



**I-SEP**

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

**P21078**  
**ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO**  
**ELENA PRIMERA ETAPA, FASE I**

**07.11.2023**

Informe de Potencia Máxima  
21078-00-ES-IT-007 Rev. 2  
Preparado para Solar Elena SpA





# P21078

## ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA PRIMERA ETAPA, FASE I

Informe de Potencia Máxima

**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	Bastián Guerra Deramond	29.08.2023	Cristian Valenzuela Esteban Canales	29.08.2023	Emitido para revisión Interna
Rev. B	Bastián Guerra Deramond	29.08.2023	Ibereólica SpA	06.09.2023	Emitido para revisión cliente
Rev. 0	Bastián Guerra Deramond	06.09.2023	Ibereólica SpA	14.09.2023	Emitido para revisión cliente
Rev. 1	Cristian Valenzuela R.	21.09.2023	CEN	19.10.2023	Emitido para Uso
Rev. 2	Bastián Guerra Deramond	07.11.2023			Contempla comentarios del CEN

# CONTENIDOS

<b>1. IDENTIFICACIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2. OBJETIVOS Y ALCANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>3. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>4. REFERENCIAS TÉCNICAS .....</b>	<b>5</b>
<b>4.1. DOCUMENTOS .....</b>	<b>5</b>
<b>4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES .....</b>	<b>5</b>
<b>5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE .....</b>	<b>6</b>
<b>5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA.....</b>	<b>8</b>
5.1.1. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1 .....	8
5.1.2. MODELADO RED INTERNA .....	8
5.1.3. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA.....	13
5.1.4. REACTORES ZIG-ZAG .....	16
5.1.5. TRANSFORMADORES AUXILIARES.....	16
<b>6. REVISIÓN NORMATIVA .....</b>	<b>17</b>
<b>7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....</b>	<b>17</b>
<b>7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN .....</b>	<b>17</b>
<b>7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE .....</b>	<b>23</b>
<b>7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>24</b>
7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA .....	25
<b>7.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA E IRRADIANCIA. ....</b>	<b>29</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>30</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>REGISTRO DE POTENCIA</b>
<b>ANEXO II</b>	<b>BASE DE DATOS</b>
<b>ANEXO III</b>	<b>REGISTROS DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA DEL PANEL</b>
<b>ANEXO IV</b>	<b>FICHA TECNICA PANELES SOLARES</b>
<b>ANEXO V</b>	<b>DATASHEET INVERSOR</b>

## 1. IDENTIFICACIÓN

- ◆ Nombre del Proyecto : Parque Fotovoltaico Elena Primera Etapa, fase I.
- ◆ Numero Único de Proyecto (NUP) : 399
- ◆ Empresa Propietaria del Proyecto : Solar Elena SpA

## 2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima para los inversores del Parque Fotovoltaico Elena Primera Etapa, fase I (PFV Elena E1 F1) NUP 399, propiedad de Solar Elena SpA, 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 Parque Fotovoltaico Elena Primera Etapa, fase I consiste en un parque fotovoltaico que se ubica en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, Chile. Contempla un total de 18 inversores Gamesa Electric modelo PV 3750 de 3,75 MW, lo que otorga una potencia total instalada máxima de 67,5 MW. La energía inyectada por el parque es evacuada a través de circuitos de 33 kV que se conectan a un transformador que eleva la tensión de 33 kV a 220 kV ubicado en la S/E Iberelena, la cual está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la línea de transmisión Elena – Kimal 220 kV.

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 Elena E1 F1, el cual tiene por objetivo determinar la potencia máxima que puede generar el parque considerando la totalidad de inversores en servicio.

## 4. REFERENCIAS TÉCNICAS

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

### 4.1. DOCUMENTOS

- a) Documento “MEDIDAS\_PRMTPE\_PE ELENA\_202308\_15MIN.xlsx”, obtenido de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, que registra las mediciones obtenidas en las pruebas de los días 07/07/2023 hasta el 19/07/2023.
- b) Documento “21078-00-ES-IT-002”, Estudio de Flujo de Potencia Parque Fotovoltaico Elena, realizado por I-SEP
- c) Documento “PES-de-UUGG-Aplicación-de-Anexos-Técnicos”, Puesta en Servicio de Unidades Generadoras, realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- d) Documento “ELN-ISE-GE-DRW-0003\_A2\_IMPLANTACIÓN GENERAL”, plano Implementación general proyecto fotovoltaico Elena.

### 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 Elena E1 F1. Por otro lado, la Figura 5.2 muestra el diagrama unilineal del sistema colector del PFV Elena E1 F1.

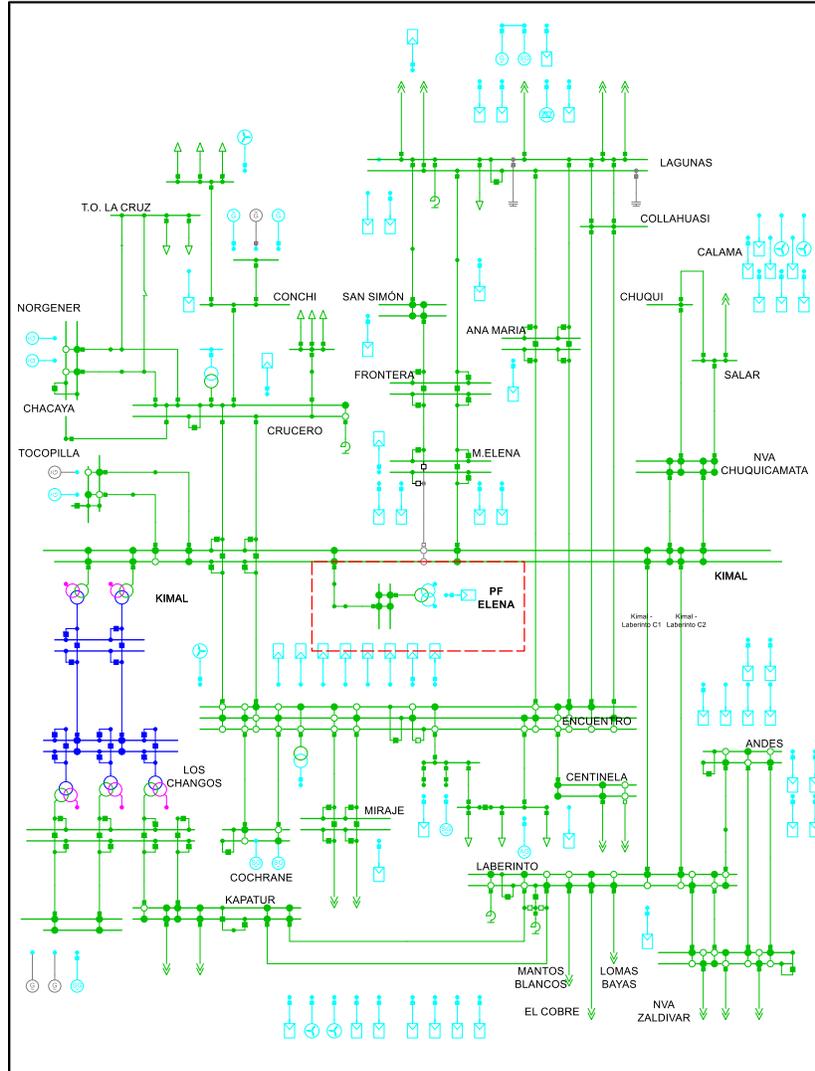


Figura 5.1: Diagrama unilineal de la zona de influencia en estudios <sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Imagen obtenida desde antecedente del punto 4.1 b)

