

P21044
Estudios de Conexión Proyecto
PV Coya
27.01.2023

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
21044-00-ES-IT-002. 0
Preparado para OHLA





P21044

ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO PV COYA

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.

I-SEP Ingenieros SpA

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2604 8635

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

REVISIÓN	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev.A	David Figueroa	20-01-2023	I-SEP	20-01-2023	Rev. Interna
Rev.B	David Figueroa	23-01-2023	Engie Energía Chile S.A.	26-01-2023	Rev. cliente
Rev. 0	David Figueroa	27-01-2023			

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN	4
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	4
3. INTRODUCCIÓN	4
4. ANTECEDENTES.....	6
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE.....	6
5.1. Transformador Elevador 220/33 kV	6
5.2. Reactor de Neutro	7
5.3. Inversores PV Coya	8
5.4. Paneles fotovoltaicos	9
5.5. Servicios Auxiliares	11
5.6. Transformadores de Bloque 33/0,6/0,6 kV	11
5.7. Cables y Conductores de MT del PV Coya.....	12
5.8. Transformador Zig-Zag	16
5.9. Modelado Detallada del PV Coya.....	17
6. REVISIÓN NORMATIVA	18
7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	18
7.1. Definición de Puntos de Medición	18
7.2. Antecedentes de Operación	19
7.3. Cálculo de Potencia Máxima del Parque	21
7.4. Corrección de Potencia Máxima por Irradiancia	21
7.5. Corrección de Potencia Máxima por Temperatura	22
8. CONCLUSIONES	26
9. ANEXOS	27

ANEXO I	RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY
ANEXO II	REGISTRO DE POTENCIA Y CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES
ANEXO III	REGISTROS DE TEMPERATURAS E IRRADIANCIA
ANEXO IV	BASE DE DATOS

1. IDENTIFICACIÓN

◆ Nombre del Proyecto	:	Parque Fotovoltaico Coya
◆ Número Único de Proyecto (NUP)	:	2533
◆ Empresa Propietaria del Proyecto	:	Engie Energía Chile S.A.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima para los inversores del Parque Fotovoltaico Coya NUP 2533, propiedad de Engie Energía Chile S.A., según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y en el **Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**.

3. INTRODUCCIÓN

La sociedad ENGIE Energía Chile S.A. se encuentra gestionando la conexión del proyecto Planta Fotovoltaica Coya (en adelante PV Coya), NUP 2533, el cual se ubicará en la comuna de María Elena, en la Provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta, Chile. El parque estará conformado por un total de 58 inversores SUNGROW SD3125HV-30 de 3,125 kVA a 25°C. La potencia nominal instalada del parque será de 180 MW. La subestación Palpana elevará la tensión de 33 kV a 220 kV mediante un transformador de dos devanados. Esta subestación secciona la línea Crucero – Radomiro Tomic 220 kV por la cual se evacuará toda la energía generada por la PV Coya.

En este contexto, se adjudicó a I-SEP el desarrollo del Informe Técnico de Potencia Máxima del PV Coya, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, el Coordinador) para la entrada en operación del proyecto, el cual tiene por objetivo determinar la potencia máxima que puede generar el parque considerando la totalidad de unidades en servicio. Los ensayos en terreno se realizaron el lunes 12 de enero de 2023.

En la Figura 3-1 se muestra un diagrama unilineal de la zona de influencia, destacando en un recuadro rojo el proyecto PV Coya.

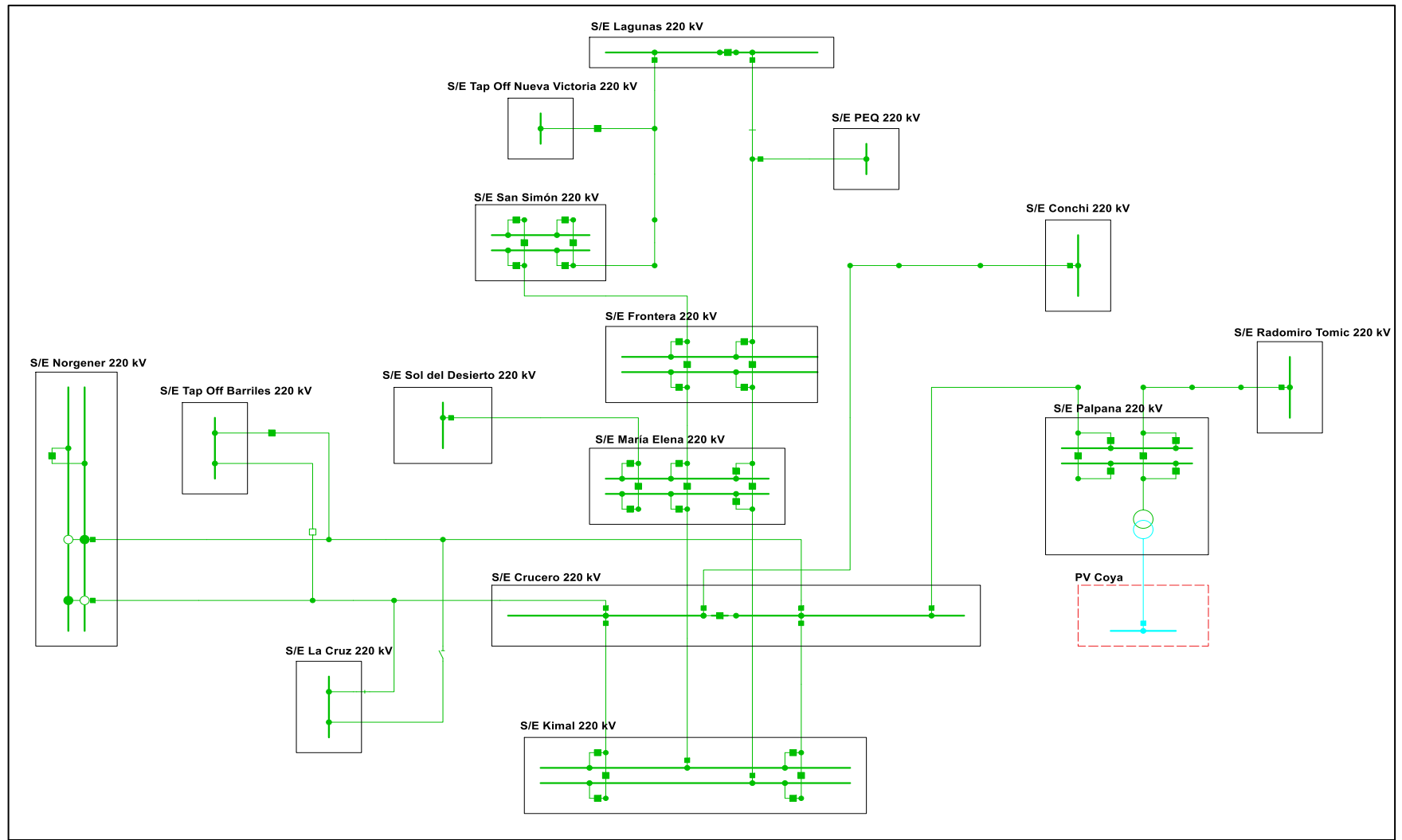


Figura 3-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia¹.

