP4	3x2x630mm2	CU-43	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,643
		CU-45 a CU-43	3x1x400mm2	CU-43	CU-45	0,596
		CU-47 a CU-45	3x1x300mm2	CU-47	CU-45	0,596
	Línea 21	CU-37 a BP4	3x2x630mm2	CU-37	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,743
		CU-38 a CU-37	3x1x400mm2	CU-38	CU-37	0,317
		CU-39 a CU-38	3x1x300mm2	CU-38	CU-39	0,317
	Línea 22	CU-40 a BP4	3x2x630mm2	CU-40	BP4_Barra N°4 - 33 kV	3,587
		CU-41 a CU-40	3x1x300mm2	CU-41	CU-40	0,317

5.1.3.1. Cable 300 mm^2

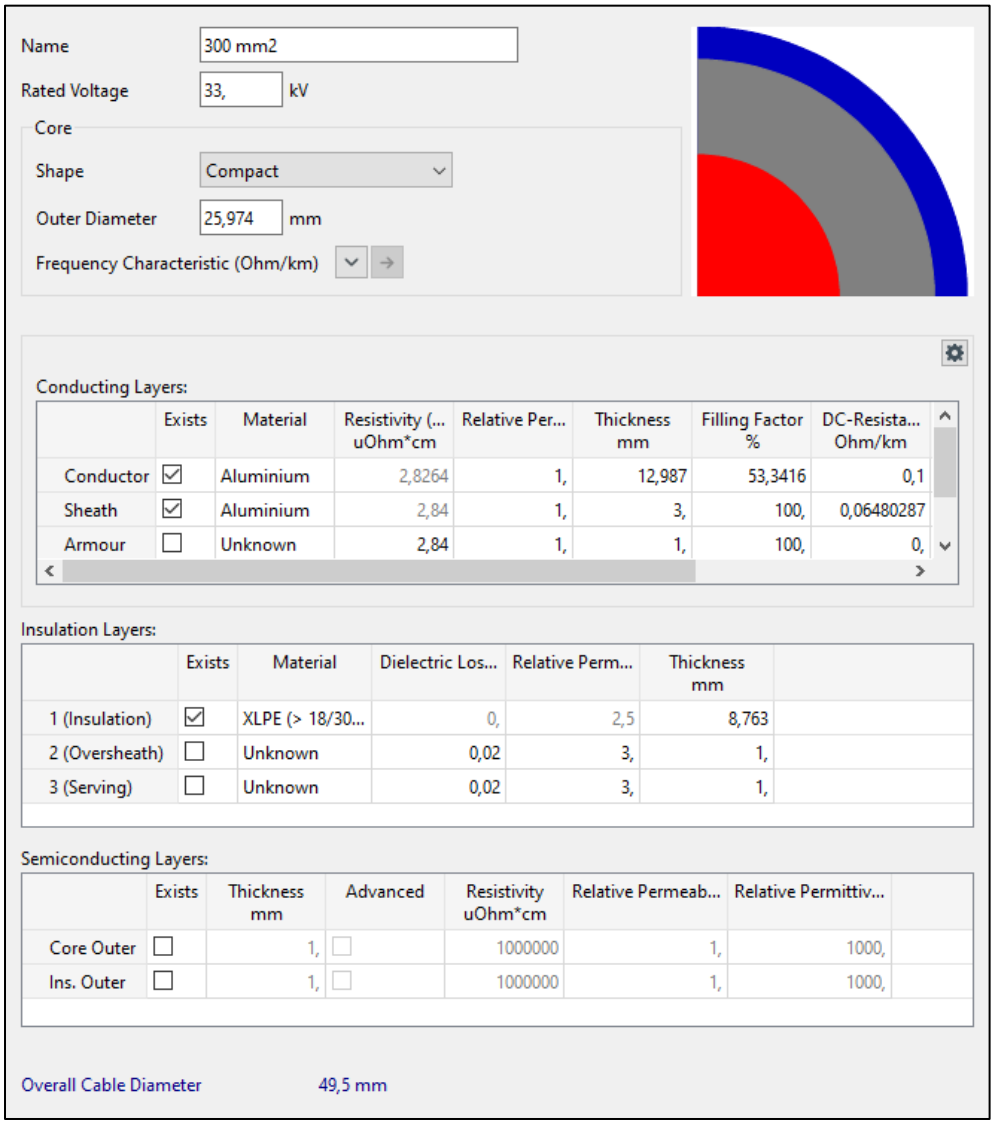

Figura 5-5 Modelado Cable 300 mm^2.

