



# **P21068**

## **INFORME ANEXOS TÉCNICOS Y VMD PROYECTO SOL DE LOS ANDES**

**23.12.2021**

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades  
Generadoras  
21068-00-ES-IT-007 Rev. B  
Preparado para Austrian Solar Chile Uno SpA.





**P21068**

# INFORME ANEXOS TÉCNICOS Y VMD PROYECTO SOL DE LOS ANDES

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos 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](http://www.i-sep.cl)  
[empresa@i-sep.cl](mailto:empresa@i-sep.cl)

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev. A	Cristian Valenzuela R.	17.12.2021	Cristóbal Valenzuela	21.12.2021	
Rev. B	Cristian Valenzuela R.	22.12.2021	Cristóbal Valenzuela	23.12.2021	
Rev. 0	Cristian Valenzuela R.	23.12.2021			

# 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 SOL DE LOS ANDES .....</b>	<b>9</b>
5.1.1. TRANSFORMADOR ELEVADOR 110/33 KV .....	9
5.1.2. TRANSFORMADOR ZIG ZAG.....	9
5.1.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	10
5.1.4. SISTEMA DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN .....	10
5.1.5. INVERSORES .....	16
5.1.6. TRANSFORMADORES DE BLOQUE.....	17
<b>6. REVISIÓN NORMATIVA .....</b>	<b>19</b>
<b>7. DETERMINACIÓN MÍNIMO TÉCNICO .....</b>	<b>20</b>
<b>7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>21</b>
<b>7.3. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE .....</b>	<b>22</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>24</b>
<b>9. ANEXOS .....</b>	<b>25</b>

## 1. IDENTIFICACIÓN

- ◆ Nombre del Proyecto : Parque Fotovoltaico Sol de los Andes
- ◆ Número Único de Proyecto (NUP) : 849
- ◆ Empresa Propietaria del Proyecto : Austrian Solar Chile Uno SpA

## 2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el mínimo técnico para los inversores del Parque Fotovoltaico Sol de los Andes (PFV SdIA) NUP 849, propiedad de Austrian Solar Chile Uno SpA, según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y en el **Anexo Técnico: Mínimo Técnico**.

## 3. INTRODUCCIÓN

La sociedad Australian Solar Chile Uno SpA se encuentra gestionando la entrada en operación del proyecto PFV Sol de los Andes, NUP 849, ubicado en la región de Atacama, específicamente en la comuna de Diego de Almagro, provincia de Chañaral. El proyecto consta de 39 inversores contemplando una inyección de 89,4 MW, encontrándose actualmente en un estado de puesta en servicio.

La interconexión del PFV Sol de los Andes con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se realiza a través del seccionamiento de la línea de transmisión existente 1x110kV Diego de Almagro – El Salvador - Potrerillos (Circuito 1) mediante la subestación seccionadora Río Salado. A su vez, se considera la extensión de las líneas resultantes mediante un tramo de 0,233 km entre la subestación seccionadora y la Est. E-66 en dirección hacia la S/E Diego de Almagro, y un tramo de 0,269 km entre la subestación seccionadora y la Est. E-66 en dirección al Tap off Llanta. Finalmente, la conexión entre la subestación elevadora Sol de los Andes y la subestación seccionadora Río Salado, se realiza a través de una línea de simple circuito de aproximadamente 1,8 km. De esta manera, la energía generada por la planta fotovoltaica es evacuada a través del anillo que conecta las subestaciones Diego de Almagro, El Salvador y Potrerillos, derivando posteriormente a la red de 220kV a través de los transformadores ubicados en la S/E Diego de Almagro.

En este contexto, I-SEP se ha adjudicado el desarrollo del informe de mínimo técnico, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto PFV Sol de los Andes, el cual tiene por objetivo determinar el mínimo técnico global que puede generar el parque.

## 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 “TodoEnsayo.xlsx”, provisto por el cliente, que registra las mediciones obtenidas en las pruebas del día 14/12/2021.
- b) Documento EE-ES-2021-0353-R0 “PFV Sol de los Andes - Estudio de Flujos de Potencia”, desarrollado por ESTUDIOS ELECTRICOS.
- c) Documento “ConsumosSSAA\_final.xlsx”, provisto por el cliente, que registra las mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 02/12/2021.
- d) Documento “20011-1-CER-E1\_IEC61683\_2.5MVA”, provisto por CERE.

