INFORME DE DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA PSFV TAIRA

Informe Técnico

Preparado para:

PS Tocopilla SpA

Enero – 2025

A 1087 | R 1119-24

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS **2**
ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS **4**
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS **5**
REGISTRO DE COMUNICACIONES **6**
SECCIÓN PRINCIPAL **7**
1. INTRODUCCIÓN **7**
1.1. Definiciones y nomenclatura 7
1.2. Marco normativo 8
2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES **8**
2.1. Descripción general de la planta 8
2.2. Datos de los paneles solares 14
2.3. Datos de los inversores 15
2.4. Datos de los transformadores de bloque 16
2.5. Datos del transformador de potencia 17
2.6. Datos de los cables del sistema colector 17
2.7. Reactor Zig zag 18
2.8. Línea de transmisión 18
3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS **19**
4. ENSAYOS REALIZADOS **19**
4.1. Descripción de las pruebas 19
4.2. Toma de registros de potencia máxima 20
Resultados obtenidos 20
4.2.1 Determinación del consumo de servicios auxiliares 22
4.2.1 Potencia Bruta 23
4.2.2 Potencia de los servicios auxiliares 24
4.2.3 Potencia de pérdidas de la central 24
4.2.4 Correcciones por factores ambientales 25
5. CONCLUSIONES **27**
ANEXOS **28**
1. CONDICIONES AMBIENTALES DEL SITIO **28**
2. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES **29**
3. DIAGRAMAS DEL CONTROL DE PLANTA **30**
4. SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES **31**

5. DIAGRAMAS UNIFILARES 31

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 1. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.....16
Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores de bloque de dos arrollamientos. 17
Tabla 3. Datos técnicos del transformador de potencia. 17
Tabla 4. Datos técnicos de los cables del sistema colector. 18
Tabla 5. Datos técnicos del reactor Zig - Zag. 18
Tabla 6. Datos técnicos de la línea de transmisión. 18
Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar. 19
Tabla 8. Ensayos de potencia máxima – período evaluado. 20
Tabla 9. Resumen de resultados Potencia Máxima Medida.....25
Tabla 10. Balance de potencias en modelo desarrollado PFV Taira (corregido) 26
Tabla 11. Resumen de resultados Potencia Máxima corregida.....27
Tabla 12. Parámetros de Potencia Máxima PSFV Taira. 27

Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico. 7
Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Taira. 9
Gráfico 3. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 1.....10
Gráfico 4. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 2.....11
Gráfico 5. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 3.....12
Gráfico 6. Diagrama unilineal del sistema colector del PSFV Taira 13
Gráfico 7. Características técnicas de los paneles solares. 14
Gráfico 8. Características generales de los inversores.....15
Gráfico 9. Curva de capabilidad de los inversores. 16
Gráfico 10. Condiciones ambientales durante la prueba 20
Gráfico 11. Potencia total generada por los inversores.....21
Gráfico 12. Potencia neta en el punto de conexión 22
Gráfico 13. Consumo de SSAA esenciales de la SE Taira. 23
Gráfico 14. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia. .24
Gráfico 15. Irradiancia y temperatura máximas promedio del sitio (fuente: SolarGIS). .28
Gráfico 16. Skids de inversores centrales PSFV Taira.....29

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
PSFV	Parque Solar Fotovoltaico
SET	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit

REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

N°	Fecha dd/mm/año	Preparó	Revisó	Aprobó	Observaciones
1	04/12/2024	MF	CR	FM	Emisión Original
2	08/01/2025	MF	CR	FM	Atención observaciones del CEN

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico Taira, durante el día 01 de diciembre de 2024, en relación al proceso de determinación de la potencia máxima de la planta.

1.1. Definiciones y nomenclatura

En el siguiente gráfico se muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