5.1.3.2. Cable 400 mm^2

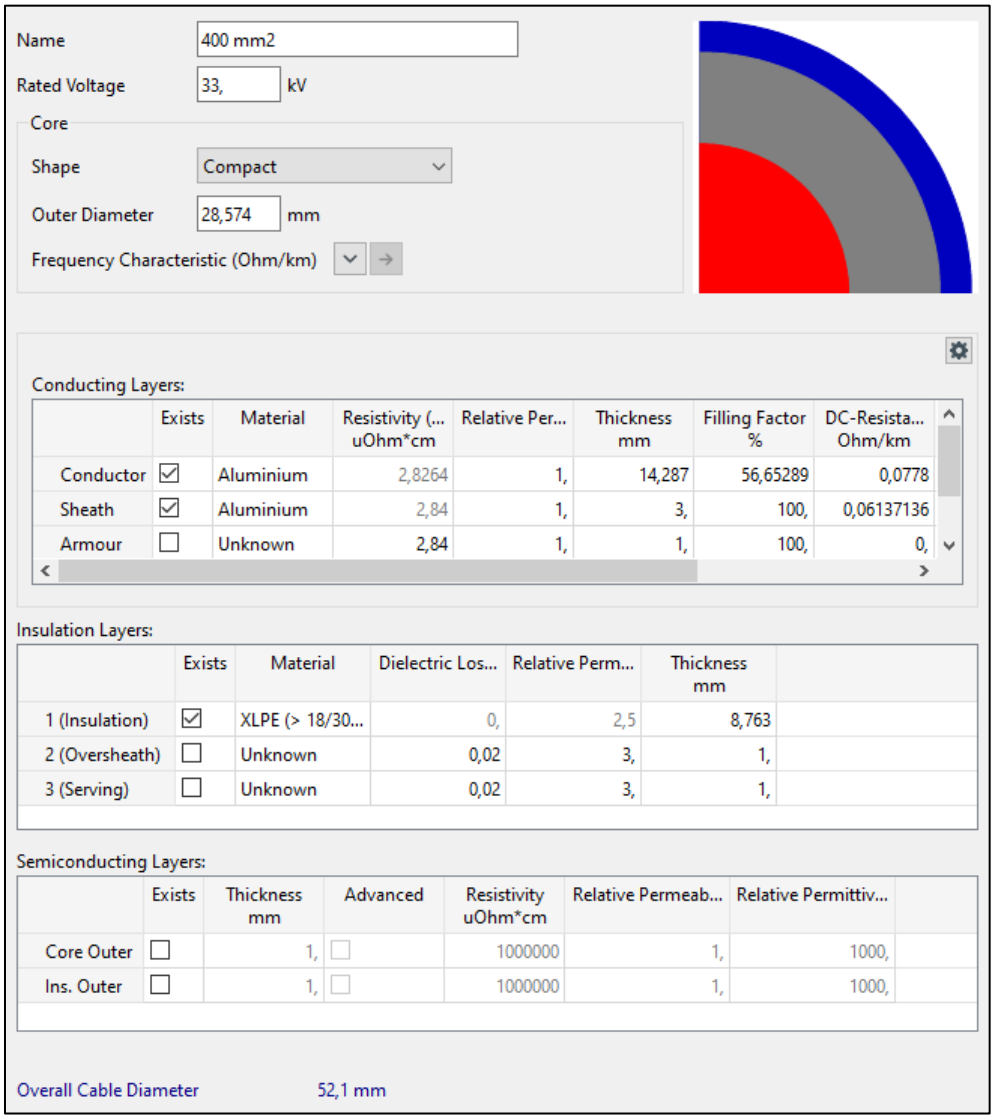

Figura 5-6 Cable 400mm².

5.1.3.3. Cable 630 mm^2

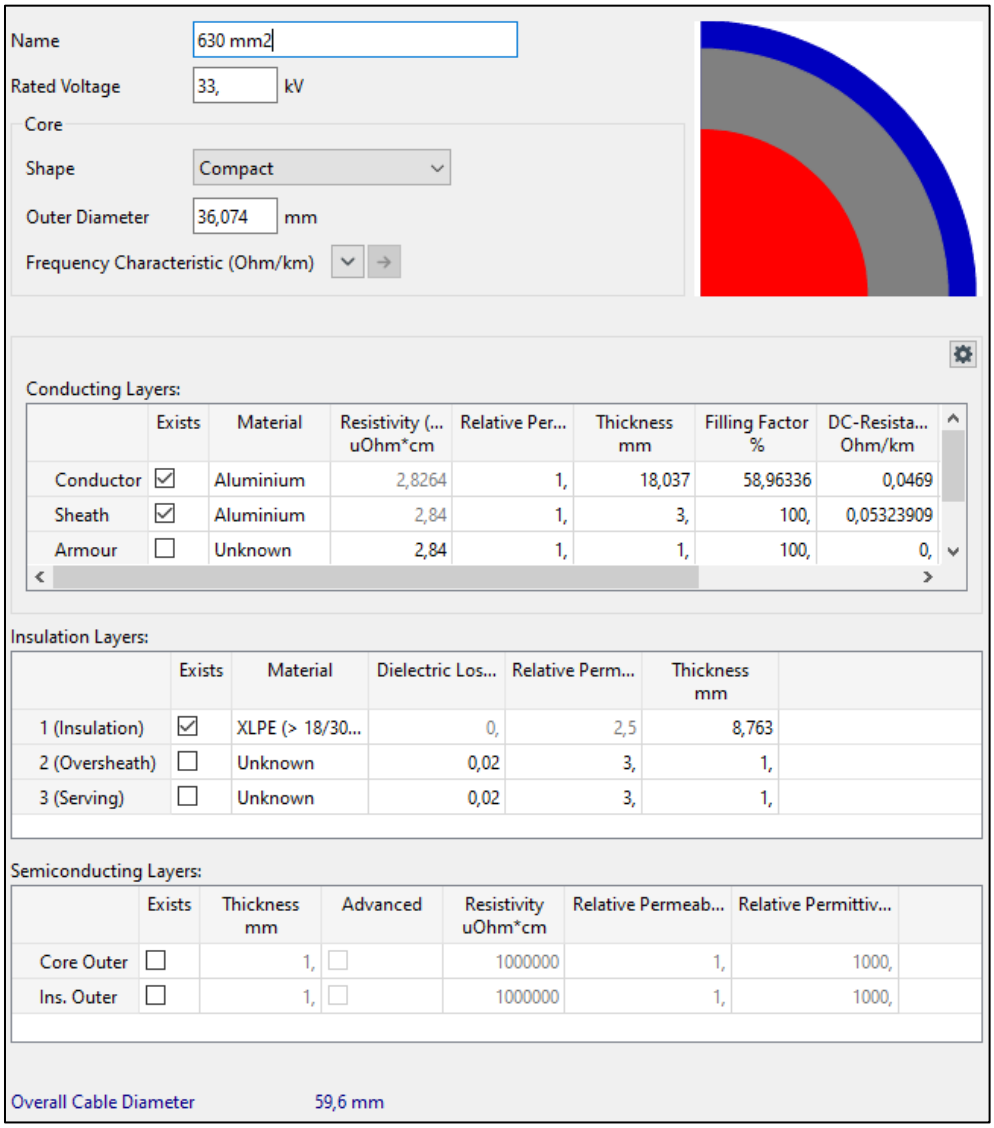

Figura 5-7 Cable 630mm^2.

5.1.3.4. Modelación Distribución de Cables en Zanja

A continuación, se detalla el modelado de la distribución de cables en zanja, antecedente b). Cabe destacar que para el modelado del sistema de cables se utiliza la misma resistividad que para la línea de transmisión 1x220 kV Bella Mónica – Illapa, 525,75 [Ω-m], antecedente b).

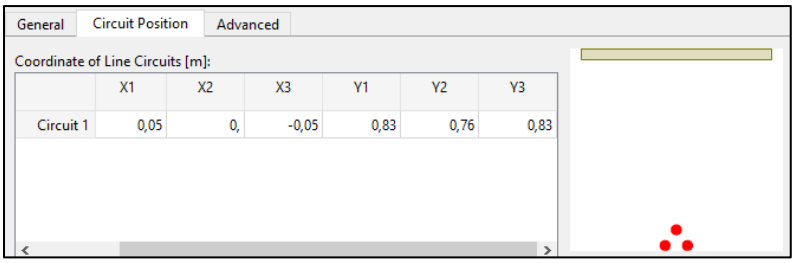

Figura 5-8 Zanja Cables tipo 3x1.