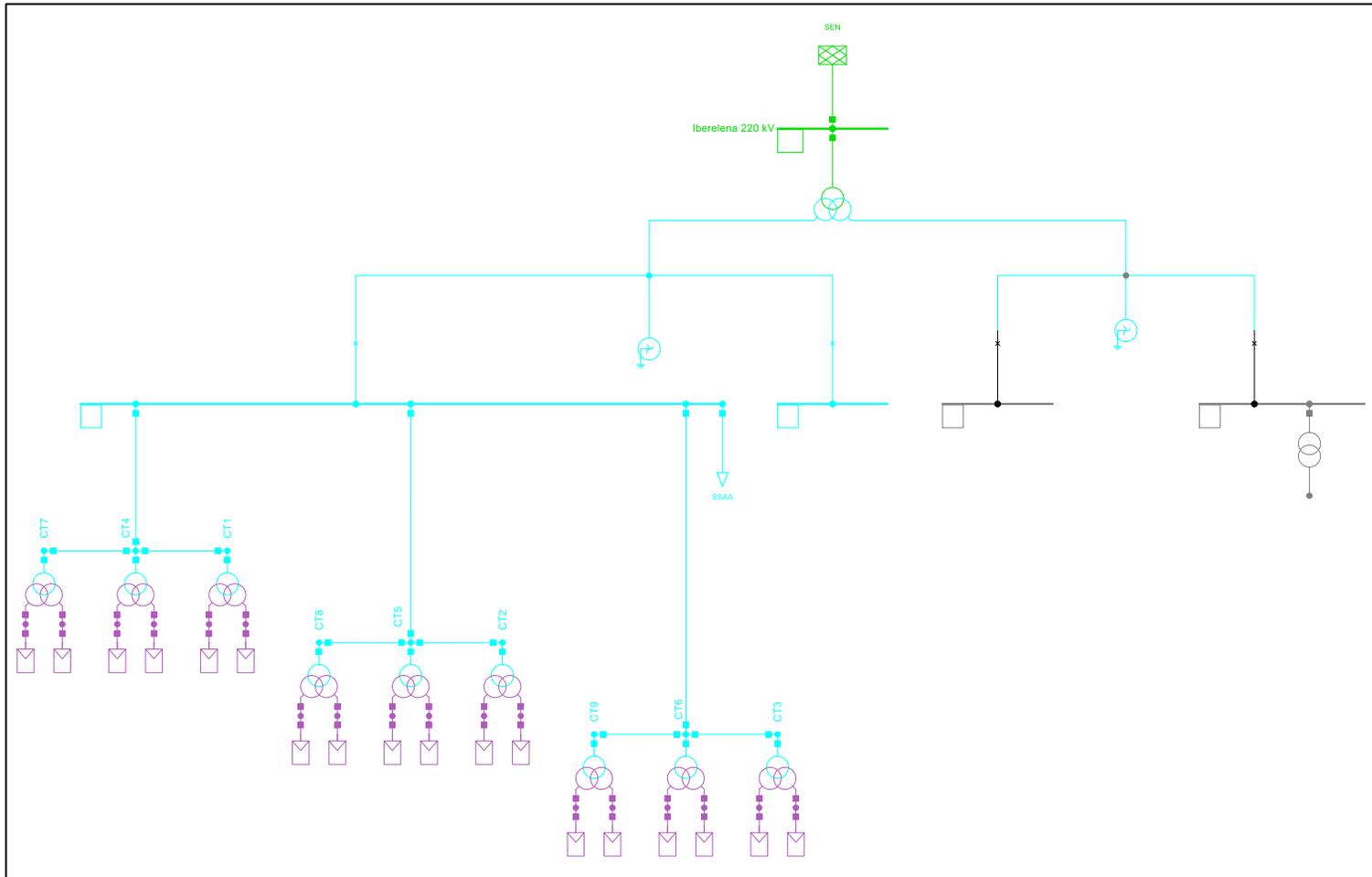


Figura 5.2: Diagrama unilineal sistema colector PFV Elena E1 F1.

## 5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA

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 del punto 4.1 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. MODELADO RED INTERNA

En base a la información recopilada en el antecedente del punto 4.1 b) en la Tabla 5.1 se indican los cables de la red interna y longitudes correspondientes a los mismos. En base a la información obtenida del antecedente del punto 4.1 b) se modelan los cables de la red interna en los apartados 5.1.2.1, 5.1.2.2 y 5.1.2.3.

Tabla 5.1: Cables que derivan al Transformador elevador N°1.

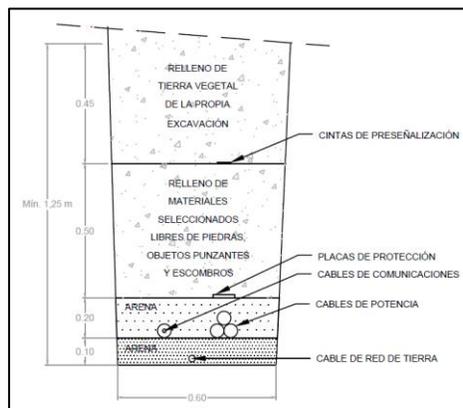
CABLE	TIPO	LONGITUD [KM]
CT4 - CT1	150 mm <sup>2</sup>	0,647
CT5 - CT2	150 mm <sup>2</sup>	0,647
CT6 - CT3	150 mm <sup>2</sup>	0,647
CT7 - CT4	300 mm <sup>2</sup>	0,647
CT8 - CT5	300 mm <sup>2</sup>	0,647

CABLE	TIPO	LONGITUD [KM]
CT9 - CT6	300 mm <sup>2</sup>	0,647
Circuito 1 (Barra 1 - CT7)	630 mm <sup>2</sup>	0,897
Circuito 2 (Barra 1 - CT8)	630 mm <sup>2</sup>	0,694
Circuito 3 (Barra 1 - CT9)	630 mm <sup>2</sup>	0,490

A continuación, se presentan las características de cada uno de los cables, las cuales se obtienen del antecedente del punto 4.1 b). En la Tabla 5.2 se detallan sus dimensiones. Asimismo, en la Figura 5.4 se muestra la distribución de los cables en las zanjas.

**Tabla 5.2: Características de los cables de la red colectora.**

Sección mm <sup>2</sup>	Pantalla mm <sup>2</sup>	Ø conductor mm	Ø aislamiento mm	Ø exterior mm	Peso kg/km
1 x 95	H16	11,1	27,1	32,5	1.150
1 x 150	H16	13,9	29,9	35,5	1.405
1 x 240	H16	18,0	32,0	37,8	1.690
1 x 300	H16	20,6	35,1	41,1	1.940
1 x 400	H16	23,4	37,9	44,1	2.300
1 x 500	H16	26,3	40,8	47,2	2.655
1 x 630	H16	29,8	44,0	50,7	3.175



**Figura 5.4: Distribución en zanjas.**

En los apartados siguientes se muestran los modelos de cada uno de los cables en Power Factory.

### 5.1.2.1. Cable 630 mm<sup>2</sup>

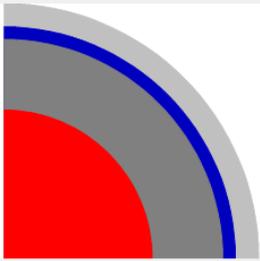
Name:

Rated Voltage:  kV

Core Shape:

Outer Diameter:  mm

Frequency Characteristic (Ohm/km):




---

**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	14.9	86.4049	0.0469
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	99.99994	0.1219552
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

---

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	7.1
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	2.35
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

---

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Overall Cable Diameter: 50.7 mm

Figura 5.5: Modelado Cable 630 mm<sup>2</sup>.

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.02535	0.	0.02535	1.12465	1.07395	1.12465

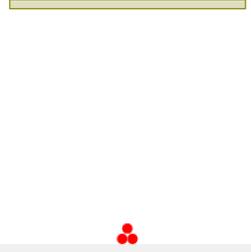


Figura 5.6: Distribución de los circuitos 630 mm<sup>2</sup>.

### 5.1.2.2. Cable 300 mm<sup>2</sup>

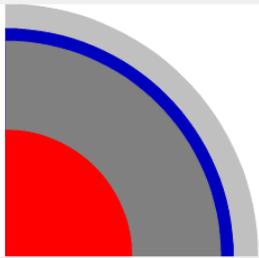
Name:

Rated Voltage:  kV

Core Shape:

Outer Diameter:  mm

Frequency Characteristic (Ohm/km):



**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	10.3	84.80262	0.1
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	100.	0.1520216
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	7.25
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	2.
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Overall Cable Diameter: 41.1 mm

Figura 5.7: Modelado Cable 300mm<sup>2</sup>.

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.02055	0.	0.02055	1.12945	1.08835	1.12945

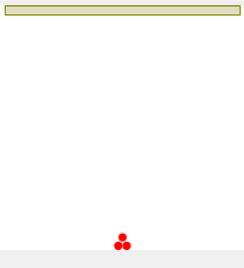


Figura 5.8: Distribución de los circuitos 300 mm<sup>2</sup>.

### 5.1.2.3. Cable 150 mm<sup>2</sup>

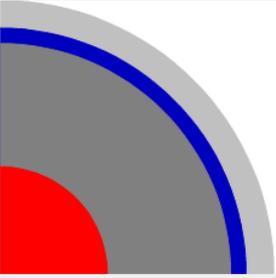
Name:

Rated Voltage:  kV

Core Shape:

Outer Diameter:  mm

Frequency Characteristic (Ohm/km):




---

**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	6.95	90.41634	0.206
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	100.	0.1776045
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

---

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	8.
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	1.8
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

---

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Overall Cable Diameter: **35.5 mm**

Figura 5.9: Modelado Cable 150mm<sup>2</sup>.