¹ La imagen de la zona de influencia es referencial y no se corresponde al modelado de la Base de Datos adjunta a este informe

4. ANTECEDENTES

Los antecedentes y registro de mediciones consultados para la realización del presente informe fueron los siguientes:

- a) Registro de mediciones realizadas en terreno “5.2 Records_2023-01-12_142747.xlsx” día 12/01/2023.
- b) Documento 21044-00-ES-IT-004 Rev. A “Informe de Validación de Modelo Dinámico” realizado por I-SEP
- c) Base de datos de PowerFactory “Anexo IV – BASE DE DATOS.pfd”, desarrollada por I-SEP.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE.

El proyecto PV Coya se conectará al SEN, a través de subestación Palpana. Esta corresponde a una subestación elevadora, la cual seccionará la línea de transmisión “Crucero – Radomiro Tomic 220 kV en la estructura T27, a 9 km desde la S/E Crucero y 72,7 km desde la S/E Radomiro Tomic. A continuación, se exponen los aspectos más relevantes de la modelación de instalaciones existentes del proyecto PV Coya.

5.1. Transformador Elevador 220/33 kV

Los parámetros del transformador elevador del PV Coya son los indicados en las imágenes siguientes, conforme a la información contenida en el antecedente (b), que a su vez se corresponde a los ensayos de fábrica.

Tabla 5-1 Parámetros transformador elevador TR1 220/33 kV.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia Nominal ONAN/ONAF I/ONAF II	120/160/200 [MVA]
Niveles de Tensión	220/33 [kV]
Grupo de conexión	Ynd1
Impedancia de secuencia positiva (Base 200 MVA)	18,400 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 200 MVA)	18,409 [%]
Pérdidas en el cobre	573,478 [kW]
Corriente de Magnetización	0,07 [%]
Pérdidas de Magnetización	83,246 [kW]

A continuación, la Figura 5-1 muestra la modelación de los transformadores del PV Coya en el programa PowerFactory.

Name	TR 120/160/200 MVA	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	200.	MVA
Nominal Frequency	50.	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	220.	kV
LV-Side	33.	kV
Positive Sequence Impedance	[Settings]	
Short-Circuit Voltage uk	18.4	%
Copper Losses	573.478	kW
Zero Sequence Impedance	[Settings]	
Short-Circuit Voltage uk0	18.409	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%
Vector Group		
HV-Side	YN	
LV-Side	D	
Phase Shift	1.	*30deg
Name	YNd1	
Magnetising Impedance		
No Load Current	0.07	%
No Load Losses	83.246	kW

Figura 5-1 Modelación de transformador elevador 200 MVA 220/33 kV en PowerFactory.

5.2. Reactor de Neutro

Según la información disponible en los unilíneas del proyecto, se considera la conexión de un reactor de neutro en la barra principal de 33 kV, con una resistencia de puesta a tierra de 95 Ω. En la Figura 5-2 se muestra la modelación del reactor de neutro en el programa PowerFactory.

General		Grounding/Neutral Conductor	
Name	NEC/NER		
Terminal	00-Norte Grande\Barra N°3 33 kV\Cub_3	Barra N°3 33 kV	
Zone	→		
Area	→		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Rated Voltage	33.	kV	
Rated Current (Ie=3*I0)	0.2	kA	
Zero Sequence Resistance	0.	Ohm	
Zero Sequence Reactance	44.	Ohm	
General		Grounding/Neutral Conductor	
Neutral Conductor			
N-Connection	None		
Internal Grounding Impedance			
Star Point	Connected		
<input type="checkbox"/> Petersen Coil			
Resistance, Re	95.	Ohm	
Reactance, Xe	0.	Ohm	

Figura 5-2 Modelación de Reactor de Neutro 33 kV en PowerFactory.

5.3. Inversores PV Coya

El proyecto PV Coya se modela con un total de 58 inversores SUNGROW SD3125HV-30 de 3125 kVA. La potencia nominal instalada del parque será de 180 MW. Los parámetros de los inversores se indican en la siguiente tabla, conforme la (b).

Tabla 5-2 Parámetros de los inversores del PV Coya.

PARÁMETROS	VALOR
Fabricante	SUNGROW
Modelo	SD3125HV-30
Potencia (ONAN)	3,125 [MVA]
Factor de potencia	1,0
Tensión Nominal	0,60 [kV]
Corriente de cortocircuito simétrico Inicial I_k''	3,640 [kA]
Corriente de cortocircuito simétrico Permanente I_k	3,157 [kA]

A continuación, la Figura 5-3 muestra la modelación de los inversores del PV Coya en el programa PowerFactory.

Figura 5-3 Modelación de los inversores en PowerFactory.

La Figura 5-4 muestra la curva PQ modelada en PowerFactory por módulo.

