



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

P22058

ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO EL MANZANO

27.11.2023

Informe de Mínimo Técnico
22058-00-ES-IT-013 Rev. 0
Preparado para Enel Green Power Chile S.A.





P22058
ESTUDIOS DE CONEXIÓN
PROYECTO EL MANZANO
 Informe de Mínimo Técnico

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	Nicolás Tardón P.	14.11.2023	I-SEP	15.11.2023	Emitido para revisión interna
Rev. B	Nicolás Tardón P.	15.11.2023	EGP	24.11.2023	Emitido para revisión cliente
Rev. 0	Nicolás Tardón P.	27.11.2023			Emitido para uso

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN	5
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	5
3. INTRODUCCIÓN	5
4. REFERENCIAS	7
4.1. Documentos del proyecto.....	7
4.2. Normas, estándares y bibliografía	7
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	7
5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO EL MANZANO.....	9
5.1.1. LÍNEA 1X33 KV HUERTOS FAMILIARES – EL MANZANO	9
5.1.2. TRANSFORMADOR DE PODER TR5 S/E EL MANZANO	11
5.1.3. TRANSFORMADOR DE SSAA	11
5.1.4. MÓDULOS INVERSORES	12
5.1.5. TRANSFORMADORES DE BLOQUE	13
5.1.6. RED COLECTORA	13
6. REVISIÓN NORMATIVA	17
7. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	17
7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN.....	17
7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN	18
7.3. CÁLCULO DE mínimo técnico DEL PARQUE	21
8. CONCLUSIONES	23
9. ANEXOS	24
9.1. ANEXO I – Mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 30/10/2023 (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo). 24	
9.2. ANEXO II – Registra las mediciones de potencia activa obtenidas en las pruebas del día 30/10/2023 (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).	24
9.3. ANEXO III – Base de datos (Se adjunta en la carpeta de envío el archivo de respaldo)..	24
9.4. ANEXO IV – Hoja de datos de los módulos (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).....	24
9.5. ANEXO V – Diagrama pq de los inversores (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).....	24
9.6. ANEXO VI – Hoja de datos de los inversores (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).....	24

9.7. ANEXO VII – Hoja de datos del PPC (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo)..... 24

1. IDENTIFICACIÓN

Nombre del proyecto:	:	El Manzano
Numero Único de Proyecto (NUP):	:	3435
Empresa propietaria del proyecto:	:	Enel Green Power Chile S.A.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el mínimo técnico para los inversores del Parque Fotovoltaico El Manzano (PFV El Manzano) NUP 3435, 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 Mínimo Técnico en Unidades Generadoras**.

3. INTRODUCCIÓN

Actualmente Enel Green Power Chile se encuentra desarrollando el proyecto El Manzano (NUP 3435), el cual consiste en la conexión de un parque fotovoltaico denominado El Manzano, con una capacidad de inyección al sistema troncal de 87 MW de capacidad, suministrando la energía través de una subestación en 33 kV, denominada Huertos Familiares, interconectándose al sistema a través de una línea de transmisión subterránea hacia S/E El Manzano 33 kV. La planta se ubicará en la comuna de Titil en la región Metropolitana como se muestra en la Figura 3-1.

El proyecto también contempla la instalación de un nuevo transformador 220/33 kV en la S/E El Manzano y la construcción del nuevo paño JT5. Se utilizarán 491 inversores de 215 kVA y 16 módulos de transformación 33/0,8 kV.

En este contexto, I-SEP se ha adjudicado el desarrollo del informe de determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto PFV El Manzano, el cual tiene por objetivo determinar el mínimo técnico de potencia del parque considerando la totalidad de unidades en servicio.



Figura 3-1: Ubicación del PV El Manzano.

4. REFERENCIAS

4.1. DOCUMENTOS DEL PROYECTO

- [a] Documento: 22058-00-ES-IT-005 Rev 0_Estudio de Flujos de Potencia_PFV El Manzano
- [b] Documento: “PES-de-UUGG-Aplicación-de-Anexos-Técnicos”, Puesta en Servicio de Unidades Generadoras, realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

4.2. NORMAS, ESTÁNDARES Y BIBLIOGRAFÍA

Para la elaboración del presente documento fueron utilizadas como referencia las normas técnicas nacionales e internacionales indicadas a continuación:

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

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 El Manzano. Por otro lado, la Figura 5-2 muestra el diagrama unilineal del sistema colector del PFV El Manzano.