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.01775	0.	0.01775	1.13225	1.09675	1.13225

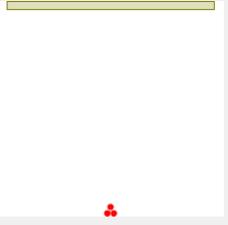


Figura 5.10: Distribución de los circuitos 150 mm<sup>2</sup>.

### 5.1.2.4. Transformador de bloque

En la siguiente figura se muestran las características de los transformadores de bloque de MT/BT del parque fotovoltaico Elena. La información para modelar dicho transformador se extrae del antecedente del punto 4.1 b).

The screenshot shows a detailed configuration window for a transformer block. The main parameters are:

- Name:** Transf bloque
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:** HV-Side: 7.5 MVA, MV-Side: 3.75 MVA, LV-Side: 3.75 MVA
- Rated Voltage:** HV-Side: 33 kV, MV-Side: 0.66 kV, LV-Side: 0.66 kV
- Vector Group:** HV-Side: D, MV-Side: YN, LV-Side: YN
- Phase Shift:** HV-Side: 0, MV-Side: 11, LV-Side: 11 (all in +30deg)
- Short-Circuit Voltage (uk):** HV-MV: 5.713%, MV-LV: 12.046%, LV-HV: 5.943%
- Copper Losses (kW):** HV-MV: 27.952, MV-LV: 94.395, LV-HV: 30.917
- Zero Sequence Impedance (uk0):** HV-MV: 4.856%, MV-LV: 10.239%, LV-HV: 5.052%
- X0/R0 Ratio:** HV-MV: 9999999, MV-LV: 9999999, LV-HV: 9999999
- Tap Settings:** HV-Side (2.5% tap, 3 neutral, 1-5 range), MV-Side (0% tap, 0 neutral, 0-0 range), LV-Side (0% tap, 0 neutral, 0-0 range)

Figura 5.11: Transformador de Bloque 33/0,66/0,66 kV 7,5 MVA.

### 5.1.3. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA

En función de la información obtenida del antecedente del punto 4.1 b) se modelan las unidades generadoras (inversores) y su diagrama PQ. En la Figura 5.12 y Figura 5.13 se presenta el modelado de dicha unidad en PowerFactory y la curva PQ respectivamente.

The screenshot shows the configuration window for a generator unit. Key parameters include:

- Name:** INV CT1-1
- Terminal:** VMD Elena\CT1-1\Cub\_2
- Zone:** CT1-1
- Technology:** 3PH
- Plant Category:** Photovoltaic
- Number of parallel units:** 1
- Ratings:** Rated Apparent Power: 3.75 MVA, Rated Power Factor: 1.0
- Max. Fault Contribution:** Subtransient Short-Circuit Current: 3.6 kA, R to X ratio: 0.1
- Negative sequence:** Short-circuit resistance, r2: 99999 p.u., Short-circuit reactance, x2: 99999 p.u.

Figura 5.12: Unidad Generadora.

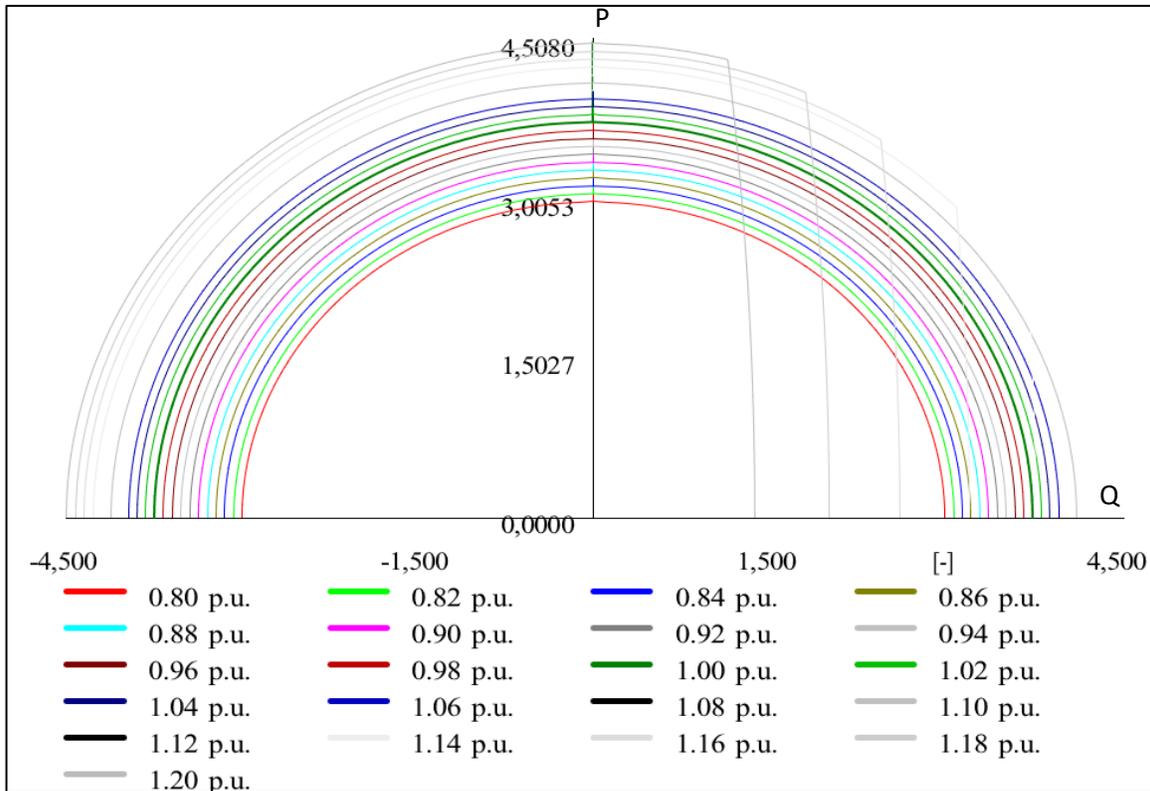


Figura 5.13: Curva PQ.

En la Figura 5.14, Figura 5.15 y Figura 5.16 se muestran las curvas características de los paneles fotovoltaicos JAM72D30-545MB y JAM72D30-550MB. Además, en la Tabla 5.3 se muestran las principales características de estas celdas fotovoltaicas. Para mayores detalles revisar el ANEXO IV.

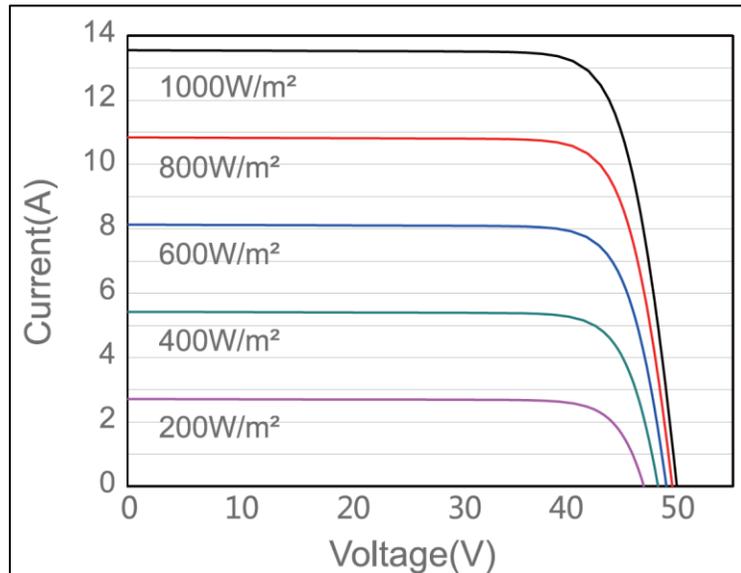


Figura 5.14: Curva características Corriente-Voltaje de las celdas fotovoltaicas a diferente irradiación.