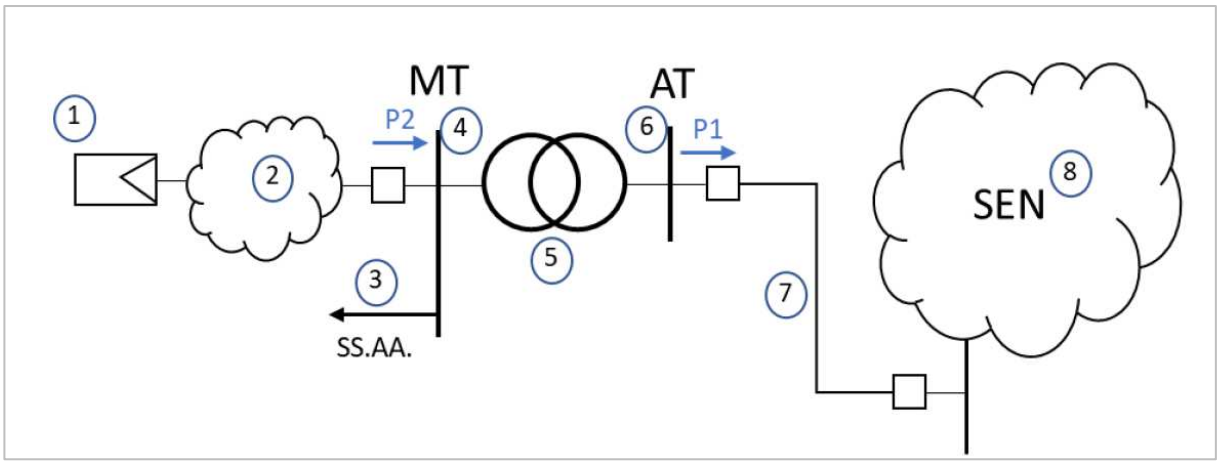


Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.

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 (Pcolector): 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 de la central (SS.AA.): Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la subestación eléctrica de la planta sumados a los servicios auxiliares de los inversores.

4) Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

5) Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.

6) Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

7) Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.

8) Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

De acuerdo con las definiciones anteriores se considera la siguiente nomenclatura:

- P1: Potencia activa inyectada en la barra de AT del Parque. Este valor corresponde a la Potencia Neta del Parque (Pneta).
- P2: Potencia activa inyectada en el lado de media tensión del parque.
- Pbruta: Suma de los aportes de potencia activa de los inversores en el lado baja tensión (BT) del parque (en correspondencia con el punto 1 del Gráfico 1).
- Pperd: Potencia de pérdidas en la línea de transmisión (ver punto 7 del Gráfico 1).
- Ptrafo: Pérdidas activas en el transformador de potencia del parque.
- Pssa: Potencia de servicios auxiliares del parque.
- Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque (ver punto 2 del Gráfico 1).

1.2. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" y los lineamientos de la Guía Técnica DCO N°01-2024 "Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía".

En particular es de aplicación el Artículo 39 del ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS "Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación" del TÍTULO VIII – CENTRALES CUYA FUENTE ES RENOVABLE NO CONVENCIONAL" al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. En tal sentido, el valor de Potencia Máxima se obtiene a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1. Descripción general de la planta

El PSFV Taira está situado en Tocopilla, región de Atacama, Chile. Esta central basada en tecnología solar fotovoltaica cuenta con una potencia comprometida de 200,3 MW en el punto de conexión, y una potencia instalada de 218,4 MVA para temperaturas de hasta 40°C.

La planta cuenta con los siguientes elementos instalados: 402.360 unidades de módulos fotovoltaicos marca Jinko con potencias de 560 Wp, 565 Wp y 570 Wp con una capacidad acumulada de 227,75 MWdc (en STC); 52 inversores marca Power Electronics de 4.200 kVA; 24 centros de transformación de 8.400 kVA, en los cuales se conectan dos inversores y 4 centros de transformación de 4.200 kVA en los cuales se conecta un inversor. Estos centros de transformación elevan la tensión e inyectan la potencia hacia el sistema colector, el cual está conformado por 12 cables acometen a una barra de 34,5 kV. Posteriormente, se eleva la tensión mediante dos transformadores de relación 34,5/220 kV y potencia 90/105/220 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2).

El punto de interconexión (POI) donde se comercializa la energía producida por el parque solar está situado eléctricamente en la barra de 220 kV de la SE Taira. Esta última, se conecta con la SE María Elena mediante una línea de 220 kV con una longitud de 9,27 km. Adicionalmente, el punto de control por medio del Power Plant Controller (PPC)

corresponde con el punto de interconexión del parque.

En el Gráfico 3 se muestra una imagen de la ubicación geográfica del parque, en el Gráfico 4 y Gráfico 5 se observa el diagrama unilineal de la SE Taira. Luego, en el Gráfico 6 se muestra el sistema colector del parque.