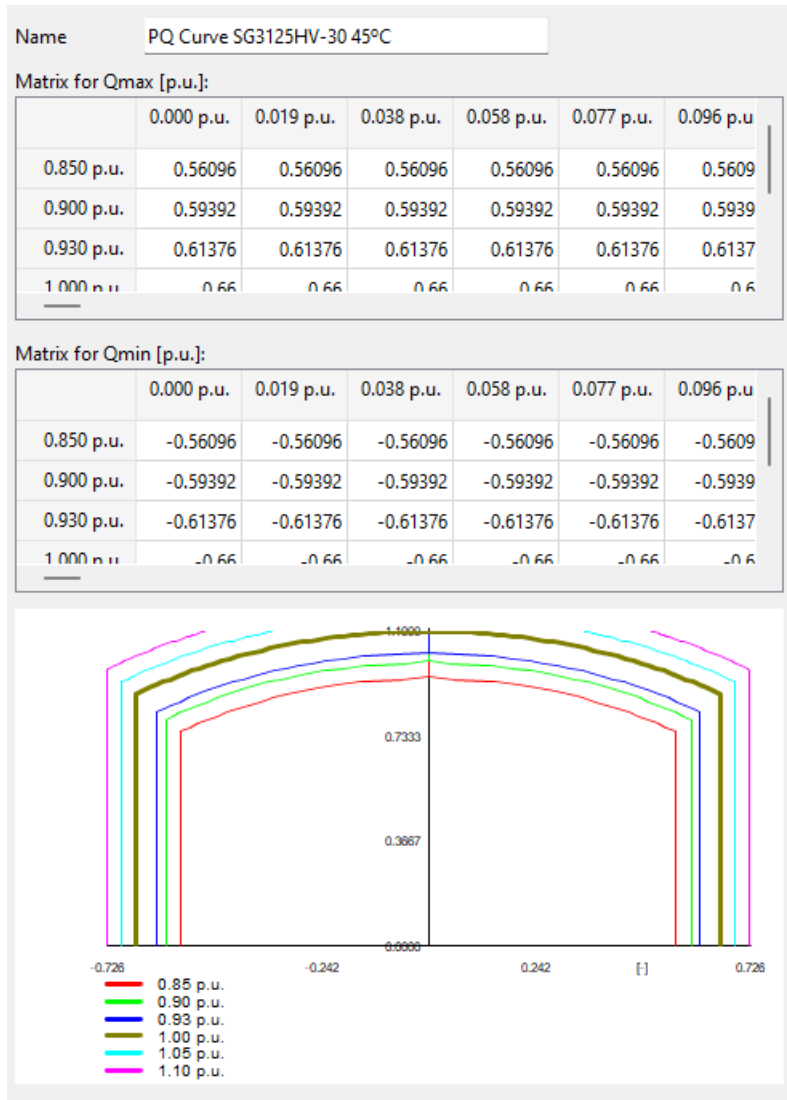


Figura 5-4 Diagrama PQ por cada módulo de los inversores de PV Coya.

5.4. Paneles fotovoltaicos

El parque cuenta con módulos fotovoltaicos monocristalinos del fabricante VSUN en el modelo VSUN545-144-144BMH-DG que cuenta con las especificaciones técnicas presentadas en la

最も信頼出来る再エネパートナー

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions(STC)

Module Type	VSUN545-144BMH-DG	VSUN540-144BMH-DG	VSUN535-144BMH-DG	VSUN530-144BMH-DG
Maximum Power - Pmax (W)	545	540	535	530
Open Circuit Voltage - Voc (V)	49.81	49.65	49.5	49.35
Short Circuit Current - Isc (A)	13.92	13.85	13.78	13.71
Maximum Power Voltage - Vmpp (V)	41.8	41.65	41.5	41.35
Maximum Power Current - Imp (A)	13.04	12.97	12.9	12.82
Module Efficiency	21.32%	21.13%	20.93%	20.74%

Standard Test Conditions (STC): irradiance 1,000 W/m²; AM 1.5; module temperature 25°C. Pmax Sorting : 0~5W. Measuring Tolerance: ±3%.

Remark: Electrical data do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Electrical Characteristics with different rear side power gain(reference to 540 front)

Pmax (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Imp (A)	Pmax gain
567	49.65	14.54	41.70	13.62	5%
594	49.65	15.24	41.70	14.27	10%
648	49.75	16.62	41.80	15.56	20%
675	49.75	17.31	41.80	16.21	25%

Temperature Characteristics

NOCT	45°C(±2°C)
Voltage Temperature Coefficient	-0.27%/°C
Current Temperature Coefficient	+0.048%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.32%/°C

Maximum Ratings

Maximum System Voltage [V]	1500
Series Fuse Rating [A]	30
Bifaciality	70%±10%

Material Characteristics

Dimensions	2256×1133×35mm (L×W×H)
Weight	32.5kg
Frame	Silver anodized aluminum profile
Front Glass	High transparency,Antireflection coated,Semi-toughened safety glass, 2.0mm
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate) or POE
Back Glass	Glazed & Semi-toughened safety glass, 2.0mm
Cells	12×12 pieces bifacial monocrystalline solar cells series strings
Junction Box	IP68, 3 diodes
Cable&Connector	Potrait: 500 mm (cable length can be customized) , 1×4 mm 2 , compatible with MC4

Packaging

Dimensions(L×W×H)	2290×1125×1253mm
Container 20'	150
Container 40'	300
Container 40'HC	600

System Design

Temperature Range	-40 °C to + 85 °C
Withstanding Hail	Maximum diameter of 25 mm with impact speed of 23 m/s
Maximum Surface Load	5,400 Pa
Application class	class A

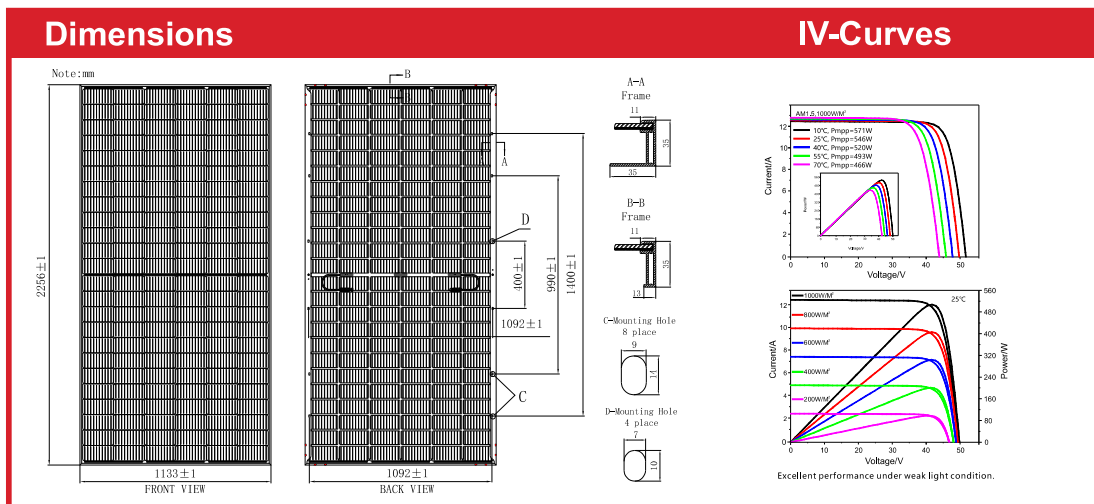


Figura 5-5 Características paneles VSUN545-144-144BMH-DG

5.5. Servicios Auxiliares

Según la información, existen dos transformadores de servicios auxiliares, que se conectan en los SWGRs de 33 kV. En la figura se muestran la modelación de estos en el programa PowerFactory.

Figura 5-6 Modelación de transformadores SS/AA en PowerFactory.

La demanda de los servicios auxiliares del parque se modela como una única carga concentrada en la barra principal de 33 kV del PV Coya como se ilustra en la figura a continuación:

Figura 5-7 Modelación de consumos SS/AA en PowerFactory.

5.6. Transformadores de Bloque 33/0,6/0,6 kV

El PV Coya cuenta con 29 transformadores de bloque. Los parámetros utilizados se indican en la siguiente tabla, conforme a lo detallado en el antecedente (b):

Tabla 5-3 Parámetros transformadores de bloque de dos devanados 33/0,6/0,6 kV.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia Nominal ONAN	6,250 [MVA]
Niveles de Tensión	33/0,6/0,6 [kV]
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia de secuencia positiva (Base 3,125 MVA)	HV-MV: 7,00 [%]; MV-LV: 13,50 [S]; LV-HV: 7,00 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 3,125 MVA)	HV-MV: 7,00 [%]; MV-LV: 13,50 [S]; LV-HV: 7,00 [%]
Pérdidas en vacío, secuencia positiva	4,80 [kW]
Corriente de magnetización, secuencia positiva	0,40 [%]

A continuación, la Figura 5-8 muestra la modelación de los transformadores de bloque del PV Coya en el programa PowerFactory.