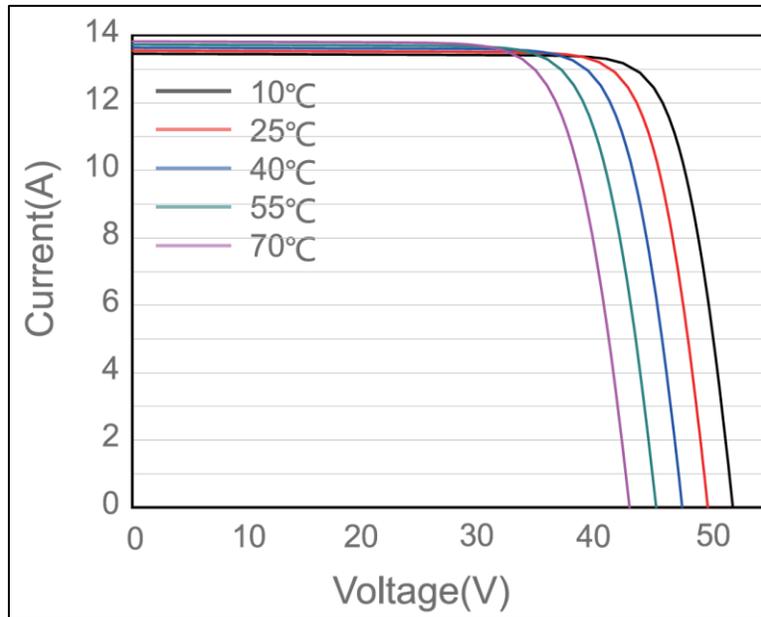


Figura 5.15: Curva características Corriente-Voltaje de las celdas fotovoltaicas a diferentes temperaturas.

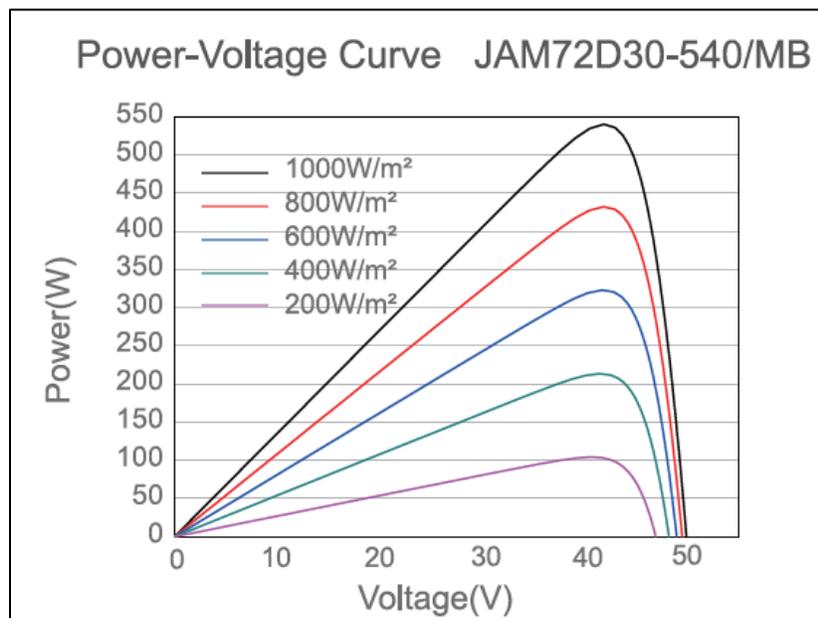


Figura 5.16: Curva características Potencia-Voltaje de las celdas fotovoltaicas a diferente irradiación.

Tabla 5.3: Características principales módulos fotovoltaicos del PFV Elena E1 F1.

NUMERO DE MODELO	JAM72D30-545MB	JAM72D30-550MB
Potencia Nominal (Wp)	583	589
Tensión de circuito abierto-Voc (V)	50,03	50,21
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	14,91	14,98
Voltaje máxima potencia-Vmpp (V)	41,78	41,95
Corriente máxima potencia-Impp (A)	13,95	14,03
Eficiencia del módulo (%)	21,10	21,30

### 5.1.4. REACTORES ZIG-ZAG

El PFV Elena E1 F1 proyecta dos reactores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada uno de los secundarios del transformador de poder. Las características principales de los reactores 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)	500 [A]
Impedancia de secuencia cero Zigzag1	128,48 [Ω/fase]
Impedancia de secuencia cero Zigzag2	127,88 [Ω/fase]

En la figura y figura se presenta el modelado de los reactores zig-zag 1 y 2 respectivamente en PowerFactory.

**Figura 5.17: Modelado reactor zigzag 1.**

**Figura 5.18: Modelado reactor zigzag 2.**

### 5.1.5. TRANSFORMADORES AUXILIARES

En la siguiente figura se presenta el modelado del transformador de servicios auxiliares. Cabe destacar que el PFV Elena E1 F1 cuenta con un transformador auxiliar, conectados a la barra N°4.

Name	SSAA 1		
Technology	Three Phase Transformer		
Rated Power	0.25 MVA		
Nominal Frequency	50. Hz		
Rated Voltage		Vector Group	
HV-Side	33. kV	HV-Side	D
LV-Side	0.42 kV	LV-Side	YN
Positive Sequence Impedance		Phase Shift	
Short-Circuit Voltage uk	4.65 %	11. *30deg	
Copper Losses	3.433 kW	Name Dyn11	
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0	3.9525 %		
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %		
Magnetising Impedance			
No Load Current	1.21 %		
No Load Losses	0.737 kW		
Distribution of Leakage Reactances (p.u.)			
x.Pos.Seq. HV-Side	0.5		
x.Pos.Seq. LV-Side	0.5		
Distribution of Leakage Resistances (p.u.)			
r.Pos.Seq. HV-Side	0.5		
r.Pos.Seq. LV-Side	0.5		

Figura 5.19: 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 (inversores) cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación.

Para las unidades generadoras (inversores) 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). Se destaca que el desarrollo de los cálculos junto con la metodología para llevar a cabo los mismos se basa en lo establecido en el antecedente del punto 4.1 c).

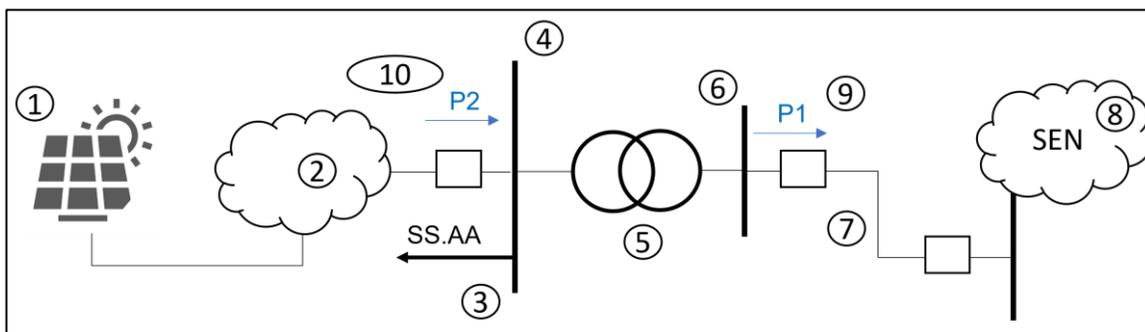


Figura 7.1: Diagrama de sistema equivalente.

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 S/E.
4. **Barra de media tensión (MT):** Correspondería a las barras 1 y 2 de 33 kV del PFV Elena E1 F1, 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 Elena E1 F1 corresponde a los transformadores de poder 1.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 220 kV del PFV Elena E1 F1, 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 Elena E1 F1 en la barra de 220 kV de la S/E Iberelena.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Elena E1 F1 en la barra 1 de 33 kV de la S/E Iberelena.

## 7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia máxima del PFV Elena E1 F1 se han tomado los registros disponibles del sistema de medida PRMTE del coordinador eléctrico (Anexo I). Además, es importante mencionar que los meses de invierno, son los con menor recurso solar, por lo que resulta complejo alcanzar los valores máximos de generación. A su vez, cabe destacar que al momento de la realización de la prueba la planta se encontraba operando con la totalidad de los inversores en servicio, es decir, que los 18 inversores del PFV Elena E1 F1 se encontraban operativos.

En la Figura 7.2 se muestra un extracto del antecedente del punto 4.1 a), donde se muestran las mediciones de la energía generada por el PFV Elena E1 F1, destacando en rojo los valores utilizados en la realización del presente informe.