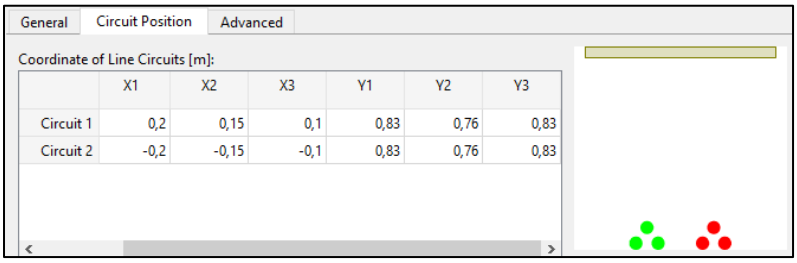

Figura 5-9 Zanja Cables tipo 3x2.

5.1.3.5. Transformador de bloque

En la siguiente figura se muestran las características de los transformadores de bloque de MT/BT del parque fotovoltaico Guanchoi. La información para modelar dicho transformador se extrae del antecedente b).

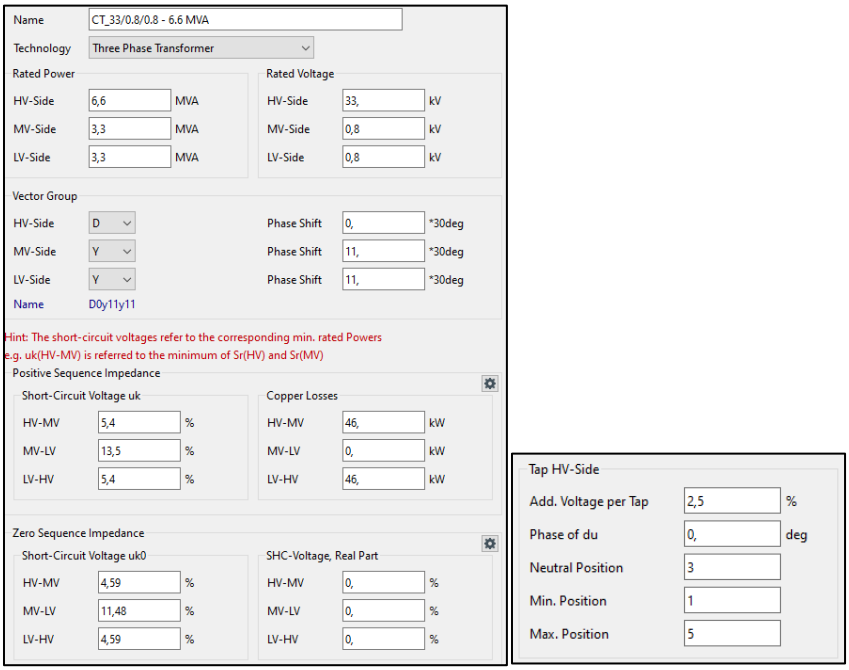

Figura 5-10 Transformador de Bloque 33/0,8/0,8 kV 6,6 MVA.

5.1.4. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA

En función de la información obtenida del antecedente b) se modelan las unidades generadoras y su diagrama PQ, en la Figura 5-11 y Figura 5-12 se presenta el modelado de dicha unidad en PowerFactory.

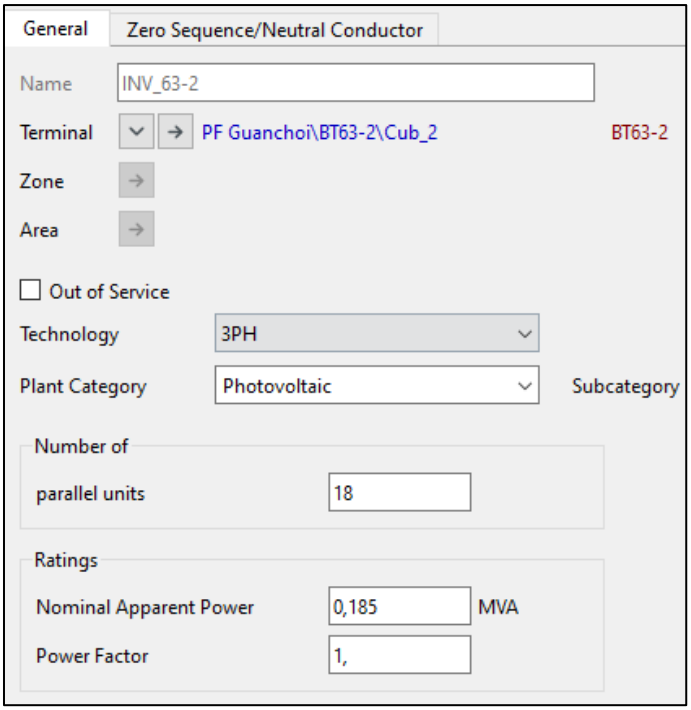

Figura 5-11 Unidad Generadora.

Capability Curve:

	Active Power MW	Min. React. Pow. Mvar	Max. React. Pow. Mvar
1	0,148	-0,111	0,111
2	0,18	-0,055	0,055
3	0,185	0,	0,

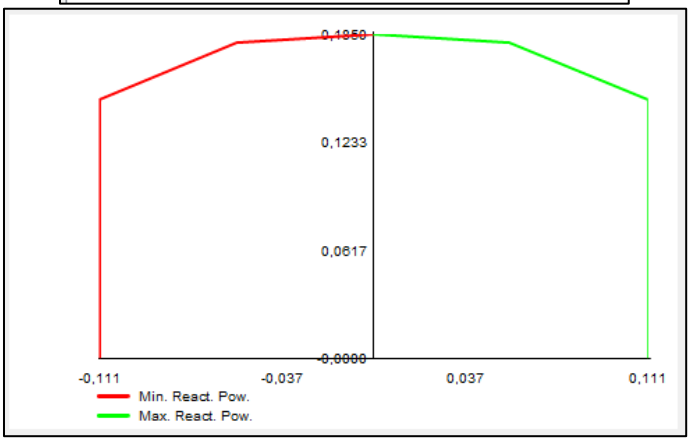

Figura 5-12 Curva PQ.