The screenshot displays the configuration window for a transformer block in PowerFactory. The main configuration includes:

- Name:** TR 6250/3125/3125 kVA MT BLOCK
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:**
 - HV-Side: 6.25 MVA
 - MV-Side: 3.125 MVA
 - LV-Side: 3.125 MVA
- Rated Voltage:**
 - HV-Side: 33.0 kV
 - MV-Side: 0.6 kV
 - LV-Side: 0.6 kV
- Vector Group:** D, Y, Y
- Phase Shift:** 0, 11, 11 degrees
- Short-Circuit Voltages (uk):**
 - HV-MV: 7.0%
 - MV-LV: 13.5%
 - LV-HV: 7.0%
- Copper Losses:**
 - HV-MV: 10.0 kW
 - MV-LV: 20.5 kW
 - LV-HV: 10.0 kW
- Zero Sequence Impedance:**
 - HV-MV: 7.0%
 - MV-LV: 13.5%
 - LV-HV: 7.0%
- Magnetising Impedance:**
 - Position: Star Point
 - No Load Current: 0.4%
 - No Load Losses: 4.8 kW

Figura 5-8 Modelación de transformadores de bloque de dos devanados en PowerFactory.

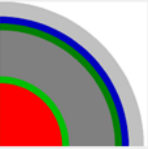
5.7. Cables y Conductores de MT del PV Coya

La conexión entre los transformadores 33/0,6/0,6 kV y la barra de 33 kV del PV Coya se desarrolla por medio de tramos directamente enterrados utilizando cables de aluminio y cobre. Las características de cada uno de los cables utilizados en el proyecto se describen en la Tabla 5-4, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-4 Características de los cables de MT.

PARÁMETROS	CABLE 240 [mm ²]	CABLE 300 [mm ²]	CABLE 400 [mm ²]	CABLE 500 [mm ²]	CABLE 630 [mm ²]
Aislación	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Cubierta	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH
Pantalla	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Material conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Diámetro cable [mm]	39,6	41,28	44,21	49,6	51,76
Diámetro conductor [mm]	18,2	20,1	22,85	26,7	29,84
Espesor aislación [mm]	6,7	7,1	7,1	7	7,1
Espesor cubierta [mm]	2,2	2,4	2,5	2,5	2,7
Espesor pantalla [mm]	0,30	0,14	0,13	0,30	0,11
Capa Semiconductora Interior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capa Semiconductora Exterior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capacidad nominal [A]	367	414	470	535	1024

A continuación, la siguiente figura muestra la modelación de los cables de MT del PV Coya en el programa PowerFactory.

Name: 240 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core:
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 18.2 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km):


Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (.. uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	T
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	9.1	100.	0.1086428	
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.3	100.	0.8634218	
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.	

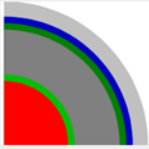
Insulation Layers:

Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	6.7
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.2
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.75	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.75	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 39.6 mm

Name: 300 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core:
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 20.1 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km):


Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (.. uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	T
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	10.05	100.	0.08907413	
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.14	100.	1.776875	
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.	

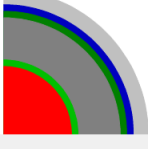
Insulation Layers:

Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.4
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 41.28 mm

Name: 400 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core:
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 22.85 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km):


Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (.. uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	T
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	11.425	100.	0.06892414	
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.13	100.	1.739393	
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.	

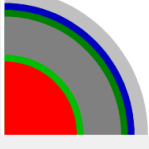
Insulation Layers:

Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.5
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 44.21 mm

Name: 500 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core:
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 26.7 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km):


Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (.. uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km	T
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	13.35	100.	0.05048022	
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.3	100.	0.6802118	
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.	

Insulation Layers:

Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.5
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.825	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.825	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 49.6 mm

Name: 630 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core:
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 29.84 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"/>	Copper	1.7241	1.	14.92	100.	0.02465329
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	0.11	100.	1.078713
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.7
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
Core Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0.525	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0.525	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 51.76 mm

Figura 5-9 Modelado del Cable 240 mm², 300 mm², 400 mm², 500 mm² y 630 mm².

Los tramos del sistema de cables se muestran en la Tabla 5-5, conforme la información contenida en (b). Cada circuito representa un subgrupo de cables trifásicos; de esta manera, se tendrán disposiciones de 1, 2 y 3 circuitos de cables en paralelo.

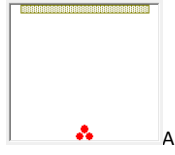
Tabla 5-5 Detalle de circuitos de MT del PV Coya.

DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
CT01 - CT02	1	1	240	0,349
CT02 - CT03	1	1	300	0,332
CT03 - SW01	1	2	300	0,469
CT03 - SW02	1	2	300	0,109
CT04 - CT03	1	1	500	0,726
CT05 - CT04	1	1	240	0,329
CT06 - SW02	1	2	300	1,42
CT07 - CT06	1	1	500	0,556
CT08 - CT07	1	1	240	0,378
CT09 - SW02	1	1	500	1,985
CT10 - CT09	1	1	240	0,398
CT12 - SW01	1	2	300	0,817
CT13 - SW01	1	2	300	0,676
CT14 - SW01	1	2	300	1,125
CT15 - CT14	1	1	300	0,341
CT16 - CT15	1	1	240	0,325
CT17 - SW02	1	2	300	2,053
CT18 - CT17	1	1	300	0,538
CT19 - CT18	1	1	240	0,389
CT20 - CT22	1	1	240	0,488
CT21 - CT23	1	1	240	0,467
CT22 - CT13	1	1	400	0,65
CT23 - CT12	1	1	500	0,73
CT24 - SW01	1	2	300	1,318
CT25 - CT24	1	1	300	0,254

DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
CT26 - CT25	1	1	240	0,264
CT27 - CT28	1	1	240	0,26
CT28 - CT29	1	1	300	0,26
CT29 - SW02	1	2	300	2,397
SW01 - Barra N° 3	1	3	630	0,06
SW02 - Barra N° 3	1	3	630	0,06

En base a lo anterior, las disposiciones utilizadas en cada uno de los tramos se indican en la siguiente tabla, coherente con la disposición detallada en el antecedente (b).

Tabla 5-6 Disposición de los tramos con cables enterrados del PV Coya.