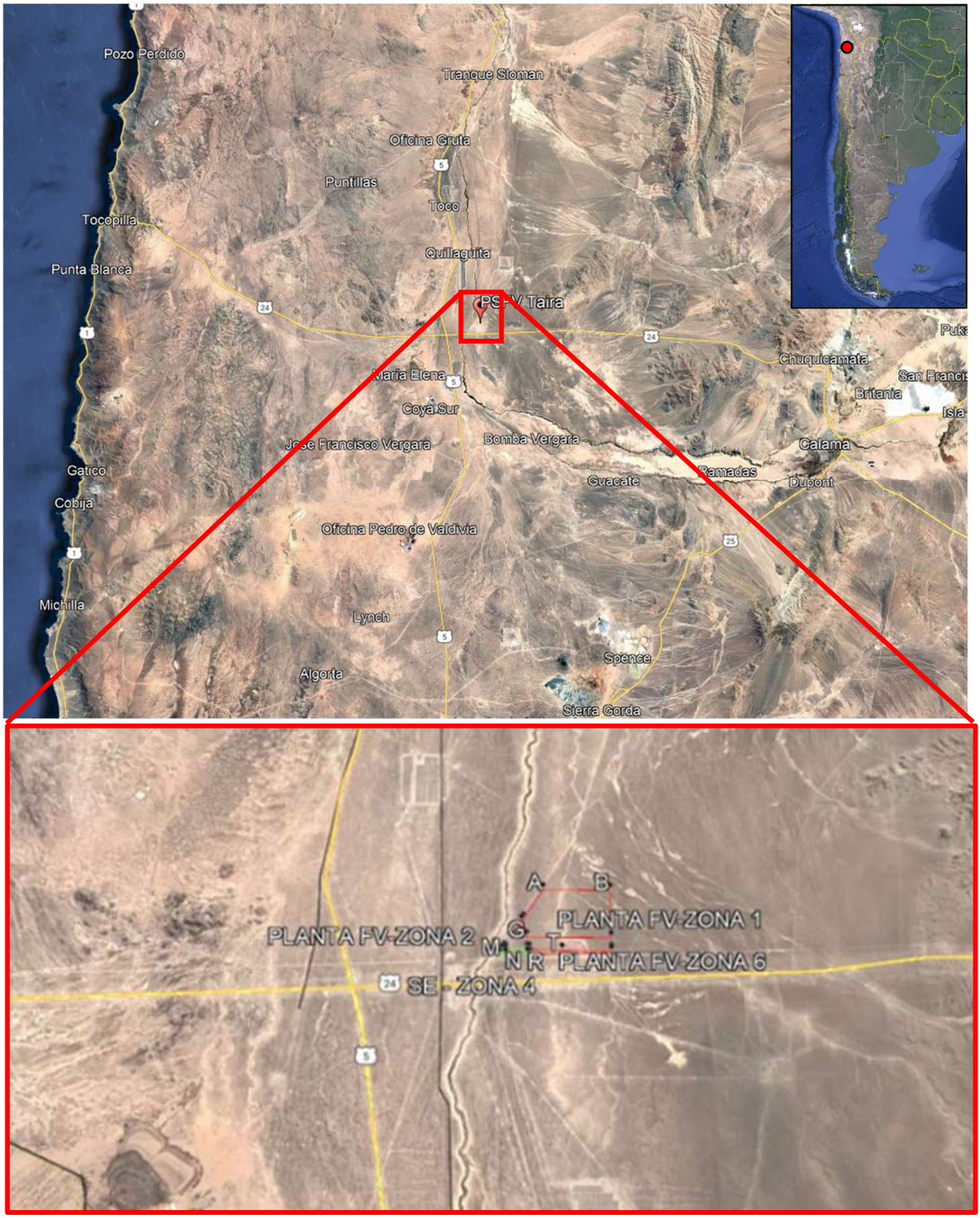


Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Taira.