En la Figura 5-13 y Figura 5-14 se muestran las curvas características las celdas fotovoltaicas RSM144-7-435BMDG y RSM144-7-455BMDG. Además, en la Tabla 5-3 se muestran las principales características de estas celdas fotovoltaicas.

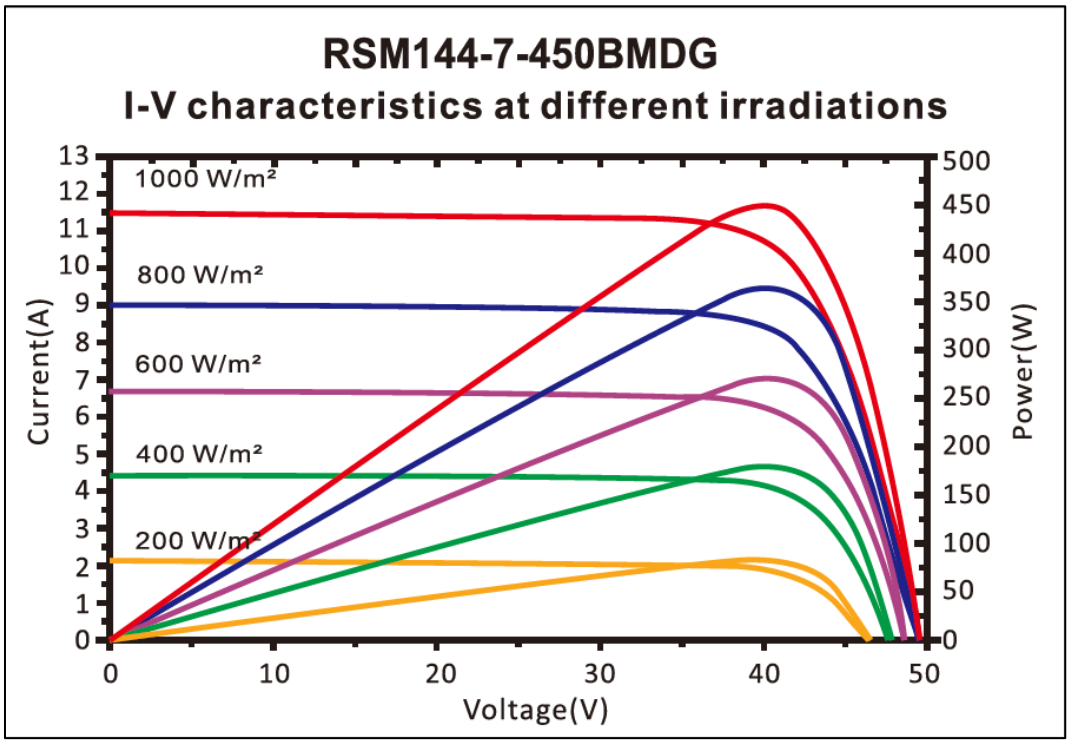

Figura 5-13 Curva características de las celdas fotovoltaicas a diferente irradiación.

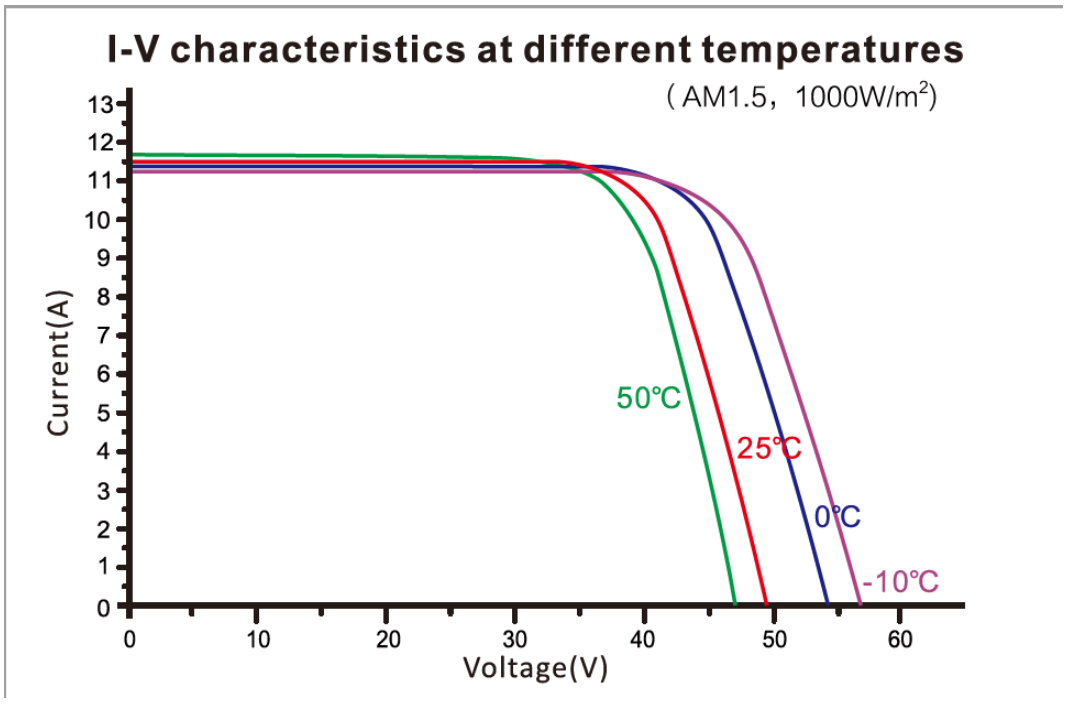

Figura 5-14 Curva características de las celdas fotovoltaicas a diferentes temperaturas.

Tabla 5-3 Características principales módulos fotovoltaicos del PFV Guanchoi.

NUMERO DE MODELO	RSM144-7-435BMDG	RSM144-7-455BMDG
Potencia Nominal (Wp)	435	455
Tensión de circuito abierto-Voc (V)	49,40	49,80
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	11,20	11,60
Voltaje máxima potencia-Vmpp (V)	41,05	41,40
Corriente máxima potencia-Impp (V)	10,60	11,00
Eficiencia del módulo (%)	19,5	20,4

5.1.5. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG

El PF Guanchoi proyecta cuatro transformadores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada una de las barras de 33 kV de la subestación. Las características principales de los transformadores se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5-4 Parámetros transformador zig-zag.