### 4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES

- I. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión septiembre 2020.
- II. Anexo Técnico “Mínimo Técnico”

## 5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE

El PFV SdIA se encuentra constituido por 39 inversores Gamesa de 2,58 MVA cada uno, contemplando una inyección máxima a la red de 89,4 MW. La interconexión del PFV Sol de los Andes con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se realiza a través del seccionamiento de la línea de transmisión existente 1x110kV Diego de Almagro – El Salvador - Potrerillos (Circuito 1) mediante la subestación seccionadora Río Salado. A su vez, se considera la extensión de las líneas resultantes mediante un tramo de 0,233 km entre la subestación seccionadora y la Est. E-66 en dirección hacia la S/E Diego de Almagro, y un tramo de 0,269 km entre la subestación seccionadora y la Est. E-66 en dirección al Tap off Llanta. Finalmente, la conexión entre la subestación elevadora Sol de los Andes y la subestación seccionadora Río Salado, se realiza a través de una línea de simple circuito de aproximadamente 1,8 km.

De esta manera, la energía generada por la planta fotovoltaica es evacuada desde la subestación elevadora Río Salado y a través del anillo resultante entre las subestaciones Diego de Almagro, El Salvador y Potrerillos, en dirección a la red de 220kV desde la subestación Diego de Almagro.