DIAGRAMA	TRAMO	X1 [m]	X2 [m]	X3 [m]	Y1 [m]	Y2 [m]	Y3 [m]
	Circuito 3x1x240 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x300 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x400 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x500 [mm ²]	0,15	0,12	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x2x300 [mm ²]	0,1	0,07	0,13	0,75	0,8	0,8
		0,35	0,32	0,381	0,75	0,8	0,8
	3x3x630 [mm ²]	-0,15	-0,12	-0,18	0,75	0,8	0,8
		0,1	0,07	0,13	0,75	0,8	0,8
		0,35	0,32	0,381	0,75	0,8	0,8

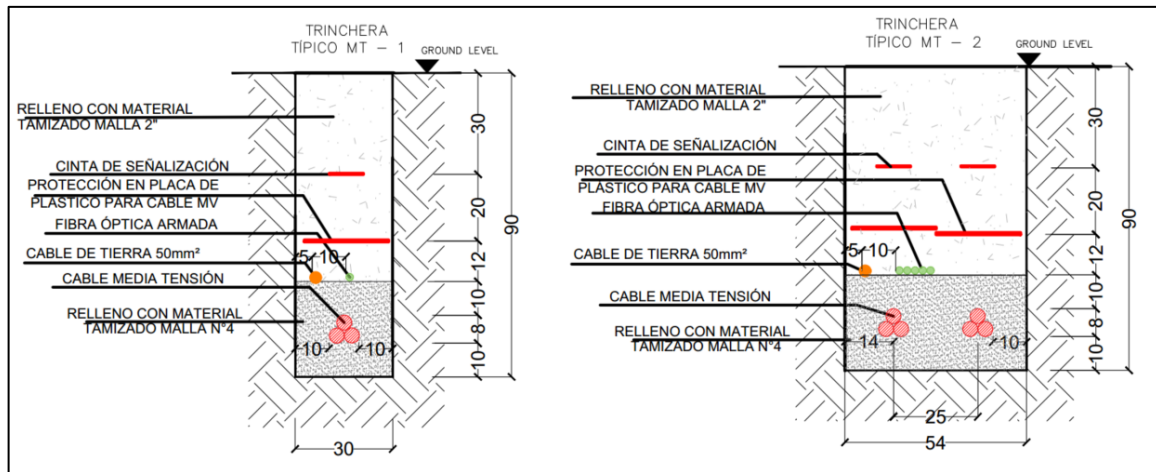


Figura 5-10 Trincheras para los conductores de MT.

5.8. Transformador Zig-Zag

El PV Coya cuenta con cuatro transformadores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada una de las barras de 33 kV de la subestación. Las características principales de los transformadores se indican en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-7 Parámetros transformador zig-zag.

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito ($3 \cdot I_0$)	900 [A]
Impedancia del transformador zig-zag	63,5 [Ω]

5.9. Modelado Detallada del PV Coya

En la Figura 5-11 se presenta el modelado detallado del PV Coya.

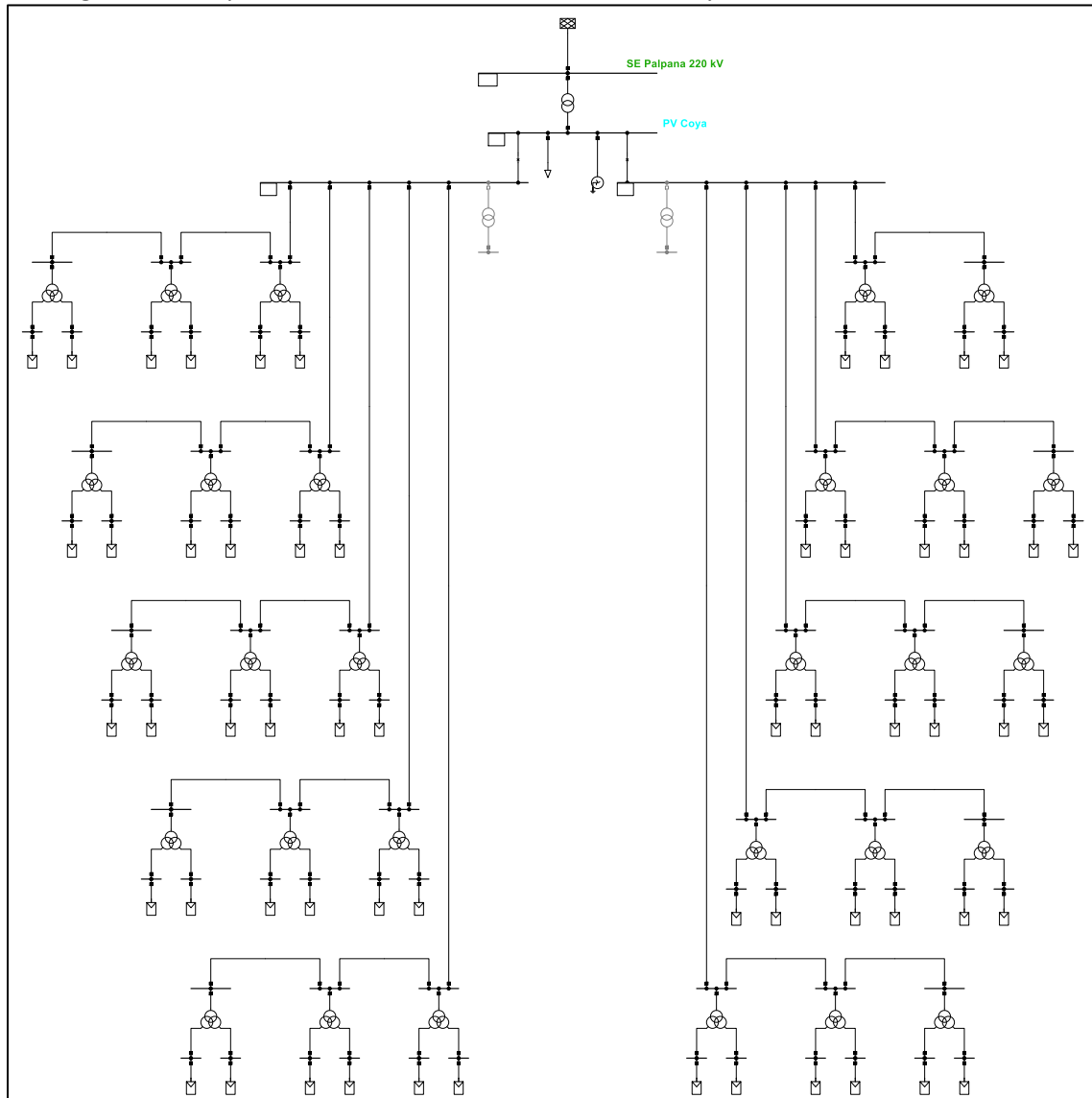


Figura 5-11 Modelado Detallado del PV Coya.