TOTAL MENSUAL							
AÑO	MES	DIA	HORA UTC	HORA	INICIO INTERVALO	FIN INTERVALO	Retiro_Energia_Activa (kWhD)
2023	7	9	10	6	0	15	0.00
2023	7	9	10	6	15	30	0.00
2023	7	9	10	6	30	45	0.00
2023	7	9	10	6	45	60	0.00
2023	7	9	11	7	0	15	0.00
2023	7	9	11	7	15	30	26.24
2023	7	9	11	7	30	45	400.71
2023	7	9	11	7	45	60	1,709.49
2023	7	9	12	8	0	15	4,128.31
2023	7	9	12	8	15	30	6,929.92
2023	7	9	12	8	30	45	9,819.25
2023	7	9	12	8	45	60	12,189.21
2023	7	9	13	9	0	15	13,070.94
2023	7	9	13	9	15	30	13,483.14
2023	7	9	13	9	30	45	13,765.56
2023	7	9	13	9	45	60	13,821.87
2023	7	9	14	10	0	15	13,949.10
2023	7	9	14	10	15	30	13,924.78
2023	7	9	14	10	30	45	13,815.95
2023	7	9	14	10	45	60	13,672.18
2023	7	9	15	11	0	15	13,588.35
2023	7	9	15	11	15	30	13,490.67
2023	7	9	15	11	30	45	13,289.28
2023	7	9	15	11	45	60	13,180.75
2023	7	9	16	12	0	15	13,082.86
2023	7	9	16	12	15	30	13,038.43
2023	7	9	16	12	30	45	13,089.04
2023	7	9	16	12	45	60	13,142.88
2023	7	9	17	13	0	15	13,213.89
2023	7	9	17	13	15	30	13,254.44
2023	7	9	17	13	30	45	13,216.96
2023	7	9	17	13	45	60	13,286.31
2023	7	9	18	14	0	15	13,344.24
2023	7	9	18	14	15	30	13,396.46
2023	7	9	18	14	30	45	13,405.37
2023	7	9	18	14	45	60	13,392.64
2023	7	9	19	15	0	15	13,372.34
2023	7	9	19	15	15	30	13,363.51
2023	7	9	19	15	30	45	13,217.73

Figura 7.2: Extracto de mediciones de generación del PFV Elena E1 F1.

En la Tabla 7.1 se muestran los distintos niveles de generación del parque registradas el día 9 de julio de 2023, durante un intervalo que comprende entre las 13:45:00 y las 14:45:00, subdividido en periodos de 15 minutos. Se puede obtener la suma de energía activa en este lapso, el cual corresponde a 55.511 [kWh], de acuerdo con la información contenida en el antecedente del punto 4.1 a), que corresponde al registro de la plataforma de medidas del Coordinador. Esto equivale a una inyección de potencia activa promedio de 55.511 [kW] durante una hora.

Tabla 7.1: Niveles de generación registrados.

FECHA	PERÍODO	ENERGÍA [KWH]
09-07-2023	13:45:00 – 14:00:00	13.821,87
	14:00:00 – 14:15:00	13.949,10
	14:15:00 – 14:30:00	13.924,78
	14:30:00 – 14:45:00	13.815,95
<b>Energía Total</b>		<b>55.511,70</b>

De lo anterior, se puede obtener la potencia en el punto de conexión durante un periodo comprendido entre las 13:45:00 y las 14:45:00 del día 09-07-2023, donde se disponía de 18

inversores en servicio, es de 55,511 MW. Hay que aclarar que en el intervalo de tiempo que se tomó el registro, la planta operaba con la totalidad de sus inversores.

Por otra parte, en la siguiente figura se presenta el valor de los consumos de SSAA propios de la subestación, obteniéndose un valor de 0,05592 MW. Dicho valor corresponde a la totalidad de los servicios auxiliares de la S/E Iberelena. La medición se realiza el día 20-06-2023 a las 16:15 hs, momento en el cual se ha desarrollado la prueba de mínimo técnico.



Figura 7.3 Consumo de los SSAA propios de la subestación.

En la Figura 7.4 se muestra el punto de medición de los SSAA donde se obtiene el monto antes indicado. El punto de medición corresponde al lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares.

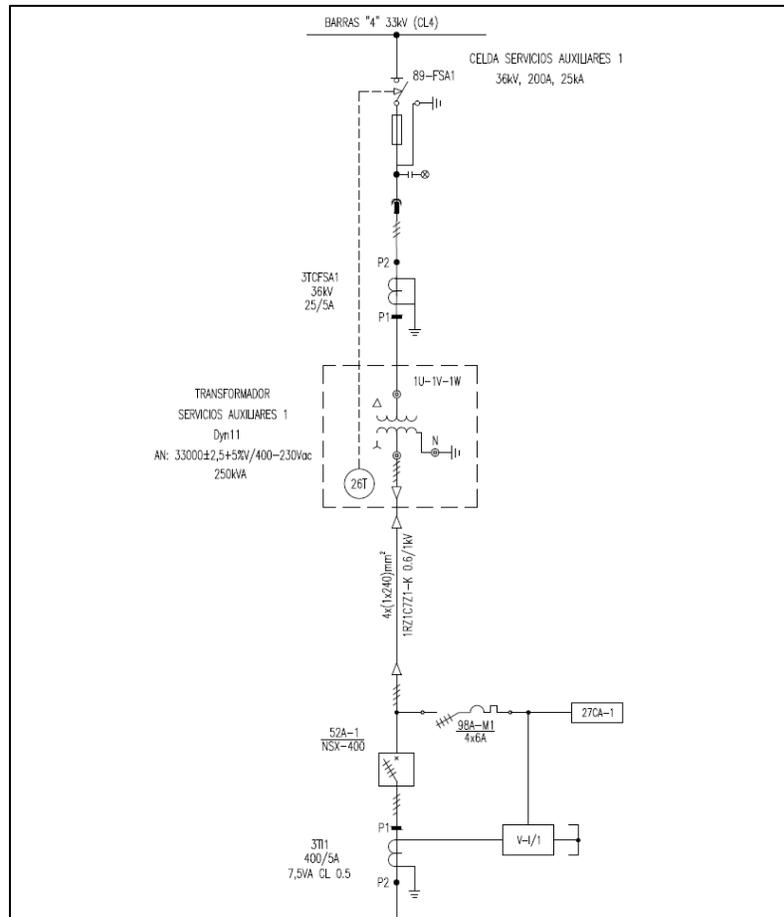


Figura 7.4: Diagrama Unilineal – SSAA

Por otra parte, los consumos de SSAA propios de los inversores del parque se determinan en función de los consumos propios indicados por el fabricante de los respectivos inversores, donde el valor total de los consumos se obtiene considerando la totalidad de inversores. De esta manera, el consumo de SSAA propios de los inversores del parque se obtienen según la siguiente expresión.

$$P_{SSAA}^{Inv} = N^{\circ Inv} \cdot \text{Consumos propios}$$

Según lo observado en la información del fabricante respecto a los equipos (véase Anexo IV) se presenta una eficiencia de 99,32%, por lo que, considerando la potencia nominal a 25°C de 3,75 MW, se tienen unos consumos propios de 0,0255 MW. De esta forma, los consumos de SSAA propios de los inversores es de:

$$P_{SSAA}^{Inv} = 18 \cdot 0,0255$$

$$P_{SSAA}^{Inv} = 0,459 \text{ MW}$$

El consumo de SSAA total a considerar viene dado por la suma de los SSAA propios de los inversores y la subestación, de esta manera se tiene el siguiente resultado.