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

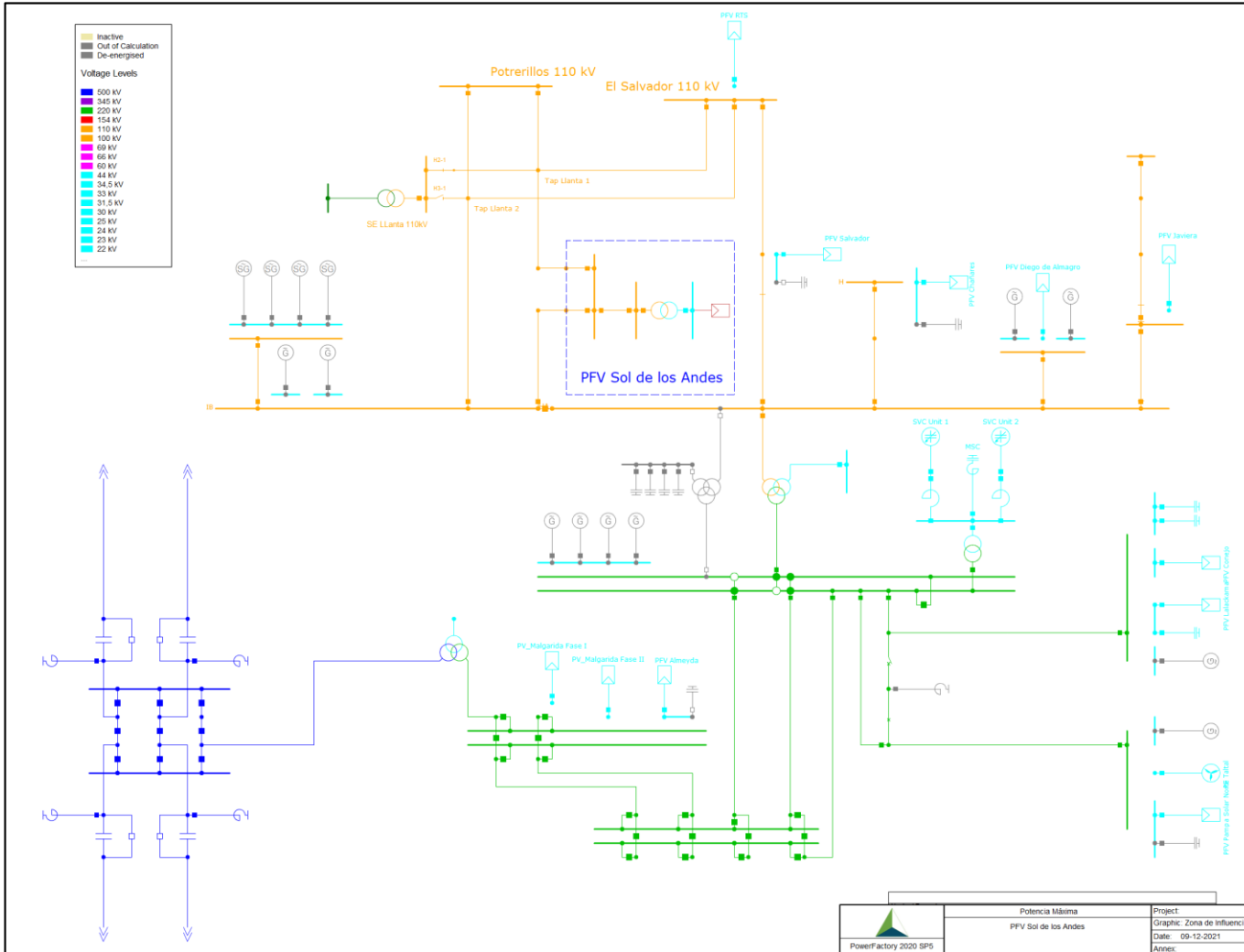


Figura 5-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia.