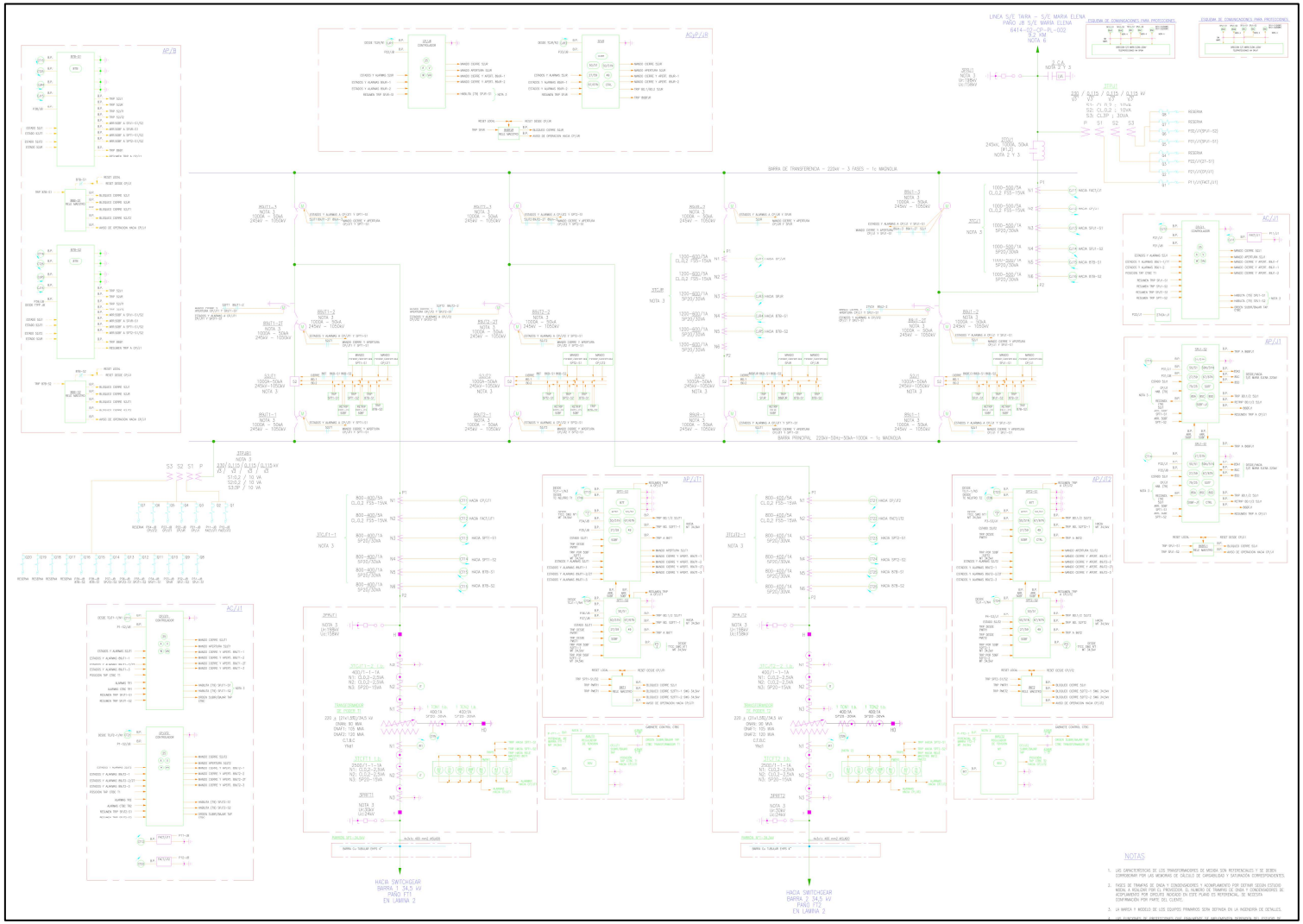


Gráfico 3. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 1