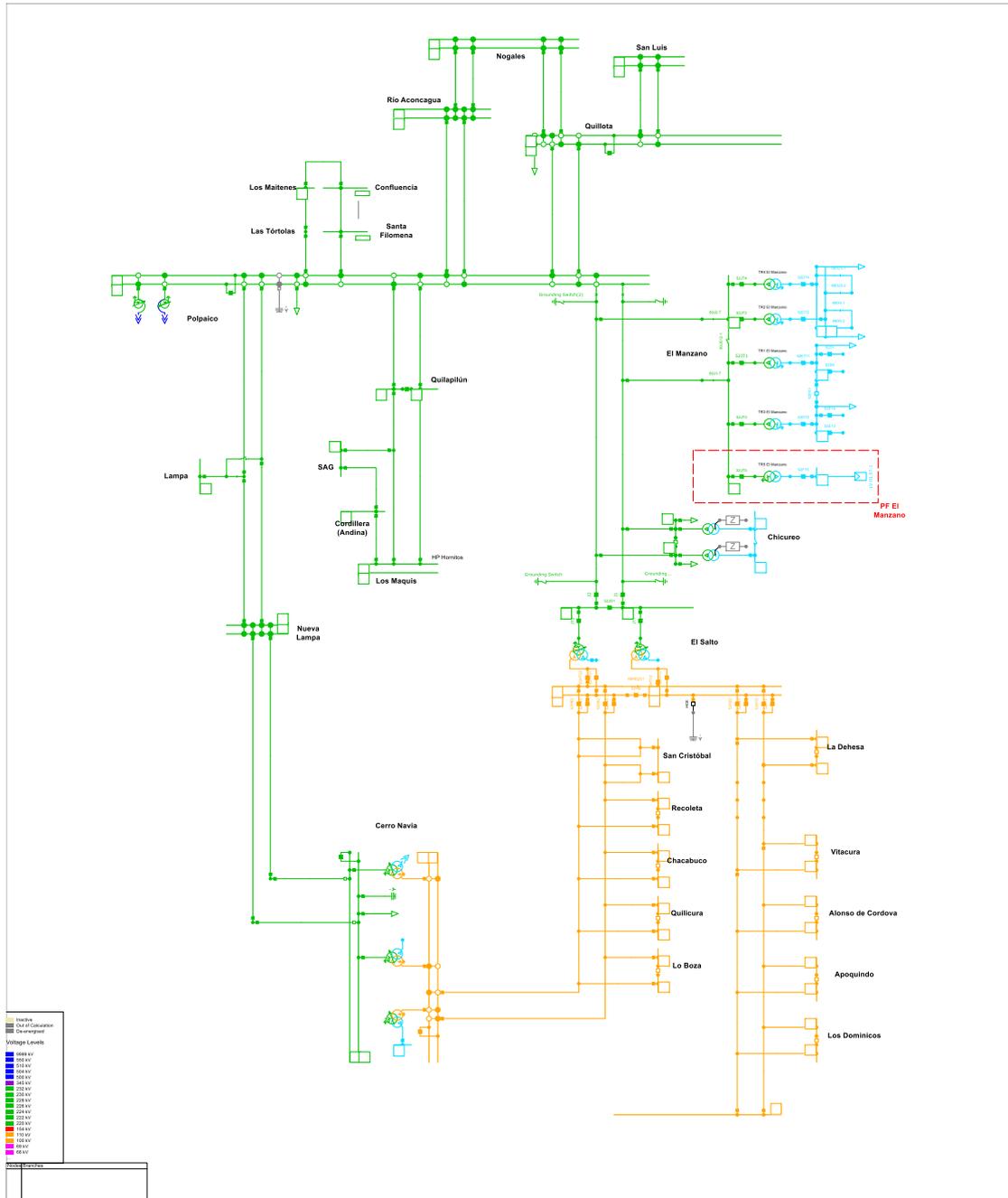


Figura 5-1: Zona de Influencia PFV El Manzano.

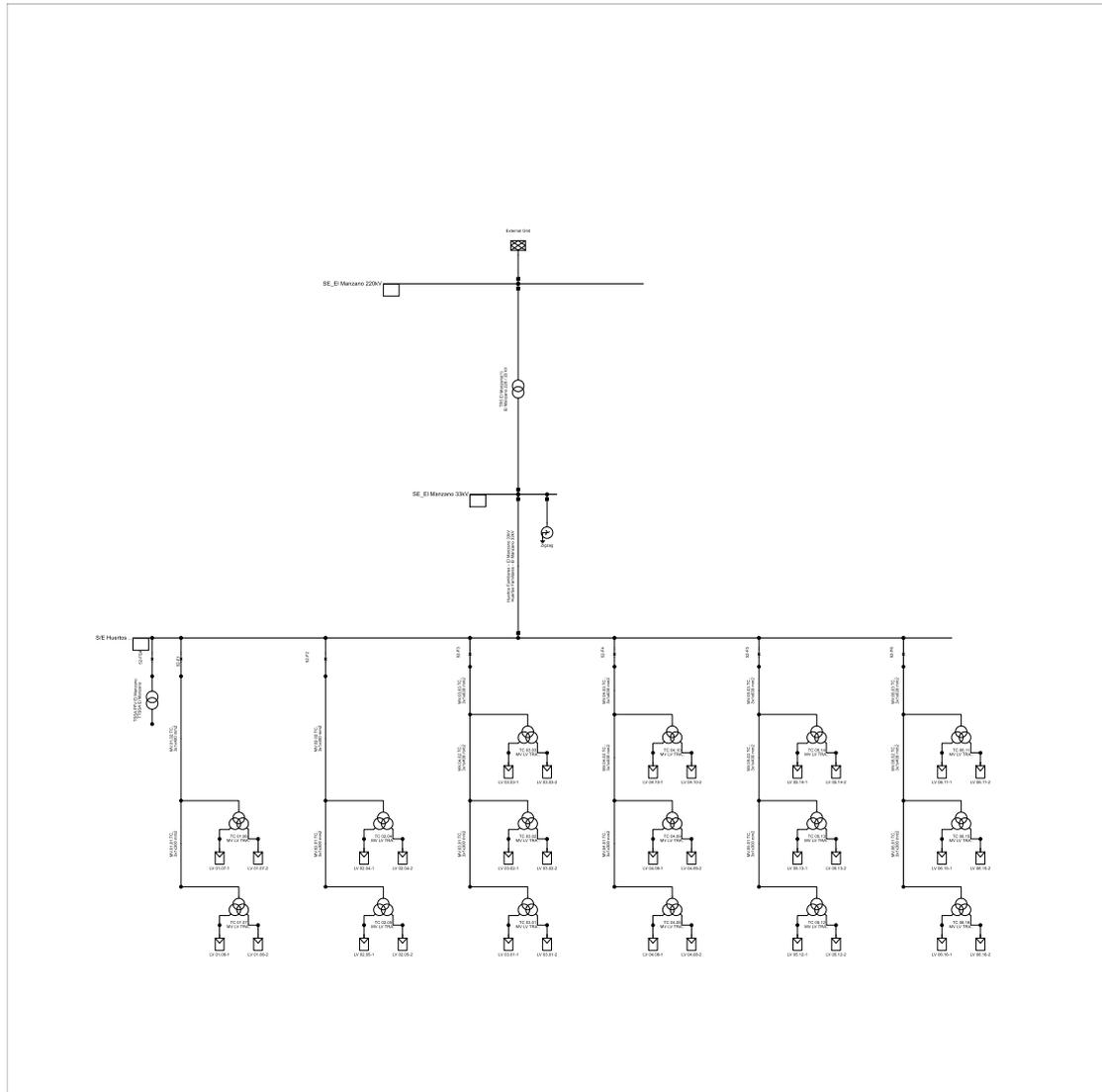


Figura 5-2: Diagrama unilineal sistema colector PFV El Manzano.