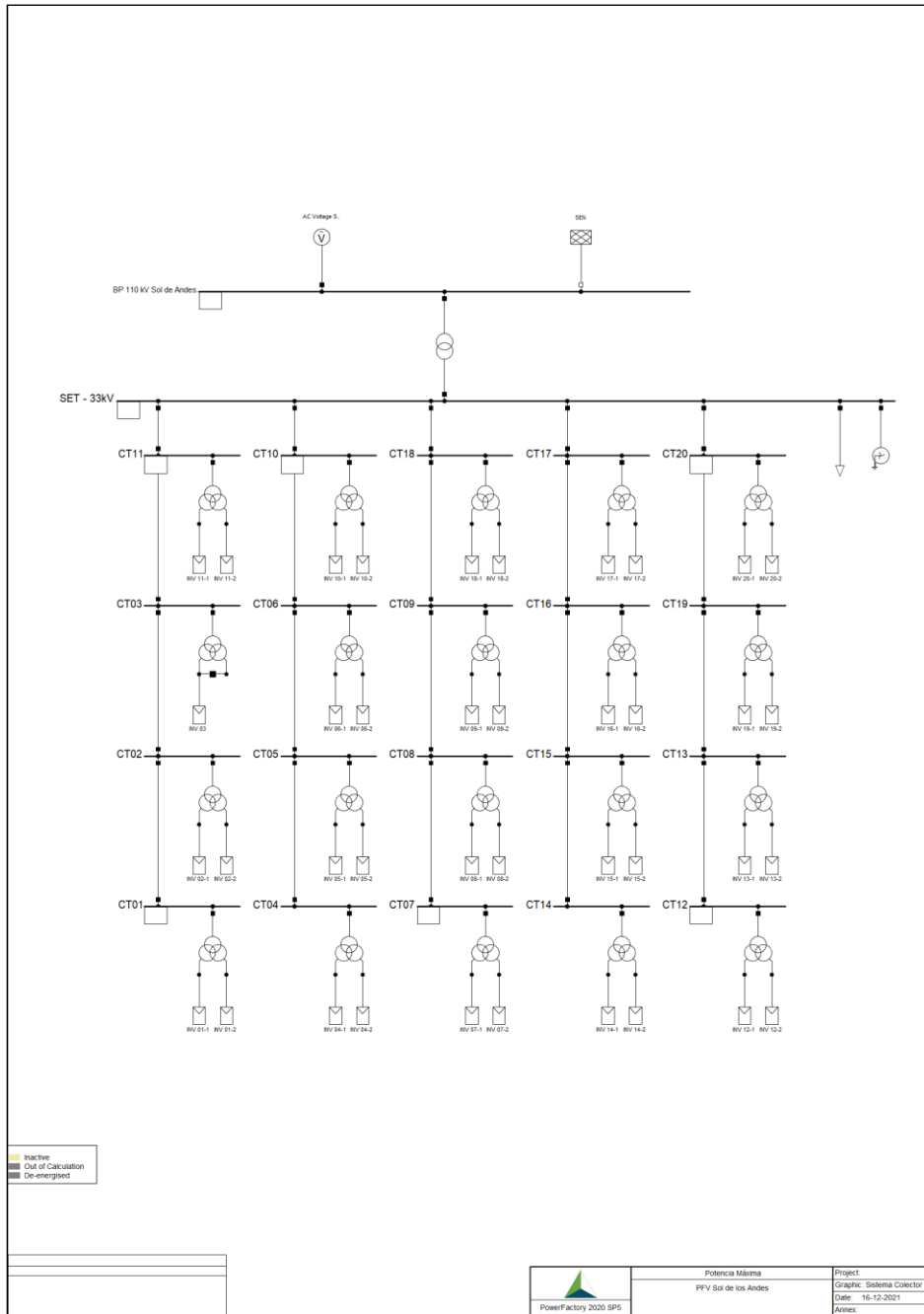


Figura 5-2 Diagrama unilineal sistema colector PFV Sol de los Andes.



## 5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO SOL DE LOS ANDES

A continuación, se presentan las principales características de los equipos que conforman el proyecto PFV SdIA.

### 5.1.1. TRANSFORMADOR ELEVADOR 110/33 KV

Los parámetros del transformador elevador del PFV SdIA, son los indicados en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente (b):

**Tabla 5-1 Parámetros transformador de poder 110/33 kV – PFV Sol de los Andes.**

PARÁMETROS	VALOR
Potencia Nominal ONAN	110 [MVA]
Potencia Nominal ONAF	100 [MVA]
Niveles de Tensión	110/33 [kV]
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia de secuencia positiva (Base 100 MVA)	10,3 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 100 MVA)	11,152 [%]
Pérdidas en el cobre	274,527 [kW]
Pérdidas en vacío, secuencia positiva	45,36 [kW]
Corriente de magnetización, secuencia positiva	0,07[%]

### 5.1.2. TRANSFORMADOR ZIG ZAG

El proyecto considera un transformador zig-zag en el lado de 33 kV para proporcionar una conexión a tierra con la corriente de falla a tierra limitada por la impedancia de secuencia cero del transformador. Los parámetros del transformador se presentan a continuación en función a lo mostrado en el antecedente (b):

**Tabla 5-2: Parámetros transformador zig-zag.**

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito ( $3 \cdot I_0$ )	0,3 [kA]
Reactancia de secuencia cero (calculada)	114,3 [ $\Omega$ ]
Reactancia a tierra	7,564 [ $\Omega$ ]

### 5.1.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Los parámetros del transformador de servicios auxiliares del PFV SdIA, son los indicados en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente (b):

**Tabla 5-3 Parámetros transformador de servicios auxiliares.**

PARÁMETROS	VALOR
Potencia Nominal	100 [KVA]
Niveles de Tensión	33/0,4 [kV]
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia de secuencia positiva (Base 100 KVA)	3,94 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 100 KVA)	3 [%]
Pérdidas en el cobre	1,428 [kW]
Pérdidas en vacío, secuencia positiva	0,608 [kW]
Corriente de magnetización, secuencia positiva	0[%]

### 5.1.4. SISTEMA DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN

La red colectora del parque en 33 kV se compone de cables de media tensión NA2X(FL) HXLPE HFFR 21/35(42) kV de secciones 150 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup>, 300 mm<sup>2</sup> y 500 mm<sup>2</sup>, los cuales se encuentran en una disposición triangular enterrados directamente sobre tierra. Se adopta una distancia de enterramiento de 1 metro de profundidad. La siguiente Tabla resume las distancias y tipo de cable dentro de la red interna del parque.

Tabla 5-4: Distancias y tipo de cable dentro de la red interna del parque.