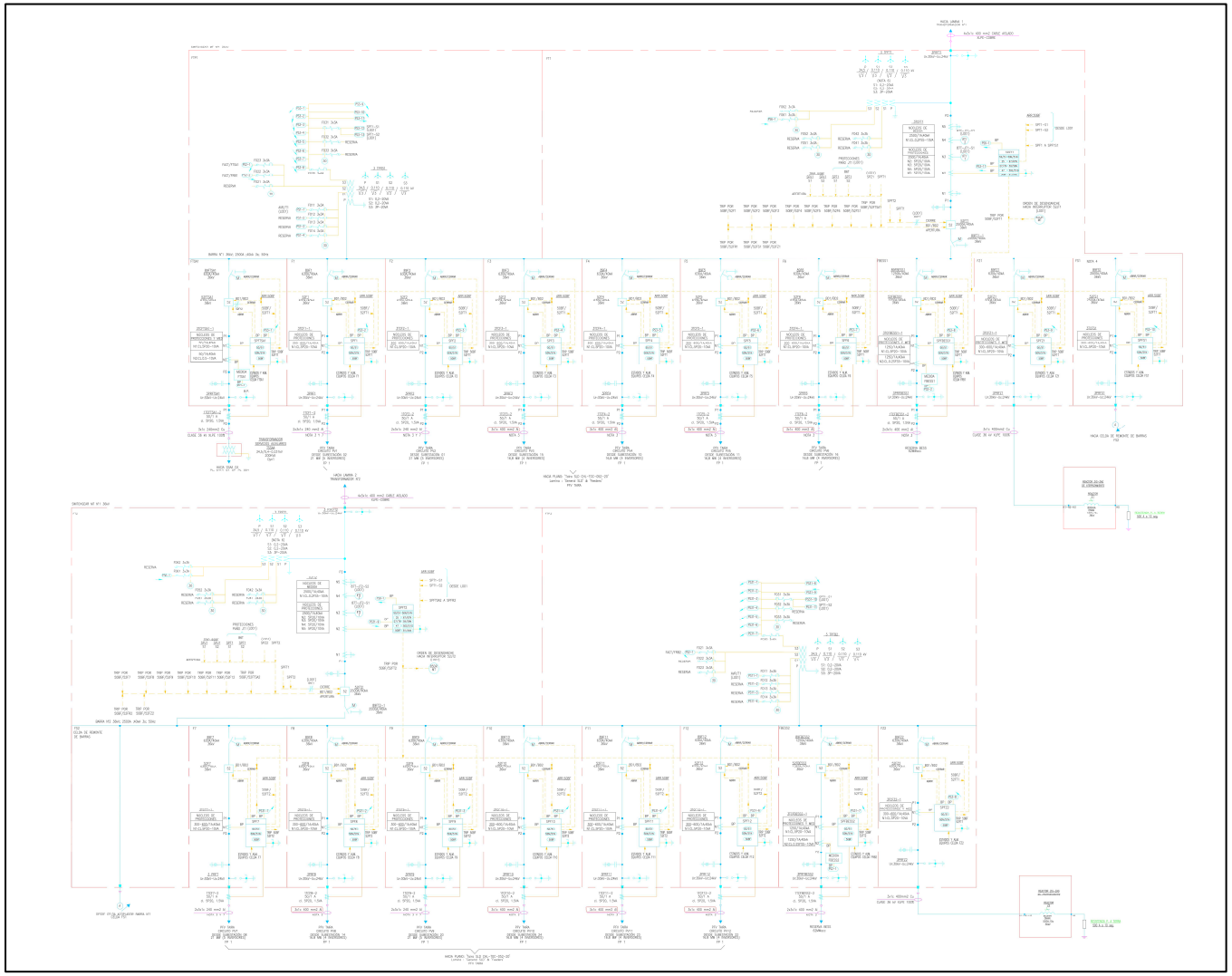


Gráfico 4. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 2.