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito (3·I0)	860 [A]
Impedancia de secuencia cero TZ1	59,988 [Ω/fase]
Impedancia de secuencia cero TZ2	59,752 [Ω/fase]
Impedancia de secuencia cero TZ3	60,018 [Ω/fase]
Impedancia de secuencia cero TZ4	59,622 [Ω/fase]

5.1.6. TRANSFORMADORES AUXILIARES

En la siguiente figura se presenta el modelado del transformador de servicios auxiliares. Cabe destacar que el PF Guanchoi cuenta con dos transformadores auxiliares, conectados a las barras N°2 y N°3. En este caso y según ha informado ENEL, el transformador 2 actúa como respaldo ante una eventual desconexión o falla en el transformador 1. Por lo tanto, dicho transformador no ha sido considerado dentro de los cálculos de los consumos SSAA del informe. Por otra parte, es importante recalcar que los consumos de los SSAA en la BD han sido representados como una carga, la cual contempla el consumo del transformador y de los servicios auxiliares.

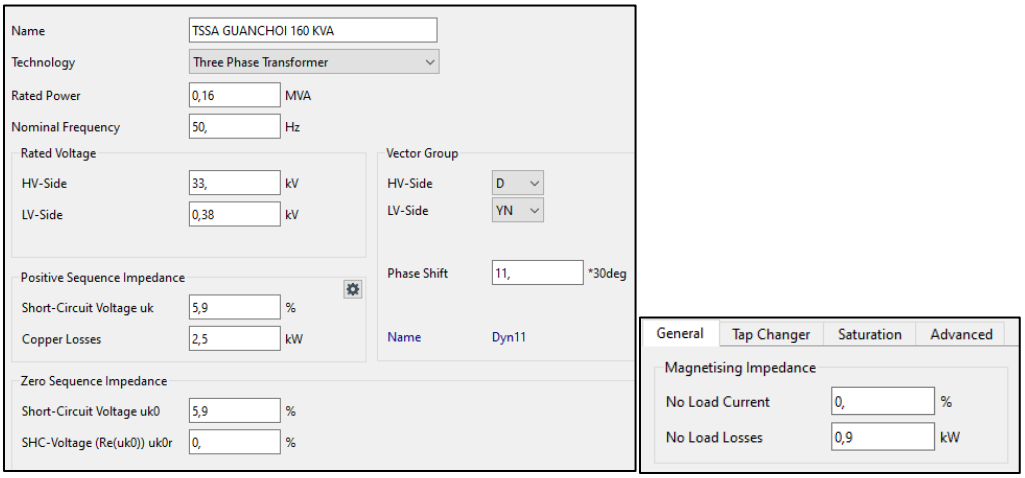

Figura 5-15 Transformador de Servicios Auxiliares.

6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: "Pruebas de Potencia Máximas en Unidades Generadoras" disponible en la página de la CNE) que son de relevancia para el presente informe.

Artículo 39: Potencia máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación.

Para las unidades generadoras que no tengan capacidad de regulación, y que por lo tanto no sea aplicable lo establecido en el Artículo 16 del presente Anexo, el valor de potencia Máxima deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta un parque fotovoltaico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el cual se puede definir lo siguiente:

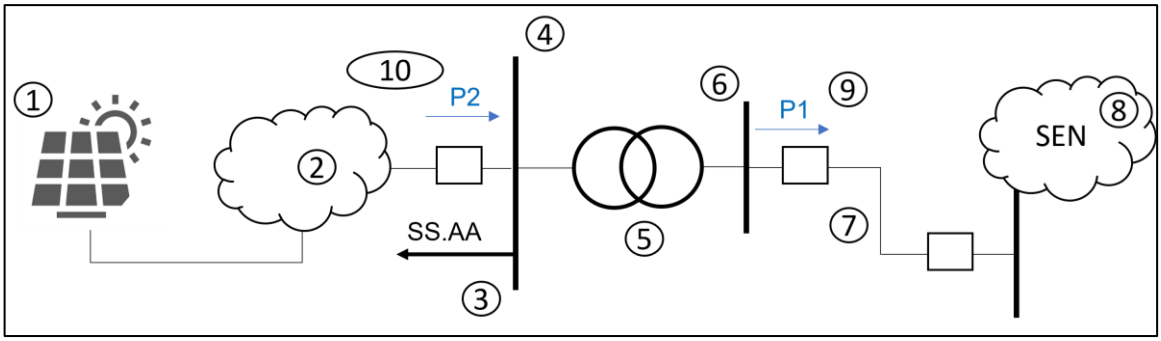

Figura 7-1 Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente**: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa en cada inversor del parque fotovoltaico.

2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** 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 (SS.AA.) de la central:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares de la SE.

4. **Barra de media tensión (MT):** Correspondería a las barras 1 y 2 de 33 kV del PFV Guanchoi, en la cual se conecta el lado de baja tensión de los transformadores de poder del parque.

5. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del PFV Guanchoi corresponde a los transformadores de poder 1 y 2.

6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 220 kV del PFV Guanchoi, en la cual se conecta el lado de alta tensión de los transformadores de poder del parque.

7. **Línea dedicada de la central:** Línea de transmisión que vincula el parque con el sistema eléctrico.

8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**

9. **P1:** Potencia inyectada por el PFV Guanchoi en la barra de 220 kV de su subestación de salida.

10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Guanchoi en las barras 1 y 2 de 33 kV de su subestación de salida.

7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia máxima del PFV Guanchoi se han tomado los valores del equipo de medida del PPC (Power Plan controller) propio del parque. De los resultados presentados en el antecedente a) se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 15:09:00 y las 16:09:00 del día 11-05-2023 es de **247,8 MW** (**P1**)**.**

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el antecedente (c), los consumos de servicios auxiliares son de, en promedio, 0,01347 MW[3].