Circuito	Desde	Hasta	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Longitud [m]
1	CT01	CT02	150	265
	CT02	CT03	240	430
	CT03	CT11	300	1050
	CT11	Barra MT	500	980
2	CT04	CT05	150	370
	CT05	CT06	240	420
	CT06	CT11	300	1080
	CT11	Barra MT	500	1210
3	CT07	CT08	150	1525
	CT08	CT09	240	485
	CT09	CT18	300	1190
	CT18	Barra MT	500	450
4	CT14	CT15	150	200
	CT15	CT16	240	220
	CT16	CT17	300	250
	CT17	Barra MT	500	630
5	CT12	CT13	150	230
	CT13	CT19	240	250
	CT19	CT20	300	905
	CT20	Barra MT	500	450

Finalmente, a continuación, se presentan los parámetros de cada una de las secciones de los cables implementados en Power Factory.

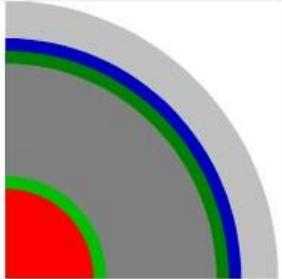
Name: (FL)H\_XLPE\_HFFR\_21/35(42)kV\_150mm2

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 14,3 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



**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,	7,15	85,42883	0,206
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	0,2	100,	1,31014
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"/>	XLPE (> 18/30...	0,	3,	9,
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0,	2,3	3,
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 checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Advanced definition of semi-conducting layers

Overall Cable Diameter: 40,7 mm

Figura 5-3:Parámetros de Cable 150mm2 NA2X(FL) HXLPE HFFR 21/35(42)kV.

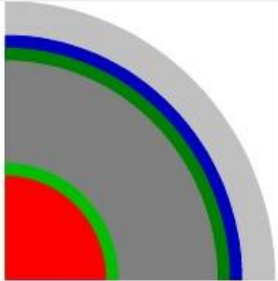
Name: (FL)H\_XLPE\_HFFR\_21/35(42)kV\_240mm2

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 18,3 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



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,	9,15	85,96696	0,125
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	0,2	100,	1,17402
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"/>	XLPE (> 18/30...	0,	3,	9,
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0,	2,3	3,
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 checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Advanced definition of semi-conducting layers

Overall Cable Diameter: 44,7 mm

Figura 5-4: Parámetros de Cable 240mm<sup>2</sup> NA2X(FL) HXLPE HFFR 21/35(42)kV.

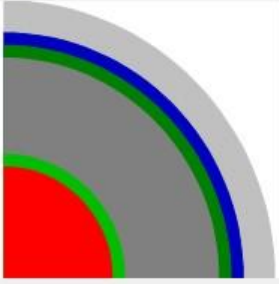
Name: (FL)H\_XLPE\_HFFR\_21/35(42)kV\_300mm2

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 20,8 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



**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,	10,4	83,17966	0,1
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	0,2	100,	1,102433
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"/>	XLPE (> 18/30...	0,	3,	9,
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0,	2,3	3,
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 checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Advanced definition of semi-conducting layers

Overall Cable Diameter: 47,2 mm

Figura 5-5: Parámetros de Cable 300mm2 NA2X(FL) HXLPE HFFR 21/35(42)kV.

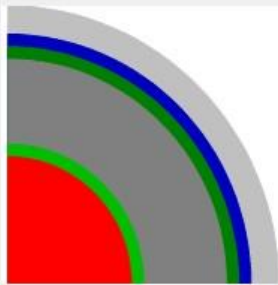
Name: (FL)H\_XLPE\_HFFR\_21/35(42)kV\_500mm2

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 26,9 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



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,	13,45	63,92336	0,0778
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	0,2	100,	0,9596559
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"/>	XLPE (> 18/30...	0,	3,	9,
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0,	2,3	3,
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 checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0,5	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Advanced definition of semi-conducting layers

Overall Cable Diameter: 53,3 mm

Figura 5-6: Parámetros de Cable 500mm2 NA2X(FL) HXLPE HFFR 21/35(42)kV.

### 5.1.5. INVERSORES

El PFV SdIA cuenta con 39 inversores de 2,58 MVA cada uno. Los parámetros de los inversores en formato Power Factory se realiza a través de un generador estático (“*ElmGenstat*”), tal como se muestra en la siguiente Figura.