5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO EL MANZANO

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

5.1.1. LÍNEA 1X33 KV HUERTOS FAMILIARES – EL MANZANO

La línea de conexión al sistema de 6,478 km es un cable subterráneo que tiene las características mostradas en los siguientes párrafos. El modelado se encuentra acorde con el estudio de flujos de potencia del proyecto [a].

Tabla 5-1 Características del conductor de fase.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tipo de conductor	XLPE-TR 90° 100 % OL 630 – 35kV
Diámetro nominal	26,14 [mm]
Resistencia DC 20°C	0,0469 [Ω /km]
Diámetro aproximado sobre el aislamiento	48 [mm]

CARACTERÍSTICA	VALOR
Aislamiento	XLPE-TR
Diámetro de pantalla metálica	0,643 [mm]
Pantalla metálica	Alambres de cobre
Diámetro total aproximado	59 [mm]
Cubierta exterior	PVC

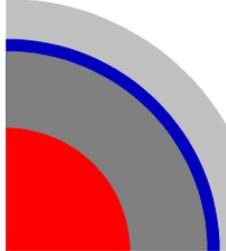
Name:

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"/>	Unknown	1.7241	1.	14.75	53.78432	0.0469
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	0.643	100.	0.1754615
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/...	0.	2.5	9.25
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PVC	0.1	8.	4.857
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.

Figura 5-3: Modelación del conductor de fase en DigSILENT.

5.1.2. TRANSFORMADOR DE PODER TR5 S/E EL MANZANO

El transformador de poder se conecta en la barra de 33 kV de la S/E Huertos Familiares, su modelación se ha extraído del antecedente [a].

A continuación, se muestra el modelo resultante en DigSILENT.

Name: <input type="text" value="El Manzano 220 / 33 kV"/>		General Tap Changer Saturation Advanced	
Technology: Three Phase Transformer		Magnetising Impedance	
Rated Power: 150. MVA	Nominal Frequency: 50. Hz	No Load Current: 0.06 %	No Load Losses: 68.99 kW
Rated Voltage		Distribution of Leakage Reactances (p.u.)	
HV-Side: 220. kV	LV-Side: 33. kV	x,Pos.Seq. HV-Side: 0.5	x,Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Vector Group		Distribution of Leakage Resistances (p.u.)	
HV-Side: YN	LV-Side: D	r,Pos.Seq. HV-Side: 0.5	r,Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Phase Shift: 11.		Name: YNd11	
Positive Sequence Impedance		Short-Circuit Voltage uk: 12.29 %	
Copper Losses: 376.9665 kW		Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0: 11.21 %		Short-Circuit Voltage uk0: 11.21 %	
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0. %		SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0. %	

Figura 5-4: Modelado del transformador de poder TR5 S/E EL Manzano en DigSILENT.

5.1.3. TRANSFORMADOR DE SSAA

El transformador de servicios auxiliares se conecta en la barra de 33 kV de la S/E Huertos Familiares, su modelación se ha extraído del antecedente [a].

Name: <input type="text" value="TTSSA El Manzano"/>		General Tap Changer Saturation Advanced	
Technology: Three Phase Transformer		Magnetising Impedance	
Rated Power: 0.16 MVA	Nominal Frequency: 50. Hz	No Load Current: 0.997 %	No Load Losses: 0.3336 kW
Rated Voltage		Distribution of Leakage Reactances (p.u.)	
HV-Side: 33. kV	LV-Side: 0.4 kV	x,Pos.Seq. HV-Side: 0.5	x,Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Vector Group		Distribution of Leakage Resistances (p.u.)	
HV-Side: D	LV-Side: YN	r,Pos.Seq. HV-Side: 0.5	r,Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Phase Shift: 11. *30deg		Name: Dyn11	
Positive Sequence Impedance		Short-Circuit Voltage uk: 4.19 %	
Copper Losses: 2.579 kW		Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0: 4.19 %		Short-Circuit Voltage uk0: 4.19 %	
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0. %		SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0. %	

Figura 5-5: Modelado transformador de servicios auxiliares PFV El Manzano en DigSILENT.

5.1.4. MÓDULOS INVERSORES

El proyecto contempla la instalación de 491 inversores de potencia unitaria 215 kVA. El aporte de cada uno a la corriente de falla es de 232,8 A por inversor, lo que equivale al 150% de la corriente nominal del inversor. El PFV se dividirá en 16 campos ubicándose en cada uno de ellos los centros de transformación (TC).

Se destaca que la modelación en DigSILENT se realizó considerando la agrupación de los inversores en cada uno de los transformadores de bloque. A continuación, se muestra el extracto de la memoria descriptiva con la cantidad de inversores por transformador de bloque.