6. REVISIÓN NORMATIVA

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

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

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

7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

7.1. Definición de Puntos de Medición

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

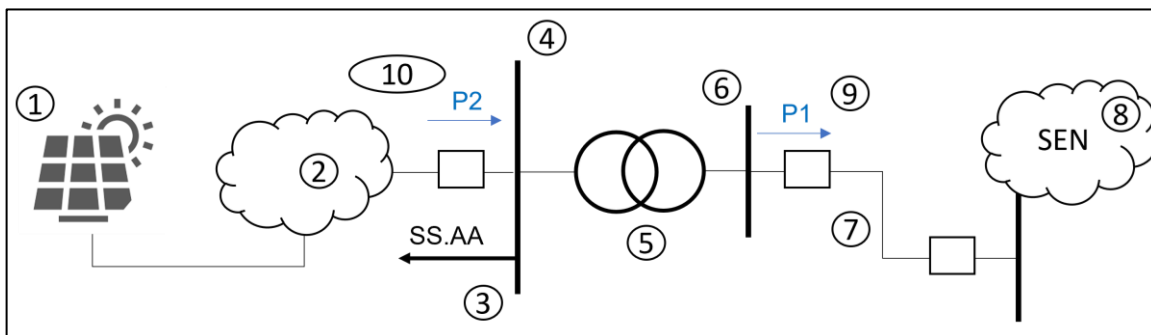


Figura 7-1 Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa en cada inversor del parque fotovoltaico.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares de la SE.
4. **Barra de media tensión (MT):** Correspondería a las barras de 33 kV del PV Coya, en la cual se conecta el lado de baja tensión del transformador de poder del parque.

5. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación Palpana a la salida del PV Coya corresponde al transformador de poder de 120/160/200 MVA.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 220 kV de la SE Palpana, en la cual se conecta el lado de alta tensión del transformador 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 PV Coya en la barra de 220 kV de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PV Coya en las barras de 33 kV de su subestación de salida.

7.2. Antecedentes de Operación

Para la determinación de la potencia máxima del PV Coya se han tomado los valores del equipo de medida del PPC (Power Plan controller) propio del parque. De los resultados presentados en el antecedente a) se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 13:12:17 y las 14:12:17 del día 12-01-2023 es de **175,88 MW (P1)**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.



Figura 7-2 Mediciones de potencia activa realizadas el día 12-01-2023.

Cabe destacar que durante la realización de los ensayos de medición del Parque Fotovoltaico Coya uno de los inversores estaba fuera de servicio, resultando en que las pruebas fueron aplicadas en 57 de los 58 inversores instalados. Sin embargo, se destaca que lo anterior no generó ningún problema en los ensayos realizados en terreno.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el antecedente a), los consumos de servicios auxiliares son de 0,00437 MW.

A continuación, se presentan los resultados 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 3,0581 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 1,49 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation For Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	1,00 kVA
Consider reactive power limits	Yes	Bus Equations(HV)	0,10 %
		Model Equations	
Grid: PF Coya	System Stage: PF Coya	Study Case: Potencia máxima	Annex: / 1
Grid: PF Coya Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	93
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0
Generation	= 177,37 MW	0,00 Mvar	177,37 MVA
External Infeed	= -175,88 MW	41,41 Mvar	180,69 MVA
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Load P(U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	-0,00 Mvar	
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Grid Losses	= 1,49 MW	41,41 Mvar	
Line Charging	= -2,87 Mvar		
Compensation ind.	= 0,00 Mvar		
Compensation cap.	= 0,00 Mvar		
Installed Capacity	= 181,25 MW		
Spinning Reserve	= 0,00 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 1,00 [-]		
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]		

Figura 7-3 Resultados del flujo de potencia.

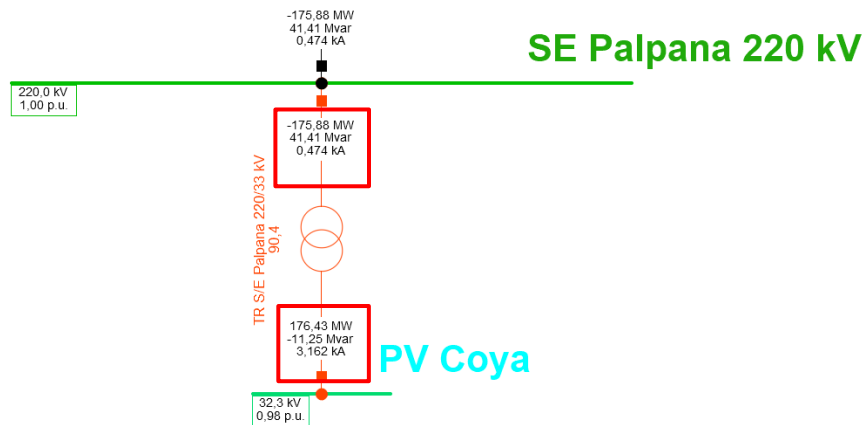


Figura 7-4 Valores de flujos de potencia del transformador de poder del PV Coya.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas del transformador y las pérdidas de sistema colector. De la Figura 7-4 se desprenden las pérdidas del transformador, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados.

Así, se determina que el transformador tiene unas pérdidas de 0,55 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 0,94 MW. Finalmente se debe considerar un promedio de 0,00437 MW de las pérdidas de los SS.AA, obtenidos en terreno y mostrados en el ANEXO I

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 PV Coya 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 **175,88 MW**.

P_{trafo} Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,55 MW**.

$P_{sist. colector}$ corresponden a las pérdidas del sistema colector **0,94 MW**.

$P_{SS.AA}$ corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,00437 MW**.

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

Tabla 7-1 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PV Coya.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PV Coya	177,37	175,88	0,55	0,94	0,00437
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

7.4. Corrección de Potencia Máxima por Irradiancia

En este análisis no se ejecuta una corrección de la potencia máxima por irradiancia debido a que durante las mediciones se presentaba una Irradiancia promedio 1164,91 W/m² que es superior al máximo valor aprovechable indicado por el fabricante de los paneles fotovoltaicos (1000 W/m²).

7.5. Corrección de Potencia Máxima por Temperatura

Como se indica en la sección 7.2 cada inversor se estima con una inyección de 3,0581 MW (97,86% de su capacidad máxima). De las mediciones realizadas en terreno se encuentran que la temperatura ambiente promedio durante la hora de medición es 28,13 °C mientras que en la superficie de los paneles fotovoltaicos es de 48,12 °C como se muestra en la Figura 7-5. La medida de irradiancia promedio durante la medición de potencia máxima es de 1164,91 W/m².