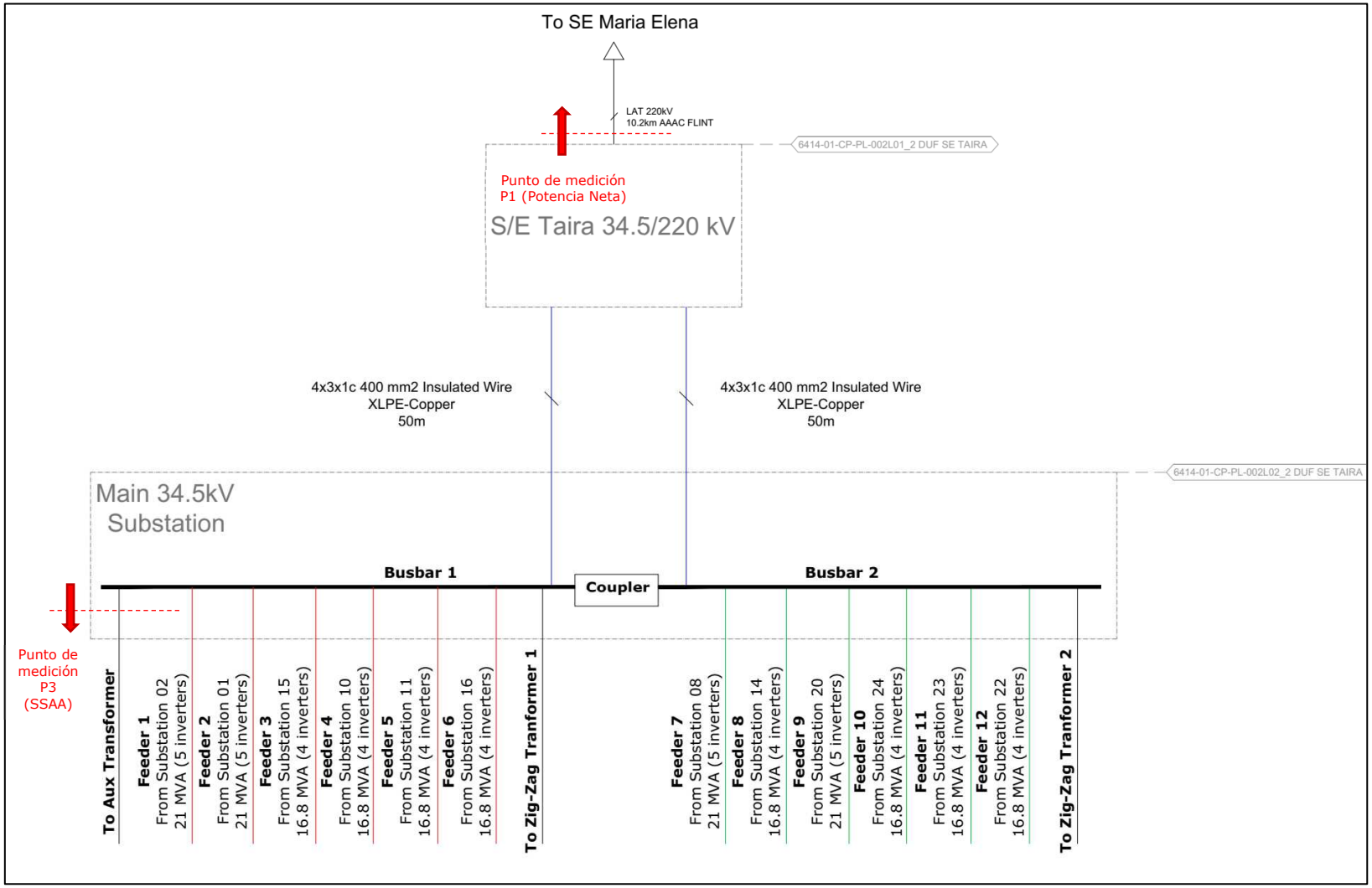


Gráfico 5. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 3.