Centros de Transformación	Cuadro BT	Nº String Inverter	Nº String	Nº Inversores (10 String)	Nº Inversores (11 String)	Potencia AC 25°C @cos Φ (MW)	Potencia AC 25°C @cos Φ (MW)	Nº Módulos 610Wp	Nº Módulos 615Wp	Nº Módulos	Potencia DC (MWp)	Ratio DC/AC
TC 03.01	LV 03.01-1	16	312	29	2	3,071	5,950	10.296	0	10.296	6,281	1,056
	LV 03.01-2	15				2,879						
TC 03.02	LV 03.02-1	16	310	31	0	3,071	5,950	10.230	0	10.230	6,240	1,049
	LV 03.02-2	15				2,879						
TC 03.03	LV 03.03-1	16	310	31	0	3,071	5,950	10.230	0	10.230	6,240	1,049
	LV 03.03-2	15				2,879						
TC 02.04	LV 02.04-1	15	310	31	0	2,879	5,950	10.230	0	10.230	6,240	1,049
	LV 02.04-2	16				3,071						
TC 02.05	LV 02.05-1	15	310	31	0	2,879	5,950	10.230	0	10.230	6,240	1,049
	LV 02.05-2	16				3,071						
TC 01.06	LV 01.06-1	16	312	29	2	3,071	5,950	10.296	0	10.296	6,281	1,056
	LV 01.06-2	15				2,879						
TC 01.07	LV 01.07-1	15	312	29	2	2,879	5,950	9.570	726	10.296	6,284	1,056
	LV 01.07-2	16				3,071						
TC 04.08	LV 04.08-1	15	312	29	2	2,879	5,950	9.570	726	10.296	6,284	1,056
	LV 04.08-2	16				3,071						
TC 04.09	LV 04.09-1	15	300	30	0	2,879	5,758	9.900	0	9.900	6,039	1,049
	LV 04.09-2	15				2,879						
TC 04.10	LV 04.10-1	15	300	30	0	2,879	5,758	5.610	4.290	9.900	6,060	1,052
	LV 04.10-2	15				2,879						
TC 06.11	LV 06.11-1	15	300	30	0	2,879	5,758	1.650	8.250	9.900	6,080	1,056
	LV 06.11-2	15				2,879						
TC 05.12	LV 05.12-1	15	300	30	0	2,879	5,758	0	9.900	9.900	6,089	1,057
	LV 05.12-2	15				2,879						
TC 05.13	LV 05.13-1	15	300	30	0	2,879	5,758	0	9.900	9.900	6,089	1,057
	LV 05.13-2	15				2,879						
TC 05.14	LV 05.14-1	16	312	29	2	3,071	5,950	0	10.296	10.296	6,332	1,064
	LV 05.14-2	15				2,879						
TC 06.15	LV 06.15-1	15	312	29	2	2,879	5,950	0	10.296	10.296	6,332	1,064
	LV 06.15-2	16				3,071						
TC 06.16	LV 06.16-1	15	312	29	2	2,879	5,950	0	10.296	10.296	6,332	1,064
	LV 06.16-2	16				3,071						
Total		491	4.924	477	14	94,24	94,24	97.812	64.680	162.492	99,44	1,06

Figura 5-6: Extracto memoria descriptiva PFV El Manzano.

Como se observa en la Figura 5-6 en cada transformador de bloque se agruparán 15 o 16 inversores.

5.1.5. TRANSFORMADORES DE BLOQUE

Los parámetros del transformador de bloque se modelaron de acuerdo con la información extraída del antecedente con [a]. El modelo final se muestra a continuación.

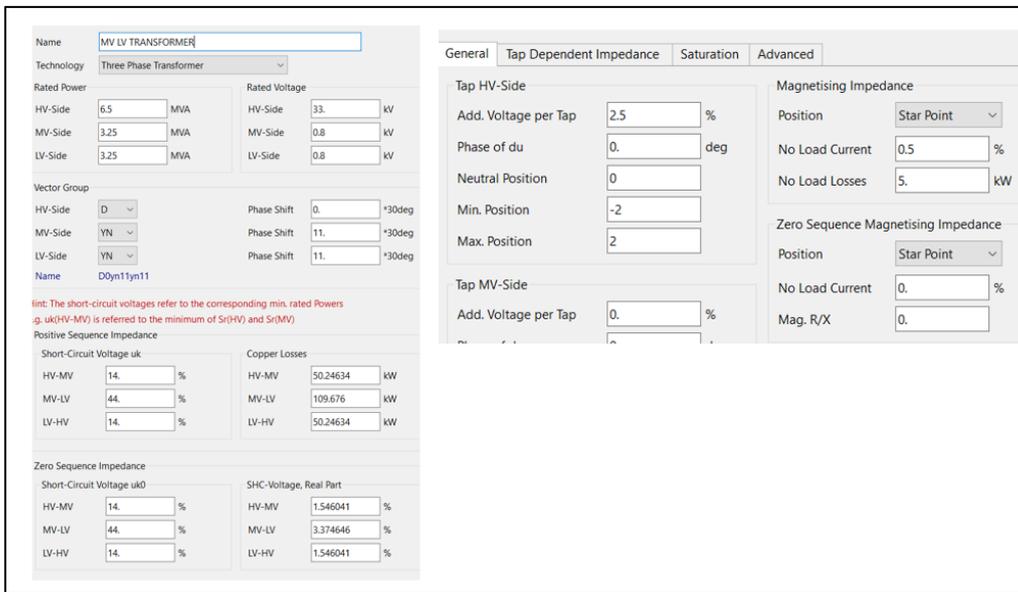


Figura 5-7: Modelado de los transformadores de bloque PFV El Manzano en DigSILENT.

5.1.6. RED COLECTORA

Los tipos de cables utilizados para cada tramo de la red colectora mostrada en la Figura 5-2 y sus respectivas longitudes, se resumen en la tabla a continuación.

Tabla 5-2 Cables red colectora PFV El Manzano.