$$P_{SSAA} = P_{SSAA}^{Inv} + P_{SSAA}^{subestación}$$

$$P_{SSAA} = 0,05592 + 0,459$$

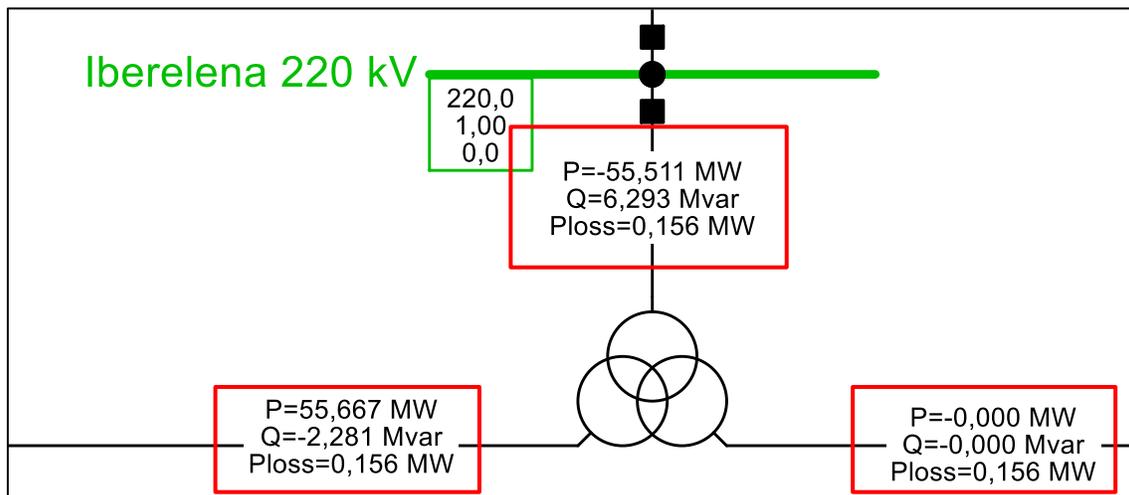
$$P_{SSAA} = 0,51492 \text{ MW}$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del ANEXO II, la cual fue obtenida del antecedente del punto 4.1 b) 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 3,1357 MW netos por inversor para poder obtener una potencia bruta de 55,511 MW en el punto de conexión. 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 0,42 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Grid: Pmax		System Stage: Pmax		Study Case: Pmax		Annex: / 1	
Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	32	No. of Terminals	3	No. of Lines	9
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	10	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	56,44 MW	-0,00 Mvar	56,44 MVA			
External Infeed	=	-55,51 MW	6,29 Mvar	55,87 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,51 MW	0,00 Mvar	0,51 MVA			
Load P(Un)	=	0,51 MW	0,00 Mvar	0,51 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
<b>Grid Losses</b>	=	<b>0,42 MW</b>	6,29 Mvar				
Line Charging	=		-0,65 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	67,50 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00 [-]					
Load/Motor	=	1,00 / 0,00 [-]					

Figura 7.5: Resultados del flujo de potencia en Power Factory.

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 7.6: Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Elena E1 F1 en Power Factory.**

Así, el Transformadores tiene pérdidas de 0,156 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 0,264 MW.

### 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 Elena E1 F1 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:

$P_1$  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 **55,511 MW**.

$P_{trafo}$  Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,156 MW**.

$P_{sist.\ colector}$  corresponden a las pérdidas del sistema colector **0,264 MW**.

$P_{SS.AA}$  corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,51492 MW**.

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

**Tabla 7.2: Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Elena E1 F1.**

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Elena E1 F1	56,4459	55,511	0,156	0,264	0,51492
<b>Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.</b>					

## 7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 7.2 considerando una corrección por los niveles de temperatura del inversor y radiación durante el periodo en el que se tomaron los registros disponibles del sistema de medida PRMTE del coordinador eléctrico. Para el desarrollo de los cálculos se considera el valor máximo de la temperatura registrada en el inversor durante el periodo en el que se tomaron los registros de potencia máxima, 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.

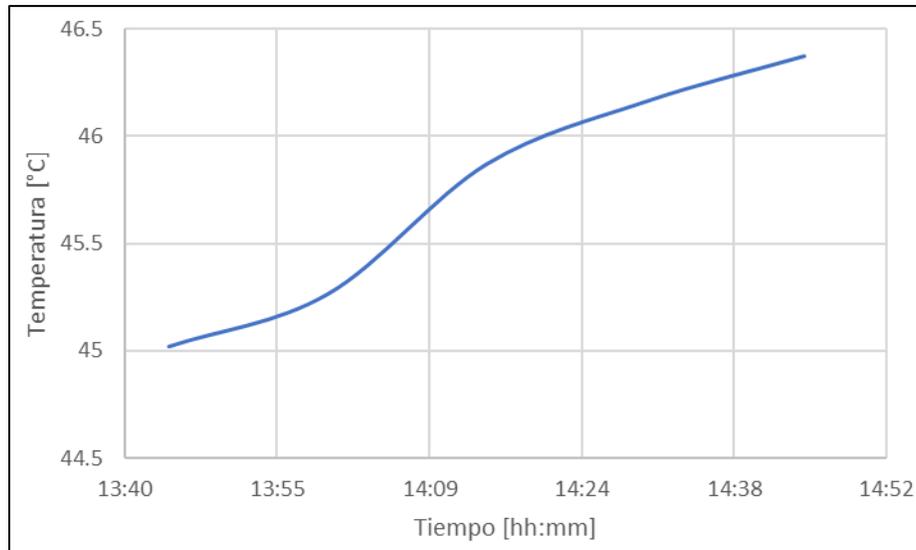


Figura 7.7: Mediciones de temperatura ambiente del PFV Elena E1 F1 en el periodo del registro.

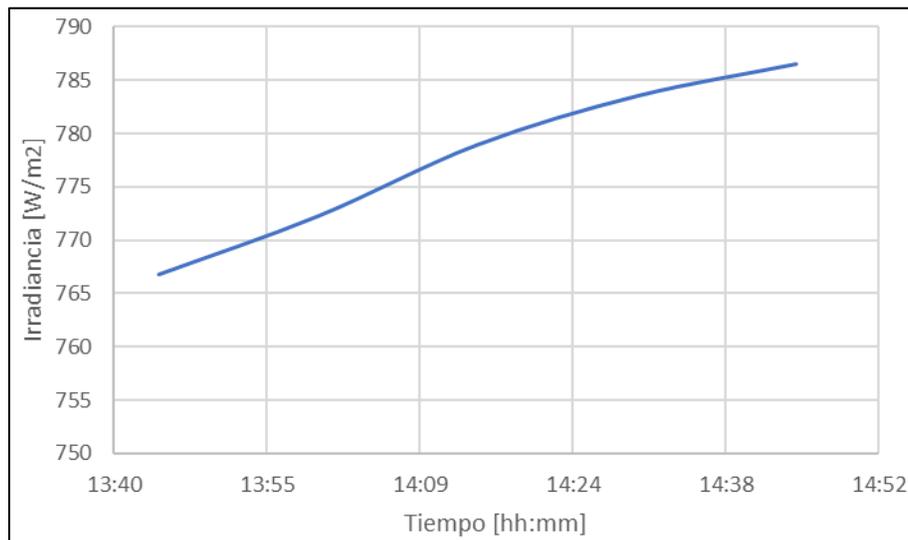


Figura 7.8: Mediciones de radiación del PFV Elena E1 F1 en el periodo del registro.

Durante el periodo que se tomaron los registros disponibles del sistema de medida PRMTE del coordinador eléctrico, la temperatura máxima del panel medida fue 46,4°C, mientras que el valor máximo de radiación fue de 787 W/ m<sup>2</sup>.

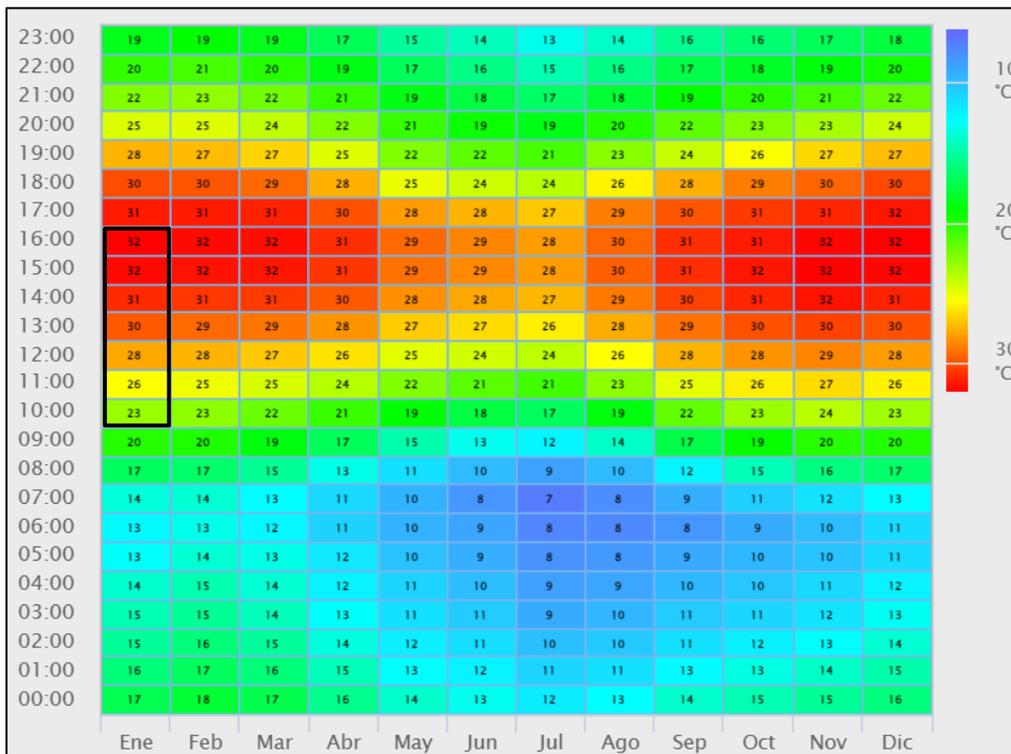
### 7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA

En el presente punto, se procede a realizar una corrección de la potencia máxima bruta del parque ante una condición nominal del parque. Dicha corrección se realizará por temperatura y radiación, dado que los niveles promedios obtenidos para estas variables no estuvieron cerca de la condición nominal del parque durante la prueba. Para verificar la temperatura histórica se acude a la página <https://solar.minenergia.cl/>. En la Tabla 7.3 se muestran las coordenadas utilizadas para extraer la información del Explorador Solar.