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del antecedente (d), pero reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia promedio obtenido en el punto de conexión del parque. Para ello, se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por los inversores del parque fotovoltaico, dando un total de 0,1086715 MW brutos por inversor. Así, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a la suma de las pérdidas del sistema colector y las pérdidas del transformador de poder de la central, las cuales equivalen a 4,8477 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Load Flow Calculation									Grid Summary
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence					No
Automatic tap adjustment of transformers		No		Max. Acceptable Load Flow Error					
Consider reactive power limits		Yes		Bus Equations(HV)					1,00 kVA
				Model Equations					0,10 %

Grid: PFV Guanchoi	System Stage: PFV Guanchoi	Study Case: Pmax	Annex: / 1

Grid: PFV Guanchoi Summary											
No. of Substations	0	No. of Busbars	72	No. of Terminals	137	No. of Lines	65				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	67	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0						
Generation	=	252,6612	MW	5,39	Mvar	252,72	MVA				
External Infeed	=	-247,8001	MW	-0,00	Mvar	247,80	MVA				
Inter Grid Flow	=	0,0000	MW	0,00	Mvar						
Load P(U)	=	0,0135	MW	0,00	Mvar	0,01	MVA				
Load P(Un)	=	0,0135	MW	0,00	Mvar	0,01	MVA				
Load P(Un-U)	=	0,0000	MW	0,00	Mvar						
Motor Load	=	0,0000	MW	0,00	Mvar	0,00	MVA				
Grid Losses	=	4,8477	MW	5,39	Mvar						
Line Charging	=			-21,30	Mvar						
Compensation ind.	=			0,00	Mvar						
Compensation cap.	=			0,00	Mvar						
Installed Capacity	=	430,13	MW								
Spinning Reserve	=	0,00	MW								
Total Power Factor:											
Generation	=	1,00	[-]								
Load/Motor	=	1,00 / 0,00	[-]								

Figura 7-2 Resultados del flujo de potencia.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas de los transformadores y las pérdidas de sistema colector. De la siguiente imagen se desprenden las pérdidas de los transformadores, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados.

[3] Registro de los consumos del transformador 1 de los servicios auxiliares. Es importante destacar que el transformador de SSAA 2 no tiene carga asociada, ya que opera como respaldo ante una desconexión o falla en el transformador de SSAA 1.

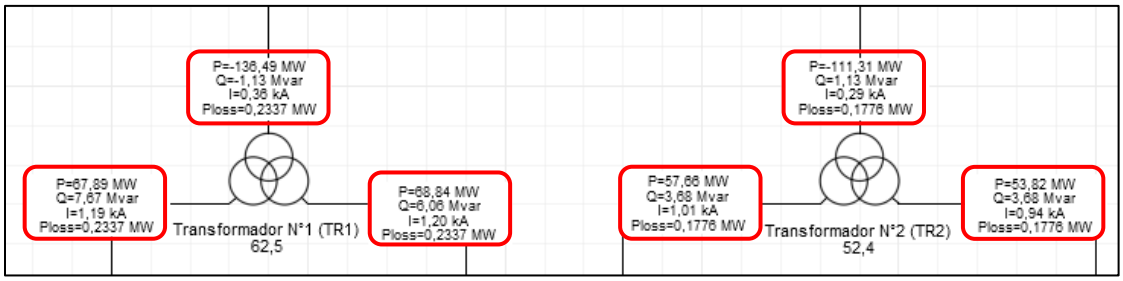

Figura 7-3 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Guanchoi.

Así, ambos Transformadores tienen unas pérdidas de 0,4113 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 4,4364 MW. Finalmente se debe considera un promedio de 0,01347 MW de las pérdidas de los SSAA, obtenidos en terreno y mostrados en el ANEXO II.

7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE

Con las potencias obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del parque. Se destaca que la potencia neta del PFV Guanchoi es registrada en el punto de conexión **P1,** definido en la sección 7.1 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta es igual a:

$$P_{Max\ Bruta} = P_1 + P_{trafo} + P_{sist.\ colector} + P_{SS.AA}$$

En donde:

$\boldsymbol{P_1}$ es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia máxima neta del parque, que para el presente estudio equivale a **247,8 MW.**

$\boldsymbol{P_{trafo}}$ Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,4113 MW.**

$\boldsymbol{P_{sist.\ colector}}$ corresponden a las pérdidas del sistema colector **4,4364 MW.**

$\boldsymbol{P_{SS.AA}}$ corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,01347 MW.**

Así, se tiene que la potencia máxima del parque es igual a:

Tabla 7-1 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Guanchoi.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Guanchoi	252,6612	247,8001	0,4113	4,4364	0,01347
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 7-1 considerando una corrección por los niveles de temperatura y radiación durante el periodo en el que se desarrolló la prueba. Para el desarrollo de los cálculos se considera el valor medio de la temperatura durante el periodo en el que se desarrolló la prueba, por su parte, para el caso de la radiación, se considera el valor máximo medido dado que los paneles solares contaban con un sistema de seguimiento del sol que permitía maximizar la radiación recibida.

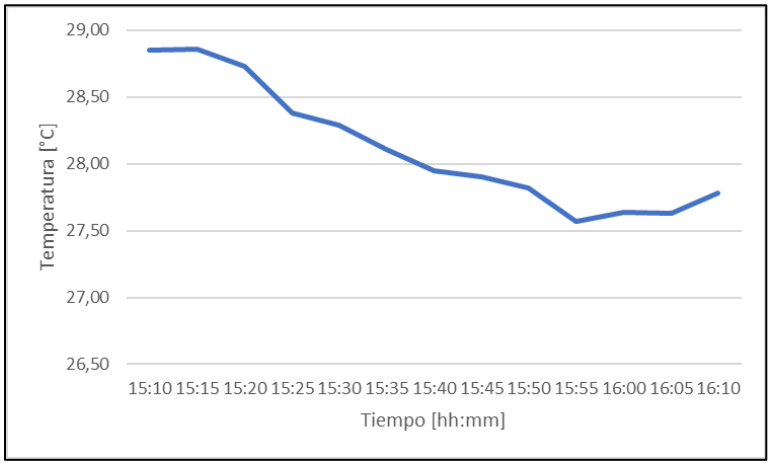

Figura 7-4 Mediciones de temperatura ambiente del PFV Guanchoi.

Durante el periodo que se realizó el ensayo de potencia máxima, para el caso de la temperatura ambiente medida, el valor promedio es igual a 28°C, mientras que el valor máximo de la irradiancia es igual a 695 W/m².

7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA

En el presente punto, se procede a realizar una corrección de la potencia máxima bruta del parque ante una condición ideal. Dicha corrección se realizará por temperatura y radiación, dado que los niveles promedios obtenidos para estas variables no estuvieron cerca de la condición ideal durante la prueba. Para verificar la temperatura histórica se acude a la página https://solar.minenergia.cl/.