CABLE	TIPO	LONGITUD [km]
Circuito 1 (Barra – TC 01.06)	400mm ²	1,593
TC 01.06-TC 01.07	300mm ²	0,215
Circuito 2 (Barra– TC 02.04)	400mm ²	0,536
TC 02.04-TC 02.05	300mm ²	0,220
Circuito 3 (Barra– TC 03.03)	630mm ²	0,573
TC 03.03-TC 03.02	400mm ²	0,220
TC 03.02-TC 03.01	300mm ²	0,217
Circuito 4 (Barra– TC 04.10)	630mm ²	1,254
TC 04.10-TC 04.09	400mm ²	0,195
TC 04.09-TC 04.08	300mm ²	0,215
Circuito 5 (Barra– TC 05.14)	630mm ²	1,598
TC 05.14-TC 05.13	400mm ²	0,214
TC 05.13-TC 05.12	300mm ²	0,213
Circuito 6 (Barra– TC 06.11)	630mm ²	2,127
TC 06.11-TC 06.15	400mm ²	0,677

CABLE	TIPO	LONGITUD [km]
TC 06.15-TC 06.16	300mm ²	0,293

Las características de cada uno de estos cables se presentan en la Figura 5-8, y se presentan sus dimensiones.

Description / Cable	Value		
Cross section	1x300mm ²	1x400mm ²	1x630mm ²
Rated Voltage	20/35 (42) kV	20/35 (42) kV	20/35 (42) kV
Conductor material	Aluminium	Aluminium	Aluminium
Conductor type	Circular Stranded Compacted Aluminium (Class 2) / IEC 60228		
Inner semi-conductive screen:	Extruded thermosetting semi-conducting screen bonded over the conductor. XLPE.		
Insulation	XLPE / IEC 60502-2 and HD 620 S2 part 1		
Outer semi-conductive screen:	Over the insulation screen shall be laid a thermosetting semi-conducting screen manufactured of XLPE. easy stripping.		
Water blocking element	Semi-conductive tape with a minimum overlap of 10%. According to 60502-2		
Metallic screen	Poly-laminated aluminium foil with min. 0.3mm, avg. ≥0.3mm, overlapping glued edges at least of 5 mm		
Number and diameter of strands	60/2.53	60/2.84	60/3.63
Conductor diameter	20.6 mm	23.6 mm	30.0 mm
Nominal thickness of insulation	8.0 mm	8.0 mm	8.0 mm
Minimum thickness of insulation	7.10 mm	7.10 mm	7.10 mm
Nominal thickness of outer sheath	3.0 mm	3.0 mm	3.2 mm
Minimum thickness of outer sheath	2.20 mm	2.20mm	2.36mm
Approximate outer diameter	49.0 mm	51.9 mm	58.9 mm
Approximate of Cable weight	2321 kg/km	2702 kg/km	3687 kg/km
Min. bending radius	1000 mm	1050 mm	1200 mm

Figura 5-8: Características de los cables de la red colectora.

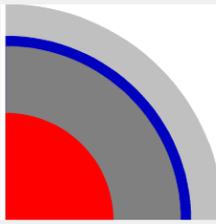
Name:

Rated voltage: kV

Core Shape:

Outer Diameter: mm

Frequency Characteristic (Ohm/km):



Conducting Layers:

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm ² cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	T
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	14.75	100.	0.04135231	
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	0.0643	100.	1.775714	
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.	9.25
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PVC	0.1	8.	4.4
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm ² 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.

Figura 5-9 Modelado del cable de 630 mm².

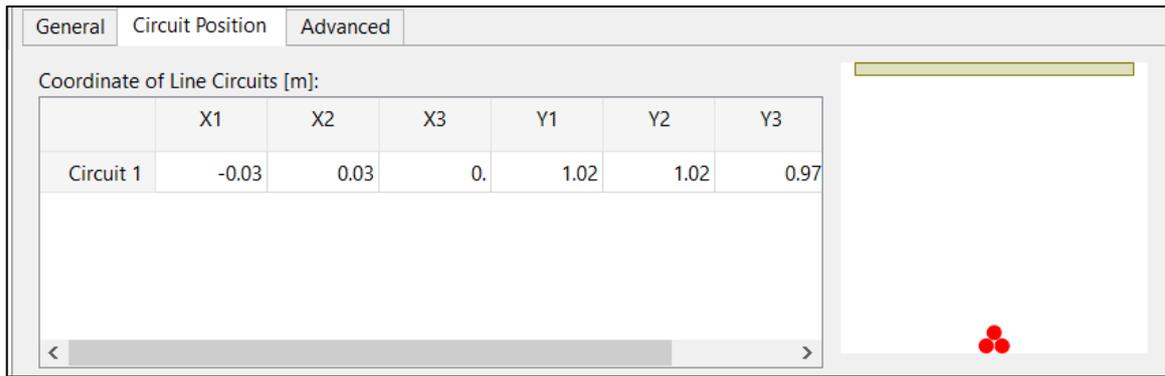


Figura 5-10 Posicionamiento de los circuitos.

Cable 400 mm²:

La corriente nominal de este conductor enterrado es de 451 A.