**Tabla 7.3: Coordenadas geográficas UTM<sup>2</sup>.**

COORDENADA ESTE [M]	CORDENADA NORTE [M]	ZONA
448153	7550295	19 sur

En la Figura 7.9 y Figura 7.10 se presentan los valores promedio de irradiancia y temperatura en el lugar de emplazamiento del PFV Elena E1 F1 respectivamente para los meses del año y las horas del día. En función de los requerimientos del CEN, de dichas tablas se extraen los valores correspondientes al mes de enero entre las 10 y las 16 horas, en los que se alcanza una radiación mayor a 700 W/m<sup>2</sup>. A partir de dichos valores se obtiene la radiación promedio la cuál es de 968,71 W/m<sup>2</sup>. A su vez, y en correspondencia con los anterior se calcula la mientras que el promedio de temperatura ambiente del sitio (*T<sub>ambsitio</sub>*), la cuál es de 28,86°C.



**Figura 7.9: Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PFV Elena E1 F1.**

<sup>2</sup> Estas coordenadas son aproximadas y fueron obtenidas de manera referencial del antecedente del punto 4.1 d).

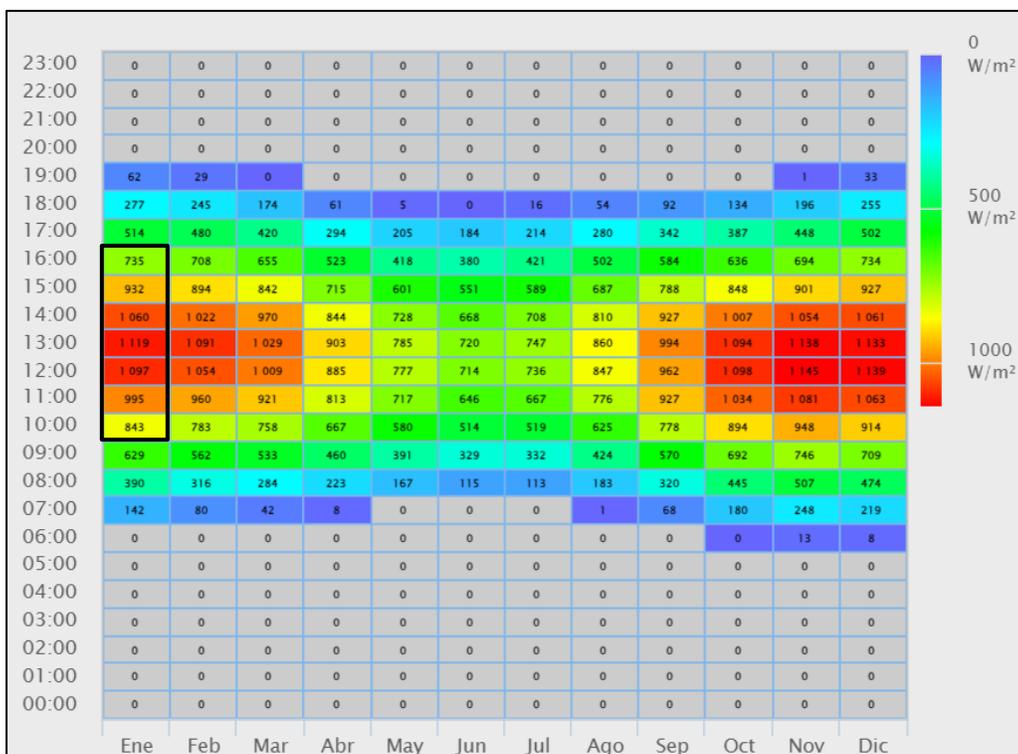


Figura 7.10: Registro de radiación de ciclo diario anual global horizontal en PFV Elena E1 F1.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ( $P_{bruta, med}$ ) durante el ensayo (Tabla 7.2).

$$P_{bruta,med} = 56,4459 [MW]$$

Para llevar a cabo la corrección por temperatura y radiación, se debe contar con la temperatura de operación del panel fotovoltaico ( $T_{pmed}$ ) en las condiciones del ensayo<sup>3</sup>. Esta información se extrae del ANEXO III, detallado en el apartado 0. A los efectos de este cálculo, se considera que la temperatura de operación del panel fotovoltaico es de 46,4 °C.

$$T_{pmed} = 46,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio<sup>4</sup> ( $T_{psitio}$ ). La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ( $I_{rprom}$ ) y temperatura ( $T_{ambsitio}$ ) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT (“Normal Operation Cell Temperature”) del panel (ver Anexo IV). La expresión que permite calcular la temperatura del panel para las condiciones de sitio se presenta a continuación:

$$T_{psitio} = T_{ambsitio} + (NOCT^5 - T_{NOCT}^6) \cdot \frac{I_{rprom}}{I_{rNOCT}}$$

<sup>3</sup> Medidas tomadas en el mes de julio, época de invierno.

<sup>4</sup> Medidas tomadas en el mes de enero, época de verano.

<sup>5</sup>NOCT (Normal Operation Cell Temperature) según fabricante es 45°C (ver Anexo IV)

<sup>6</sup>Temperatura ambiente óptima de operación de las celdas, igual a 25°C (ver Anexo IV)

$$T_{p_{sitio}} = 28,86 + (45 - 25) \cdot \frac{968,71}{1000} = 48,23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta T &= T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}} \\ \Delta T &= 46,4 - 48,23 = -1,83 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles  $K_{power\ temperature} = -0,35\% [1/^\circ\text{C}]$  (ver Anexo IV), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{corregida} = \frac{P_{bruta\_corregida}}{1 + \Delta T \cdot K_{power\ temperature}}$$

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

$$\begin{aligned} P_{bruta\_corregida} &= P_{bruta,med} \cdot \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{med}}} \\ P_{bruta\_corregida} &= 56,4459 \cdot \frac{968,71}{787} = 69,48 \text{ [MW]} \end{aligned}$$

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

$$P_{corregida} = \frac{69,48}{1 + 0,0035 \cdot 1,83} = 69,037 \text{ [MW]}$$

Con este valor se procede a calcular la inyección máxima del PFV Elena E1 F1 considerando la corrección de temperatura. Para llegar a este valor de potencia, se requiere una potencia de 3,835 MW por unidad generadora. Sin embargo, de acuerdo con el fabricante (ver ANEXO V), los inversores cuentan con una potencia máxima de 3,75 MW. Por lo tanto, se utilizará este valor como la máxima potencia despachada por unidad generadora en la simulación.

La simulación de flujo de potencia en el software Power Factory, donde se muestran los resultados, se presentan en la siguiente figura:

Grid: Pmax		System Stage: Pmax		Study Case: Pmax		Annex: / 1	
Grid: Pmax Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	32	No. of Terminals	3	No. of Lines	9
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	10	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	= 67,50 MW	0,00 Mvar		67,50 MVA			
External Infeed	= -66,44 MW	9,25 Mvar		67,08 MVA			
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Load P(U)	= 0,51 MW	-0,00 Mvar		0,51 MVA			
Load P(Un)	= 0,51 MW	0,00 Mvar		0,51 MVA			
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Grid Losses	= 0,54 MW	9,25 Mvar					
Line Charging	=	-0,65 Mvar					
Compensation ind.	=	0,00 Mvar					
Compensation cap.	=	0,00 Mvar					
Installed Capacity	= 67,50 MW						
Spinning Reserve	= 0,00 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1,00 [-]						
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]						

Figura 7.11: 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.