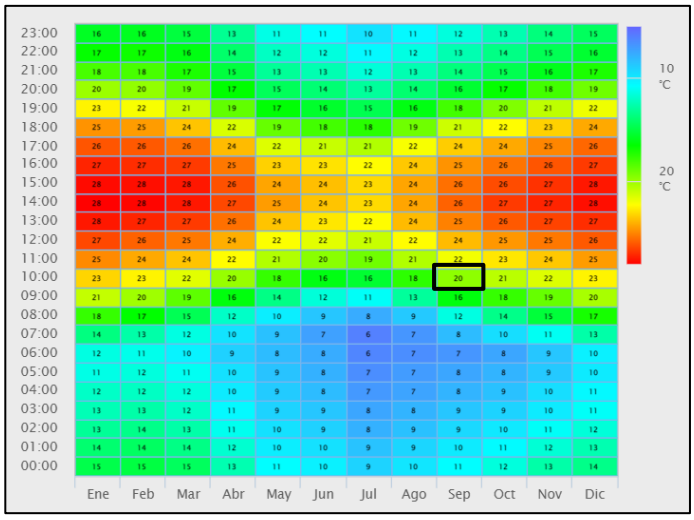

Figura 7-5 Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PFV Guanchoi.

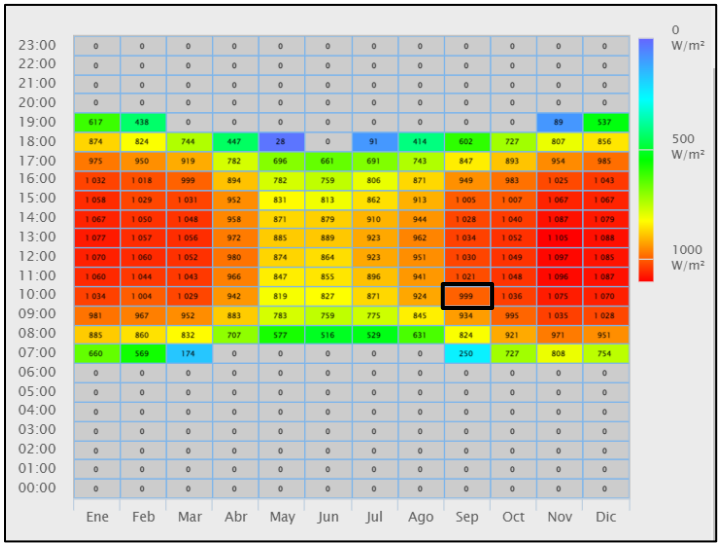

Figura 7-6 Registro de radiación en PFV Guanchoi.

Dicho lo anterior, para el presente análisis se dará uso a una a temperatura ambiente de sitio ($Tambsitio$) de 20 °C correspondiente al mes de septiembre, donde se alcanzan valores de radiación de 999 W/m^2 según lo indicado en las figuras anteriores.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ($P\text{bruta}, med$) durante el ensayo (Tabla 7-1).

$$P_{bruta,med} = 252{,}66\ [MW]$$

Para la corrección por temperatura y radiación, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ($Tpmed$) para las condiciones de ensayo. La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ($Irmed$) y temperatura ($Tamb$) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha

determinado el valor de NOCT ("Normal Operation Cell Temperature") del panel (Anexo V). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_{p_{med}} = T_{amb} + (NOCT^{4} - T_{NOCT}{}^{5}) \cdot \frac{Ir_{prom}}{Ir_{NOCT}}$$

$$T_{p_{med}} = 28 + (44 - 25) \cdot \frac{695}{1000} = 41{,}2050\ °C$$

Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio.

$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOCT}) \cdot \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{NOCT}}$$

$$T_{p_{sitio}} = 20 + (44 - 25) \cdot \frac{999}{1000} = 38{,}9810\ °C$$

La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones de sitio (ΔT) se presenta a continuación.

$$\Delta \mathrm{T} = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$

$$\Delta \mathrm{T} = 41{,}2050 - 38{,}9810 = 2{,}2240°C \approx 2{,}22°C$$

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles $Kpower\ temperature$=−0,36%[1/ºC] (Ver (Anexo V), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{corregida} = \frac{P_{bruta_corregida}}{1 + \Delta \mathrm{T} \cdot t_{power\ temperature}}$$

Considerando que P_{bruta} queda definida en función de la siguiente formula:

$$P_{bruta_corregida} = P_{bruta,med} \cdot \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med}}$$

$$P_{bruta_corregida} = 252{,}66 \cdot \frac{1000}{695} = 363{,}54\ [MW]$$

De esta manera, la potencia bruta corregida queda de la siguiente forma:

$$P_{corregida} = \frac{363{,}54}{1 - 0{,}0036 \cdot 2{,}22} = 366{,}4688\ [MW]$$

[4]NOCT (Normal Operation Cell Temperature) según fabricante es 44°C (Ver Anexo V)
[5]Temperatura ambiente optima de operación de las celdas, igual a 25°C (Ver Anexo V)

Este valor de potencia bruta corregida (366,4688 MW) se puede respaldar mediante el registro de datos "ANEXO VI - REGISTRO DE POTENCIA 23.12.2023" obtenido posterior a la fecha de la realización de la prueba y que considera una mejor condición de irradiancia, en promedio 1101,21 W/m^2.

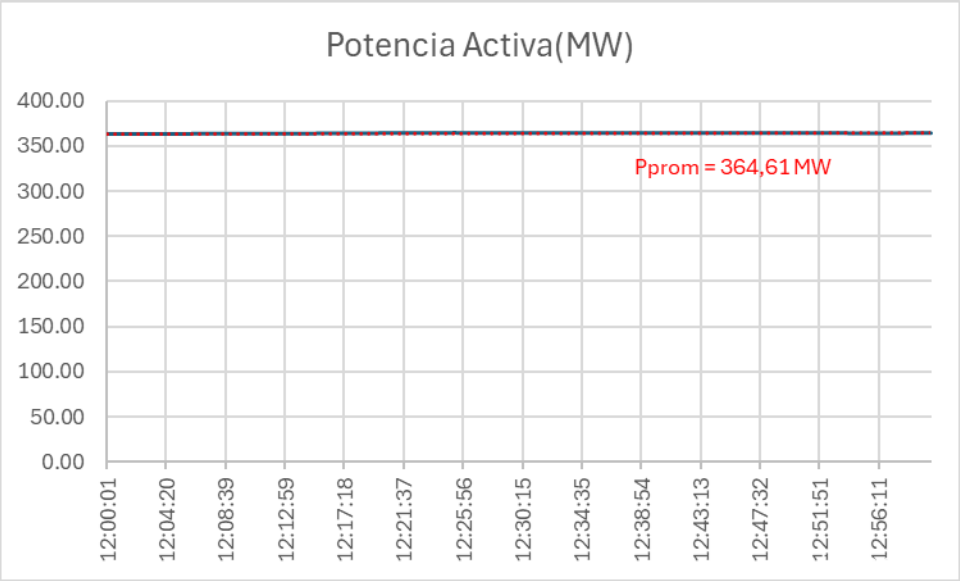

Figura 7-7 Mediciones de potencia activa realizadas el día 23-12-2023.