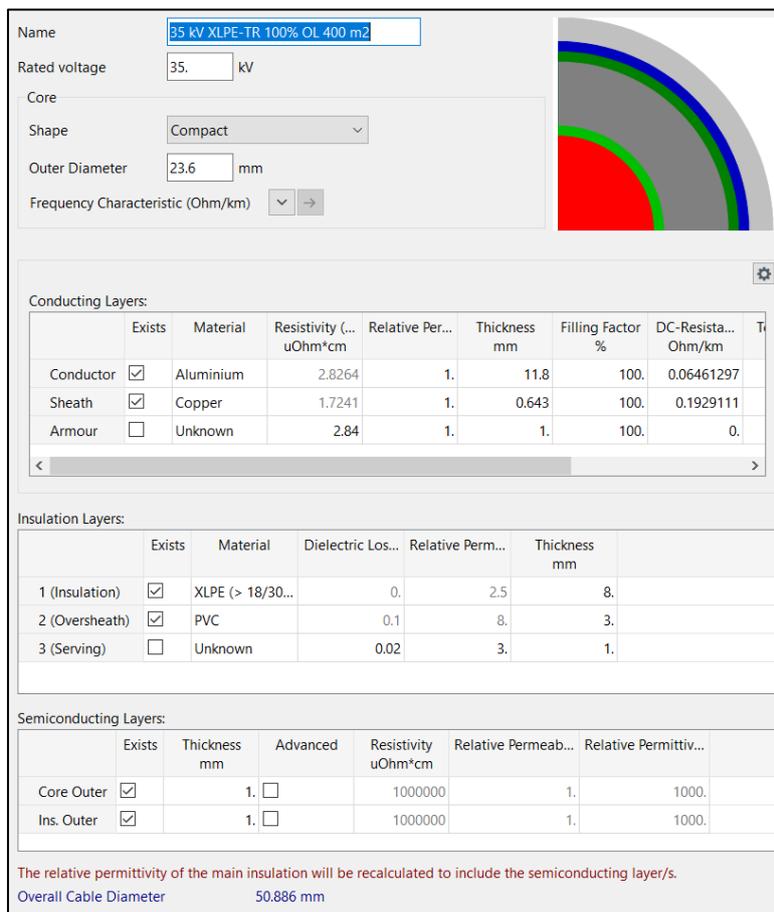


Figura 5-11. Modelado del cable de 400 mm².

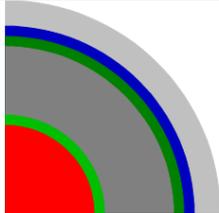
General		Circuit Position		Advanced		
Coordinate of Line Circuits [m]:						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.026	0.	0.026	1.025	0.98	1.025

Figura 5-12. Posicionamiento de los circuitos.

Cable 300 mm²:

La corriente nominal de este conductor enterrado es de 397 A.

Name: 35 kV XLPE-TR 100% OL 300 m2
 Rated voltage: 35. kV
 Core Shape: Compact
 Outer Diameter: 20.6 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



Conducting Layers:

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	Ti
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	10.3	100.	0.08480262	
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	0.643	100.	0.2069435	
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.	8.
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PVC	0.1	8.	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"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	1.	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

The relative permittivity of the main insulation will be recalculated to include the semiconducting layer/s.
 Overall Cable Diameter: 47.886 mm

Figura 5-13. Modelado del cable de 300 mm².

General		Circuit Position		Advanced		
Coordinate of Line Circuits [m]:						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.0242	0.	0.0242	1.025	0.983	1.025

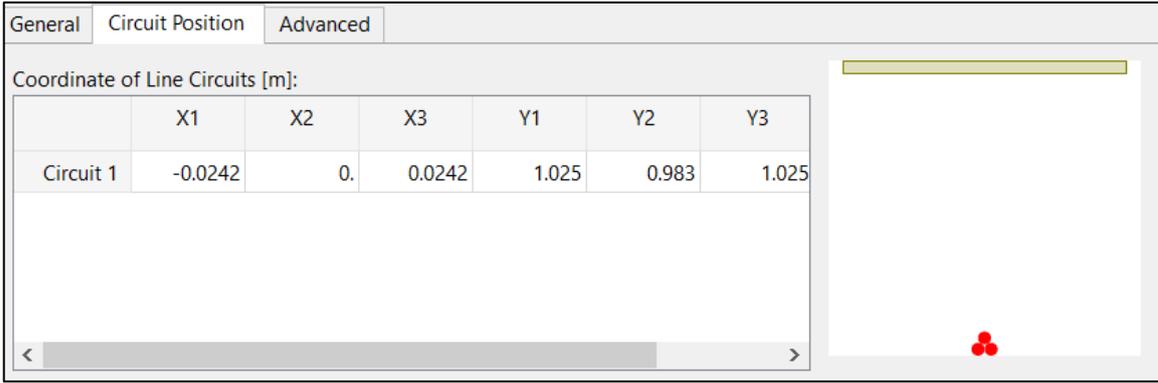


Figura 5-14. Posicionamiento de los circuitos.

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 DE 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:

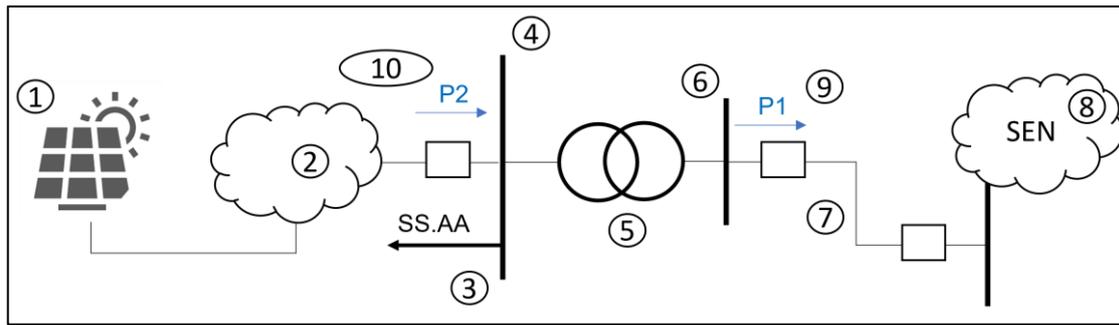


Figura 7-1.: Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa 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):** Corresponde a la barra A de 33 kV de la SE El Manzano, 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 El Manzano, corresponde a los transformadores de poder 1.
6. **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la barra principal de 220 kV de la SE El Manzano, 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 El Manzano en la barra de 220 kV de la subestación El Manzano.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV El Manzano en la barra principal N°1 de 33 kV de la subestación El Manzano.