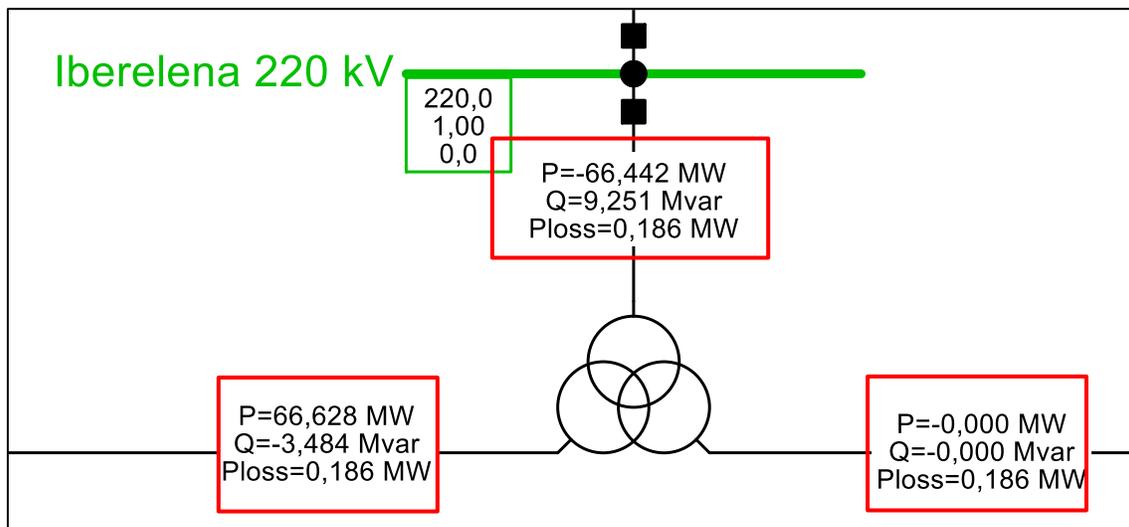


Figura 7.12: Valores de flujos de potencia del transformador de poder del PFV Elena E1 F1, con corrección por temperatura e irradiancia.

Así, los Transformadores tienen unas pérdidas de 0,186 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 0,354 MW. Finalmente se considera el consumo de SSAA equivalente a lo mencionado en capítulos anteriores.

## 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:

$P_1$  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 **66,442 MW**.

$P_{trafo}$  Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,186 MW**.

$P_{sist.\ colector}$  corresponden a las pérdidas del sistema colector **0,354 MW**.

$P_{SS.AA}$  corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,51492 MW**.

A continuación, se resumen la potencia máxima bruta y neta, los consumos de los SSAA y las pérdidas en el transformador de poder y sistema colector, estos valores se indican con tres cifras significativas.

**Tabla 7-4 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Elena E1 F1, 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 Elena E1 F1	67,497	66,442	0,186	0,354	0,515
<b>Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.</b>					

## 8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta para el PFV Elena E1 F1 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 obtienen los siguientes resultados.

- ◆ **Máximo Técnico Bruto = 67,497 MW**
- ◆ **Servicios Auxiliares = 0,515 MW**

Desglose:

- *Servicios Auxiliares Inversores = 0,459 MW*
- *Servicios Auxiliares Subestación = 0,056 MW*

- ◆ **Pérdidas de la Central = 0,538 MW**

Desglose:

- *Pérdidas del Transformador de Poder = 0,186 MW*
- *Pérdidas Sistema Colector = 0,354 MW*

- ◆ **Minino Técnico Neto = 66,442 MW**

En resumen, la potencia máxima neta del PFV Elena E1 F1 es de **66,442 MW**, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de **67,497 MW**.



Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

**ANEXOS**

**P21078**  
**ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO**  
**ELENA PRIMERA ETAPA, FASE I**

**07.11.2023**

Informe de Potencia Máxima  
21078-00-ES-IT-007 Rev. 2  
Preparado para Solar Elena SpA

# ANEXO I

**P21078**

## REGISTRO DE POTENCIA

El Anexo I se encuentra adjunto en la carpeta de envío. Dicha información es obtenida de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, y trata del registro las mediciones obtenidas en las pruebas de los días 07/07/2023 hasta el 19/07/2023.

## **ANEXO II**

**P21078**

### **BASE DE DATOS**

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

## **ANEXO III**

**P21078**

# **REGISTROS DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA DEL PANEL**

El Anexo III se encuentra adjunto en la carpeta de envío. Este archivo contiene son datos que son extraídos a partir de un equipo de medida en terreno, el cual registra temperatura ambiente, temperatura superficial del inversor e irradiancia. La medición se ha realizado entre los días 4 al 25 del mes de julio del año 2023.

## **ANEXO IV**

**P21078**

### **FICHA TECNICA PANELES SOLARES**

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

# ANEXO V

**P21078**

## **DATASHEET INVERSOR**

 GamesaElectric SHAPING NEW ENERGY	PV3400 STD	PV3600 STD	PV3750 STD	PV3900 STD
<b>DC INPUT</b>				
Ratio DC/AC	Up to 200%			
Max. DC Current @25°C	2 x 2100 A			
Max. DC Current @40°C	-			
Max. DC Current @50°C	2 x 1990 A			
Max. DC Current @55°C	2 x 995 A			
Max. DC Current @60°C	-			
DC Voltage range ***	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ***	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Nr of DC ports	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			
Fuse dimensions	125 A to 500 A			
Maximum short-circuit current. I <sub>sc</sub> PV	Up to 9000 A			
MPPT	1			
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm <sup>2</sup> - 800 AWG			
Energy production from	0,5% P <sub>n</sub> approx.			
Surge category in acc. IEC 62109-1	II			
<b>AC OUTPUT</b>				
Nominal AC Power @25°C	3409 kVA	3579 kVA	3750 kVA	3920 kVA
Nominal AC Power @40°C	-			
Nominal AC Power @50°C	3273 kVA	3436 kVA	3600 kVA	3764 kVA
Nominal AC Power @55°C	1636 kVA	1718 kVA	1800 kVA	1882 kVA
Nominal AC Power @60°C	0 kVA	0 kVA	0 kVA	0 kVA
Maximum output current	3280 Arms			
Nominal AC Voltage	600 Vrms (± 15%)	630 Vrms (± 15%)	660 Vrms (± 15%)	690 Vrms (± 15%)
Maximum output fault current (time)	5,1 kA (<1 ms)			
Max. Wire Cross Section per AC output phase	6 x 400 mm <sup>2</sup>			
AC power frequency	50/60 Hz (± 6%)			
THDV	< 3%			
THDI	< 1%			
Inrush current	< 10% of the nominal AC current for a maximum of 10 ms			
Reactive power range	Any			
Surge category in acc. IEC 62109-1	III			
<b>EFFICIENCY</b>				
Max. Efficiency	99,52%			
Euro-efficiency	99,32%			
Californian-efficiency	-			
Stand-by power consumption	< 200 W			
<b>PROTECTIVE DEVICES</b>				
DC Input	Fuse and motorized load disconnecter			
AC Input	Motorized air circuit breaker			
Maximum short-circuit current	65 kA			
Overvoltage protections AC	SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA			
Overvoltage protections DC	SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA			
<b>COMMUNICATIONS</b>				
Control	Modbus TCP/IP, (Profinet, CAN option)			
Monitoring	Modbus TCP/IP			
<b>OTHER FEATURES</b>				
Environmental category	Outdoor			
Protective class	Class I			
Pollution degree of all enclosure parts	2			
Climatic category in acc. IEC 60721-3-4	4K26			
LVRT	Yes			
HVRT	Yes			
Working ambient temperature	-20 / +60 °C (option -40 °C)			
Relative humidity	4% - 100% (without condensation)			
Max. Altitude MASL	2000 m (up to 4000 m with derating)			
Dimensions (width x height x depth)	4325 x 2250 x 1022 mm / 170,3 x 88,5 x 40,2 in			
Weight	3945 kg / 8697 lb			
Protection	IP55 cat 1 / NEMA 3R			
Cooling	Liquid & forced air			
Color	RAL 7035			
<b>MAIN STANDARDS</b>				
IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 61000-6-2, EN 55011, IEC 62920, EN50530, IEC 62116, IEC 61683, IEC 60529, IEC 61727, PO12.2 UL 1741-SA, CSA C22.2, UL62109-1, Rule 21, Rule 14, PRC 024, NEC 2017, IEEE519				

## **ANEXO VI**

**P21078**

### **REGISTRO DE ESTADO DE INVERSORES**

El Anexo VI se encuentra adjunto en la carpeta de envío. Dicha información es obtenida de las mediciones en terreno, y de allí se confirma el estado de operación de los inversores, destacando que, al momento de la prueba, día 9 de julio de 2023 se encontraban los 18 inversores operativos.