Tabla 7-2 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Guanchoi, con corrección por temperatura e irradiancia.

CENTRAL	POTENCIA BRUTA CORREGIDA [MW]	POTENCIA PROMEDIO MEDIDA 23.12.2023 [MW]	VARIACIÓN PORCENTUAL [%]
PFV Guanchoi	366,4688	364,61	0,51%

Con este valor se procede a calcular el máximo valor de inyección del PFV Guanchoi con la corrección de temperatura a través de simulaciones de flujo en el software Power Factory obteniendo los resultados presentados en las figuras a continuación:

Load Flow Calculation				Grid Summary
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error		
Consider reactive power limits	Yes	Bus Equations(HV)		1,00 kVA
		Model Equations		0,10 %

Grid: PFV Guanchoi	System Stage: PFV Guanchoi	Study Case: Pmax	Annex: / 1

Grid: PFV Guanchoi Summary

No. of Substations	0	No. of Busbars	72	No. of Terminals	137	No. of Lines	65	
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	67	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0	
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0			

Generation	=	366,4688 MW	33,49 Mvar	368,00 MVA	
External Infeed	=	-356,6098 MW	-0,00 Mvar	356,61 MVA	
Inter Grid Flow	=	0,0000 MW	0,00 Mvar		
Load P(U)	=	0,0135 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA	
Load P(Un)	=	0,0135 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA	
Load P(Un-U)	=	0,0000 MW	0,00 Mvar		
Motor Load	=	0,0000 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
Grid Losses	=	9,8455 MW	33,49 Mvar		
Line Charging	=		-21,50 Mvar		
Compensation ind.	=		0,00 Mvar		
Compensation cap.	=		0,00 Mvar		
Installed Capacity	=	430,13 MW			
Spinning Reserve	=	0,00 MW			

Total Power Factor:

Generation	=	1,00 [-]
Load/Motor	=	1,00 / 0,00 [-]

Figura 7-8 Resultados del flujo de potencia con corrección por temperatura e irradiancia.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas de los transformadores y las pérdidas de sistema colector. De la siguiente imagen se desprenden las pérdidas de los transformadores, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados.

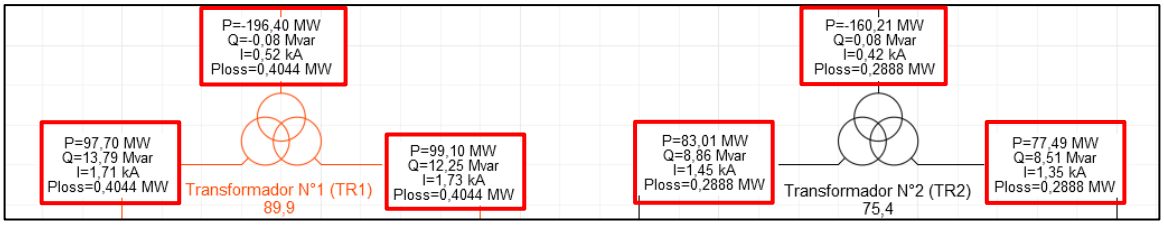

Figura 7-9 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Guanchoi, con corrección por temperatura e irradiancia.

Así, los Transformadores tienen unas pérdidas de 0,6932 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 9,1523 MW. Finalmente se debe considera un promedio de 0,01347 MW de las pérdidas de los SSAA, obtenidos en terreno y mostrados en el Anexo II.

7.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA E IRRADIANCIA.

Con las potencias corregidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del parque.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta es igual a:

$$P_{Max\,Bruta} = P_1 + P_{trafo} + P_{sist.\ colector} + P_{SS.AA}$$

En donde:

$\boldsymbol{P_1}$ es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia máxima neta del parque, que para el presente estudio equivale a **356,6098 MW.**

$\boldsymbol{P_{trafo}}$ Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,6932 MW.**

$\boldsymbol{P_{sist.\ colector}}$ corresponden a las pérdidas del sistema colector **9,1523 MW.**

$\boldsymbol{P_{SS.AA}}$ corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,01347 MW.**

Así, se tiene que la potencia máxima del parque es igual a:

Tabla 7-3 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Guanchoi, con corrección por temperatura e irradiancia.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Guanchoi	366,4688	356,6098	0,6932	9,1523	0,01347
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta para el PFV Guanchoi de acuerdo con las indicaciones del fabricante, así como la potencia registrada en el punto de conexión del parque, considerando el consumo de servicios auxiliares, las pérdidas del sistema colector y las pérdidas de los transformadores de poder.

De acuerdo con lo expuesto en el presente informe, se concluye que el parámetro de potencia máxima neta del PFV Guanchoi es de **356,6098 MW**, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de **366,4688 MW**.

Tabla 8-1 Parámetros de Potencia Máxima de la Central PFV Guanchoi.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	SS.AA. [MW]	PÉRDIDAS EN LA CENTRAL (1) [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA (2) [MW]
PFV Guanchoi	366,4688	0,01347	9,8455	356,6098

(1): Valor incluye las pérdidas del sistema colector 9,1523 MW y del transformador de poder 0,6932 MW.
(2): Inyectada en la barra de 220 kV del transformador de potencia de la S/E Bella Mónica.

I-SEP
Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P22003
ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO GUANCHOI

26.03.2024

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras
22003-00-ES-IT-014 Rev. 0
Preparado para Enel Green Power Chile S.A

ANEXO I

P22003

REGISTRO DE POTENCIA

El Anexo I se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

ANEXO II

P22003

REGISTRO SSAA

El Anexo II se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

ANEXO III

P22003

BASE DE DATOS

El Anexo III se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

ANEXO IV

P22003

REGISTRO METEOROLOGICO

El Anexo IV se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

ANEXO V

P22003

MANUAL PANEL SOLAR

El Anexo V se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

ANEXO VI

P22003

REGISTRO DE POTENCIA 23.12.2023

El Anexo VI se encuentra adjunto en la carpeta de envío.