7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia mínima del PFV El Manzano se han tomado los valores del equipo de medida del PPC propio del parque. De los resultados presentados en el Anexo II (9.2) se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 15:25:00 y las 15:35:00 del día 30-10-2023 es de **0,002 MW (P1)**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

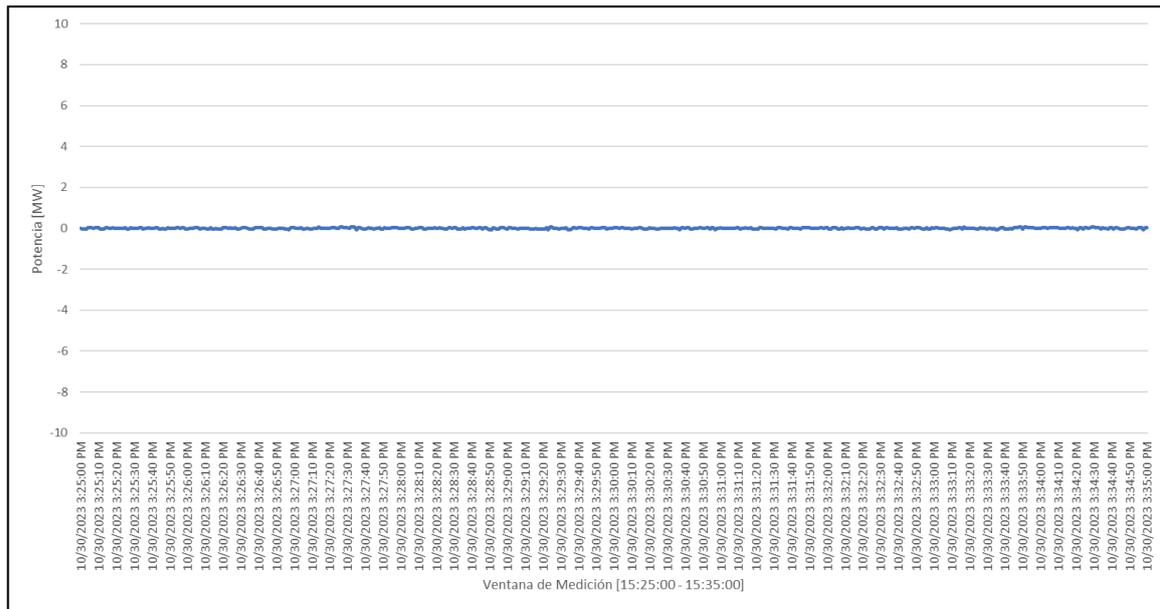


Figura 7-2:. Diagrama de sistema equivalente.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el Anexo I (9.1), el promedio de los consumos de servicios auxiliares en el lazo de las 15:25:00 a la 15:35:00 del 30-10-2023 son de 0,005713 MW.

En la Figura 7-3 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.

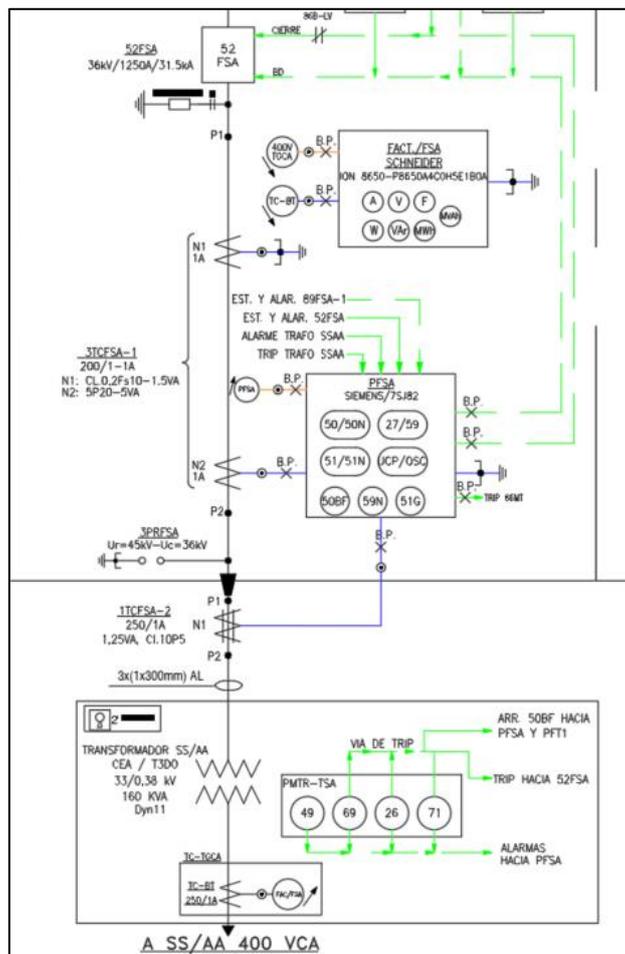


Figura 7-3: Diagrama Unilíneal – SSAA

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, que se obtienen separando el consumo en los inversores dispuestos en cadenas de 15 inversores y el consumo en los inversores dispuestos en cadenas de 16 inversores, según la siguiente expresión.

$$P_{SSAA}^{inv} = (N^{\circ}Inv_{@16 inv} \cdot Consumos\ propios_{@16 inv}) + (N^{\circ}Inv_{@15 inv} \cdot Consumos\ propios_{@15 inv}) MW$$

Donde:

$N^{\circ}Inv_{@16 inv}$: Es igual al número de inversores dispuesto en cadenas de 16 grupos de inversores

$N^{\circ}Inv_{@15 inv}$: Es igual al número de inversores dispuesto en cadenas de 15 grupos de inversores

$Consumos\ propios_{@16 inv}$: Es igual a los consumos propios de un inversor dispuesto en grupos de 16 grupos de inversores

$Consumos\ propios_{@15 inv}$: Es igual a los consumos propios de un inversor dispuesto en grupos de 15 grupos de inversores