Figura 7-5 Mediciones de temperatura ambiente y en paneles fotovoltaicos e irradiancia en PV Coya

De acuerdo con la información disponible en el portal <https://solar.minenergia.cl/> en el ciclo diario mensual de irradiancia las mediciones promedio indican que en promedio la irradiancia en las coordenadas del PV Coya superan los 1000 W/m² (Valor máximo aprovechable de los paneles fotovoltaicos) en un horario comprendido entre las 11:00 y las 15:00 como presenta la figura a continuación:

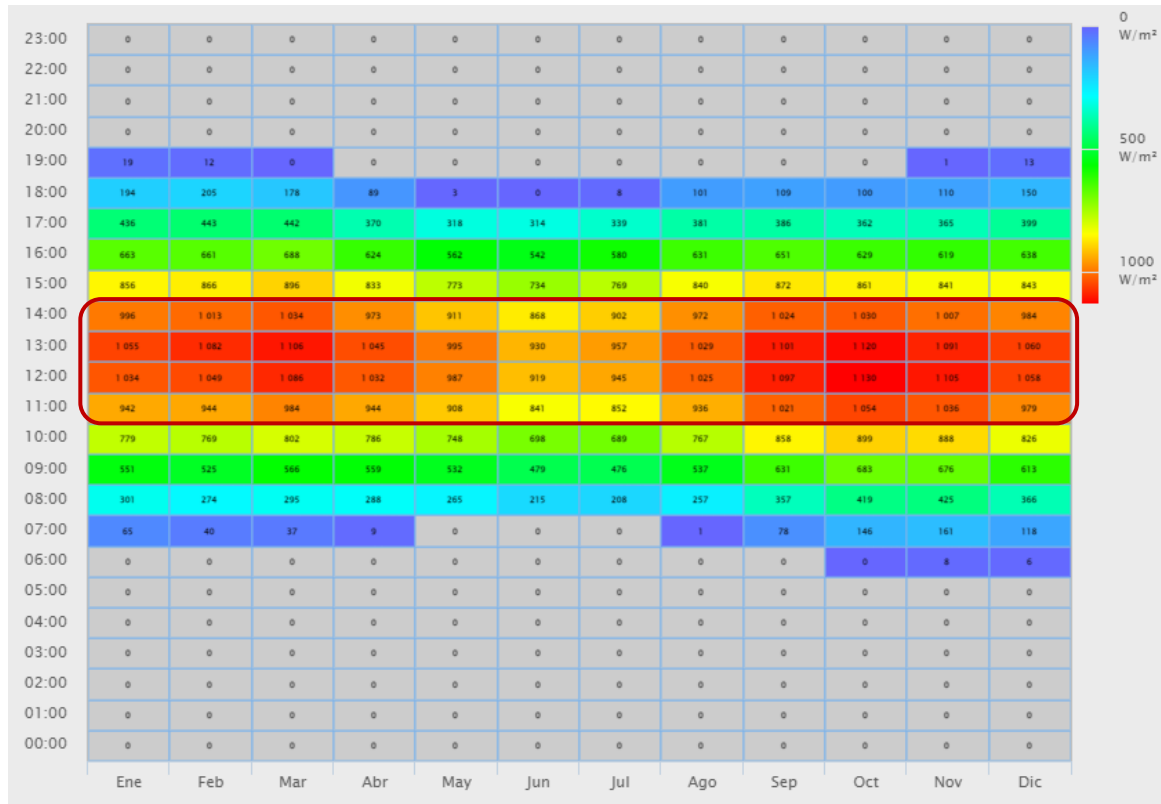


Figura 7-6 Registro de ciclo diario mensual de irradiancia en PV Coya²

Las mediciones de temperatura ambiente tomadas en el mismo punto indican que entre las 11:00 y las 13:00 suelen tenerse menores valores, en promedio 25,2°C, que en el horario comprendido entre las 13:00 y las 15:00 como muestra la Figura 7-7. Por ende, puede obtenerse un mayor rendimiento de los paneles fotovoltaicos aumentando la inyección de potencia del PV Coya en dicho horario.

² Tomado de portal [Explorador Solar \(minenergia.cl\)](http://Explorador Solar (minenergia.cl)) consultado en 19/01/2023

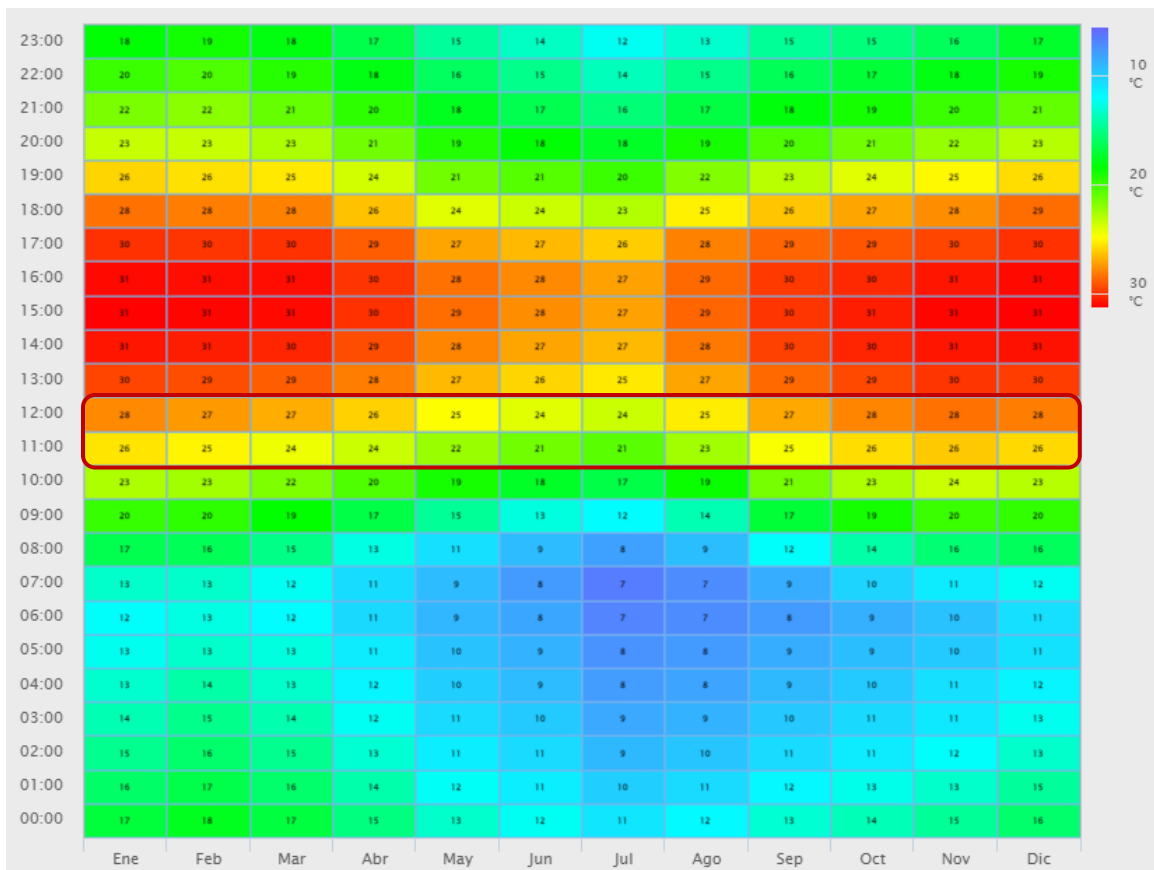


Figura 7-7 Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PV Coya³

Para la corrección por temperatura se debe calcular la temperatura del panel fotovoltaico con una temperatura ambiente de 25,2°C (valor promedio histórico entre las 11:00 y las 13:00) mediante la siguiente ecuación:

$$T_{pprom} = T_{ambprom} + (NOCT^4 - T_{NOCT}^5) * \frac{I_{r_{prom}}}{I_{r_{NOCT}}}$$

$$T_{pprom} = 25,2 \text{ } ^\circ\text{C} + (45 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) * 1 = 45,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\Delta T = T_{p_{medida}} - T_{p_{prom}}$$

$$\Delta T = 48,12 \text{ } ^\circ\text{C} - 45,2 \text{ } ^\circ\text{C} = 2,92 \text{ } ^\circ\text{C}$$