General Zero Sequence/Neutral Conductor

Name CT06\_INV\_01

Terminal 01-Atacama\Terminal(22)\Cub\_3 Terminal(22)

Zone

Area

Out of Service

Technology 3PH

Plant Category Photovoltaic Subcategory

Number of parallel units 1

Ratings

Nominal Apparent Power 2,6 MVA

Power Factor 1,

Figura 5-7: Parámetros de los inversores.



### 5.1.6. TRANSFORMADORES DE BLOQUE

En esta sección se presentan las características eléctricas principales de los transformadores de potencia instalados en los inversores, como su modelado en Power Factory. Se cuenta con un transformador trifásico 33/0,6/0,6 kV de 5,1 MVA usado para 19 de los 20 centros de transformación y un transformador trifásico 33/0,6/0,6 kV de 2,55 MVA, el cual cuenta con un solo inversor. En las siguientes Figuras se muestran las principales características de los parámetros utilizados en Power Factory.

Name		Transformador_inv_5.1 MVA	
Technology		Three Phase Transformer	
Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	5,1 MVA	HV-Side	33, kV
MV-Side	2,55 MVA	MV-Side	0,66 kV
LV-Side	2,55 MVA	LV-Side	0,66 kV
Vector Group		Phase Shift	
HV-Side	D	HV-Side	0, *30deg
MV-Side	YN	MV-Side	11, *30deg
LV-Side	YN	LV-Side	11, *30deg
Name		D0yn11yn11	
<p>Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)</p>			
Positive Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	6,5 %	HV-MV	19,36644 kW
MV-LV	12, %	MV-LV	39,91908 kW
LV-HV	6,5 %	LV-HV	19,36644 kW
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	5,525 %	HV-MV	0, %
MV-LV	10,2 %	MV-LV	0, %
LV-HV	5,525 %	LV-HV	0, %

Figura 5-8: Parámetros eléctricos transformador de 5,1 MVA.

Name		Transformador_inv_2.55 MVA	
Technology		Three Phase Transformer	
Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	2,55 MVA	HV-Side	33, kV
MV-Side	1,275 MVA	MV-Side	0,66 kV
LV-Side	1,275 MVA	LV-Side	0,66 kV
Vector Group		Phase Shift	
HV-Side	D	Phase Shift	0, *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	11, *30deg
LV-Side	YN	Phase Shift	11, *30deg
Name		D0yn11yn11	
<p>Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)</p>			
Positive Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	6,5 %	HV-MV	9,683218 kW
MV-LV	12, %	MV-LV	19,95954 kW
LV-HV	6,5 %	LV-HV	9,683218 kW
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	5,525 %	HV-MV	0, %
MV-LV	10,2 %	MV-LV	0, %
LV-HV	5,525 %	LV-HV	0, %

Figura 5-9: Parámetros eléctricos transformador de 2,55 MVA.

## 6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: Mínimos Técnicos) que son de relevancia para el presente estudio.

### **Artículo 9: Informe Técnico.**

El informe Técnico que respalda el valor Mínimo Técnico o informe de Mínimo Técnico consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

- a) Antecedentes técnicos de diseño.
- b) Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- c) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- d) Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo cuyo valor de Mínimo Técnico sea distinto al del combustible principal, deberán entregar los antecedentes requeridos en el presente Anexo para el combustible principal y el alternativo.

Una vez recibido el Informe Técnico, el Coordinador deberá verificar que dicho informe contiene todos los antecedentes especificados en el presente Artículo, para lo cual tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando el Coordinador determine que el Informe Técnico entregado por la Empresa Generadora contiene todos los antecedentes necesarios para su análisis, lo publicará en el sitio web del Coordinador y notificará a las empresas Coordinadas sobre el inicio del proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