Según lo observado en la información del fabricante respecto a los equipos (véase Anexo VI [9.6]) se presenta una eficiencia de 99%, por lo que, considerando una potencia total despachada de 0,0047MW (para los inversores dispuestos en las cadenas de 16 inversores, Potencia despachada por inversor 0,00029375) y 0,0051 MW (para los inversores dispuestos en las cadenas de 15 inversores, Potencia despachada por inversor 0,00030000), se tienen unos consumos propios de 0,0000029375MW y 0,0000034000MW para los inversores dispuestos en cadenas de 16 y 15 respectivamente. De esta forma, los consumos de SSAA propios de los inversores es de:

$$P_{SSAA}^{inv} = (176 \cdot 0,0000029375) + (315 \cdot 0,0000034000) = 0,001588 MW$$

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.

$$P_{SSAA} = P_{SSAA}^{Subestación} + P_{SSAA}^{inv}$$

$$P_{SSAA} = 0,005713 + 0,001588 = 0,007301 MW$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III (9.3), 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 0,0047MW (para los inversores dispuestos en las cadenas de 16 inversores, Potencia despachada por inversor 0,00030000) y 0,0051 MW (para los inversores dispuestos en las cadenas de 15 inversores, Potencia despachada por inversor 0,00034000), para poder obtener una potencia bruta de 0,002 MW. 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 0,151 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Grid: PFV El Manzano		System Stage: PFV El Manzano		Study Case: PFV El Manzano		Annex: / 1	
Grid: PFV El Manzano Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	3	No. of Terminals	56	No. of Lines	17
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	16	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0,159 MW	0,00 Mvar	0,16 MVA			
External Infeed	=	-0,002 MW	-3,74 Mvar	3,74 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,000 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,006 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA			
Load P(Un)	=	0,006 MW	0,00 Mvar	0,01 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,000 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,000 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,151 MW	-3,74 Mvar				
Line Charging	=		-4,33 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	94,24 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							

Figura 7-4: 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.

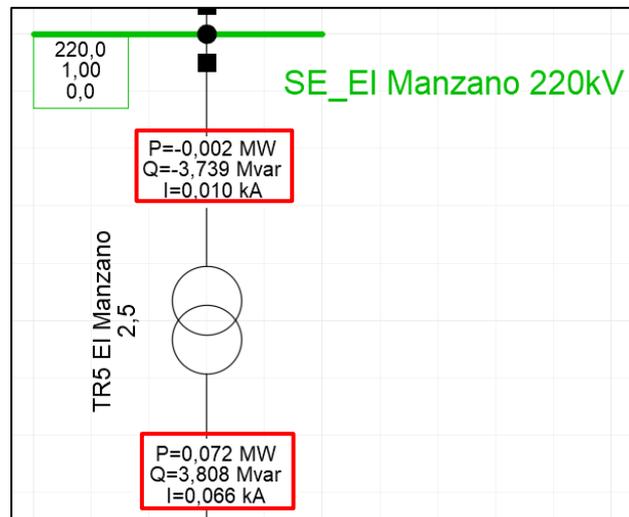


Figura 7-5: Valores de flujos de potencia del transformador de poder N°5 de la SE El Manzano (paños JT5 y FT5) en Power Factory.

Así, el transformador tiene unas pérdidas de 0,070 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 0,081 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 El Manzano 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:

$$MinTec = (P_1 + P_{trafo} + P_{sist. colector} + P_{SS.AA}) [MW]$$

En donde:

P1: Es la potencia definida en la sección 7.2 y corresponde a la potencia mínima técnica neta del parque, que para el presente estudio equivale a 0,002 MW.

Ptrafo: Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder 0,07 MW.

Psist. colector: corresponden a las pérdidas del sistema colector 0,081 MW.

PSS.AA: corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a 0,007301 MW.

A continuación, se resumen el mínimo técnico bruto y neto, los consumos de los SSAA y las pérdidas en el transformador de poder y sistema colector.

Tabla 7-1 Resumen de mínimo técnico bruto, neto y consumos del PFV El Manzano.

CENTRAL	MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW]	MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV El Manzano	0,160	0,002	0,07	0,081	0,007301
Mínimo Técnico bruto = Mínimo Técnico neto + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

Por otro lado, en cuanto a la prueba del mínimo técnico requerido a nivel de inversor, es relevante mencionar que no se consideró necesaria su ejecución. Esto se debe a que el parque en su totalidad logró alcanzar un valor de mínimo técnico neto cercano a 0 MW, evitando la necesidad de reducir el número de inversores para obtener valores de potencia cercanos a 0 MW en el punto de conexión.

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de mínimo técnico neto y bruto para el PFV El Manzano 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.

- ***Mnino Técnico Bruto = 0,160 MW***
- ***Servicios Auxiliares = 0,007301 MW***

Desglose:

Servicios Auxiliares Subestación = 0,005713 MW

Servicios Auxiliares Inversores = 0,001588 MW

- ***Pérdidas de la Central = 0,151 MW***

Desglose:

Pérdidas del Transformador de Poder = 0,070 MW

Pérdidas Sistema Colector = 0,081 MW

- ***Mnino Técnico Neto = 0,002 MW***

En resumen, el mínimo técnico neto del PFV El Manzano es de **0,002 MW**, mientras que el mínimo técnico bruto del parque es de **0,160 MW**.

9. ANEXOS

- 9.1. **ANEXO I – Mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 30/10/2023 (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**

- 9.2. **ANEXO II – Registra las mediciones de potencia activa obtenidas en las pruebas del día 30/10/2023 (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**

- 9.3. **ANEXO III – Base de datos (Se adjunta en la carpeta de envío el archivo de respaldo).**

- 9.4. **ANEXO IV – Hoja de datos de los módulos (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**

- 9.5. **ANEXO V – Diagrama PQ de los inversores (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**

- 9.6. **ANEXO VI – Hoja de datos de los inversores (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**

- 9.7. **ANEXO VII – Hoja de datos del PPC (Se adjunta en la carpeta de envío el documento de respaldo).**