³ Tomado de portal [Explorador Solar \(minenergia.cl\)](http://Explorador Solar (minenergia.cl)) consultado en 19/01/2023

⁴ NOCT (Normal Operation Cell Temperature) según fabricante es 45°C (Ver Figura 5-5)

⁵ Temperatura ambiente óptima de operación de las celdas

⁶ La relación $\frac{I_{r_{prom}}}{I_{r_{NOCT}}}$ se considera igual a 1 teniendo en cuenta que se superan los 1000 W/m² que es el máximo valor aprovechable indicado por el fabricante de los paneles fotovoltaicos.

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles $K_{power\ temperature} = -0,32\%/^{\circ}C$ (Ver Figura 5-5), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo a la siguiente expresión:

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

$$P_{corregida} = \frac{177,37\ MW}{1 - 0,0032 \frac{1}{^{\circ}C} \times (2,92\ ^{\circ}C)} = 179,04\ MW$$

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

		DigSILENT PowerFactory 2022 SP4		Project: Date: 23-01-2023	
Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic tap adjustment of transformers		Max. Acceptable Load Flow Error		1,00 kVA	
Consider reactive power limits		Bus Equations(HV)		0,10 %	
		Model Equations			
Grid: PF Coya		System Stage: PF Coya		Study Case: Potencia máxima	
				Annex: / 1	
Grid: PF Coya Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	93	No. of Terminals	0
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0
No. of Lines	31				
Generation	= 179,04 MW	0,00 Mvar	179,04 MVA		
External Infeed	= -177,53 MW	42,28 Mvar	182,49 MVA		
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Load P(U)	= 0,00 MW	-0,00 Mvar	0,00 MVA		
Load P(Un)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA		
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA		
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA		
Grid losses	= 1,51 MW	42,28 Mvar			
Line Charging	=	-2,87 Mvar			
Compensation ind.	=	0,00 Mvar			
Compensation cap.	=	0,00 Mvar			
Installed Capacity	= 181,25 MW				
Spinning Reserve	= 0,00 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

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

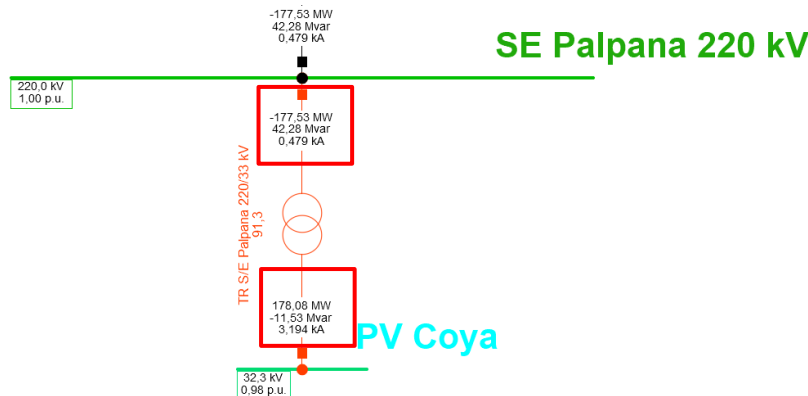


Figura 7-9 Valores de flujos de potencia del transformador de poder del PV Coya.

Así, se tiene que la potencia máxima del parque con la corrección de temperatura es:

Tabla 7-2 Resumen de potencias máxima bruta corregida por temperatura, neta y consumos del PV Coya.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PV Coya	179,04	177,53	0,55	0,96	0,00437
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

8. CONCLUSIONES

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

De acuerdo con lo expuesto en el presente informe, se concluye que el parámetro de potencia máxima neta del PV Coya es de 175,88 MW, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de 177,37 MW.

Realizando la corrección por temperatura ambiente se obtiene que el parámetro de potencia máxima neta del PV Coya es de 177,53 MW, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de 179,04 MW.



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P21044

Estudios de Conexión Proyecto PV Coya 19.01.2023

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
21044-00-ES-IT-002. 0
Preparado para OHLA

ANEXO I

P21044

RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	1,00 kVA
Consider reactive power limits	Yes	Bus Equations(HV)	0,10 %
		Model Equations	
Grid: PF Coya	System Stage: PF Coya	Study Case: Potencia máxima	Annex: / 1
Grid: PF Coya Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	93
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0
No. of Lines	31	No. of asyn. Machines	0
No. of SVS	0		
Generation	= 177,37 MW	0,00 Mvar	177,37 MVA
External Infeed	= -175,88 MW	41,41 Mvar	180,69 MVA
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Load P(U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	-0,00 Mvar	
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Grid Losses	= 1,49 MW	41,41 Mvar	
Line Charging	=	-2,87 Mvar	
Compensation ind.	=	0,00 Mvar	
Compensation cap.	=	0,00 Mvar	
Installed Capacity	= 181,25 MW		
Spinning Reserve	= 0,00 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 1,00 [-]		
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]		

Figura 9-1 Pérdidas del sistema colector MT y transformador principal.

Load Flow Calculation		Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	1,00 kVA
Consider reactive power limits	Yes	Bus Equations(HV)	0,10 %
		Model Equations	
Grid: PF Coya	System Stage: PF Coya	Study Case: Potencia máxima	Annex: / 1
Grid: PF Coya Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	93
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0
No. of Terminals	0	No. of syn. Machines	0
No. of Lines	31	No. of asyn. Machines	0
No. of SVS	0		
Generation	= 179,04 MW	0,00 Mvar	179,04 MVA
External Infeed	= -177,53 MW	42,28 Mvar	182,49 MVA
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Load P(U)	= 0,00 MW	-0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar	
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA
Grid Losses	= 1,51 MW	42,28 Mvar	
Line Charging	=	-2,87 Mvar	
Compensation ind.	=	0,00 Mvar	
Compensation cap.	=	0,00 Mvar	
Installed Capacity	= 181,25 MW		
Spinning Reserve	= 0,00 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 1,00 [-]		
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]		

Figura 9-2 Pérdidas del sistema colector MT y transformador principal con corrección por temperatura

ANEXO II

P21044

REGISTRO DE POTENCIA Y CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES

ANEXO III

P21044

REGISTROS DE TEMPERATURAS E IRRADIANCIA

ANEXO IV

P21044

BASE DE DATOS