## 7. DETERMINACIÓN MÍNIMO TÉCNICO

### 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:

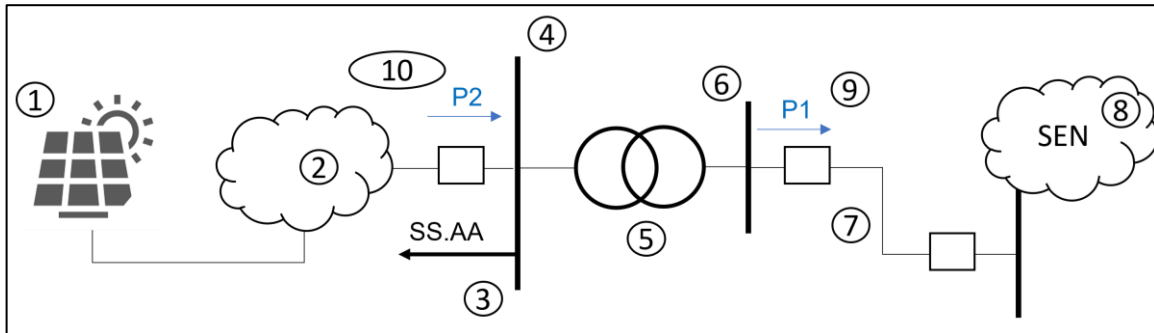


Figura 7-1 Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de 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.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra A de 33 kV del PFV Sol de los Andes, 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 Sol de los Andes, corresponde a los transformadores de poder 1 y 2.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 110 kV del PFV Sol de los Andes, 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 Sol de los Andes en la barra de 110 kV de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Sol de los Andes en la barra A y B de 33 kV de su subestación de salida.

## 7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de los mínimos operativos del PFV SdIA se han tomado los valores del equipo de medida (ION 8650) del paño HT1 del PFV SdIA (**P1**). 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 11:52:00 y las 12:02:00 del día 14-12-2021 es de **0,4276 MW**.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el antecedente (c), que corresponde a los registros medidos de los servicios auxiliares de la subestación, el consumo de dicha instalación es de 0,01218 MW.

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del antecedente (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 0,01545 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 0,16 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	1,00 kVA
Consider reactive power limits	No			Bus Equations(HV)	0,01 %
				Model Equations	
Grid: Grid				System Stage: Grid	Study Case: ESCENARIO BASE
Grid: Grid				Annex:	/ 1
Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	22	No. of Terminals	40
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SWS	0
Generation	=	0,60 MW	0,00 Mvar	0,60 MVA	
External Infeed	=	-0,43 MW	-1,15 Mvar	1,22 MVA	
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar		
Load P(U)	=	0,01 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA	
Load P(Un)	=	0,01 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA	
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar		
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
Grid Losses	=	0,16 MW	-1,15 Mvar		
Line Charging	=		-1,20 Mvar		
Compensation ind.	=		0,00 Mvar		
Compensation cap.	=		0,00 Mvar		
Installed Capacity	=	101,40 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.

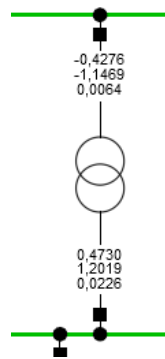


Figura 7-3 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV SdIA.

Así, el Transformador tiene unas pérdidas de 0,0454 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a **0,1146 MW**.

### 7.3. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE

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

Se define, por lo tanto, que el mínimo técnico es igual a:

$$MinTec = P_1 + P_{trafo} + P_{sist. colector} + P_{SS.AA}$$

En donde:

$P_1$  es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia mínima neta del parque, que para el presente estudio equivale a **0,4276 MW**.

$P_{trafo}$  Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,0454 MW**.

$P_{sist. colector}$  corresponden a las pérdidas del sistema colector **0,1146 MW**.

$P_{SS.AA}$  corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,01218 MW**.

Así, se tiene que el mínimo técnico del parque es igual a:

Tabla 7-1 Resumen de mínimo técnico neto y consumos del PFV Sol de los Andes.

CENTRAL	MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW]	MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [KW]
PFV Sol de los Andes	0,5997	0,4276	0,0454	0,1146	0,01218
<b>Potencia mínima bruta = Potencia mínima 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 mínima neta y bruta para el PFV SdIA 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 mínimo técnico neto del PFV SdIA es de **0,4276 [MW]**, mientras que el mínimo técnico bruto del parque es de **0,5997 [MW]**.



## 9. ANEXOS