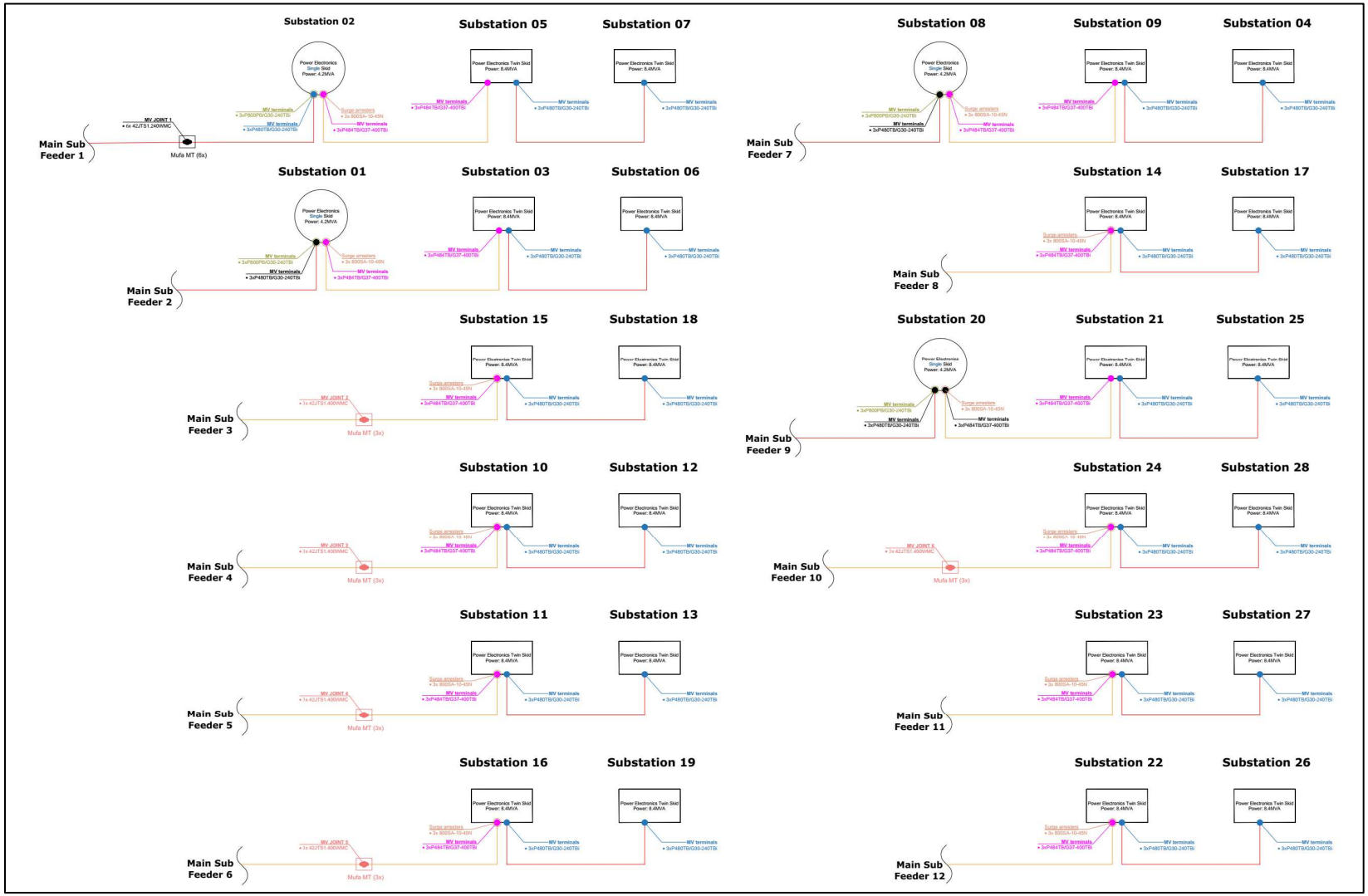
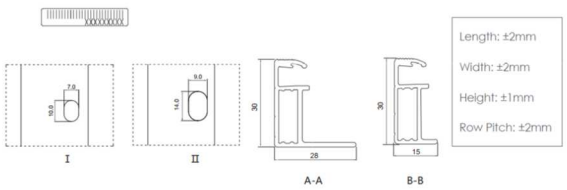


Gráfico 6. Diagrama unilineal del sistema colector del PSFV Taira

2.2. Datos de los paneles solares

Los paneles solares del PSFV Taira son de marca Jinko Solar y sus principales características se muestran a continuación, resaltando los coeficientes de corrección:



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REARSIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	578Wp	583Wp	588Wp	593Wp	599Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.36%	22.56%	22.77%	22.97%	23.17%
15%	Maximum Power (Pmax)	633Wp	638Wp	644Wp	650Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.48%	24.71%	24.93%	25.15%	25.37%
25%	Maximum Power (Pmax)	688Wp	694Wp	700Wp	706Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	26.61%	26.86%	27.10%	27.34%	27.58%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25℃ AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20℃ AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM550-570N-72HL4-BDV-F2-EN (IEC 2016)

Gráfico 7. Características técnicas de los paneles solares.

2.3. Datos de los inversores

El parque solar fotovoltaico Taira cuenta con 52 inversores marca Power Electronics modelo HEMK GEN 3 660 V – FS4200K, cuyas características técnicas se muestran en la siguiente figura:

POWER ELECTRONICS

TECHNICAL CHARACTERISTICS **HEMK GEN 3 660V**

REFERENCE		FS4200K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @40°C [1]	4200
	AC Output Power(kVA/kW) @50°C [1]	3900
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3674
	Operating Grid Voltage(VAC) [2]	660V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) [3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC)	934V-1500V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs [2]	Up to 40
	Max. DC continuous current (A) [4]	4590
	Max. DC short circuit current (A) [4]	6940
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.90% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.65% (preliminary)
	Max. Power Consumption (kVA)	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	11.8 x 6.5 x 7.2
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.6 x 2.0 x 2.2
	Weight (lb)	12677
	Weight (kg)	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level [5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult Power Electronics for other configurations.
[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.
[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.
[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

Gráfico 8. Características generales de los inversores.

La curva de capabilidad de los inversores se muestra a continuación:

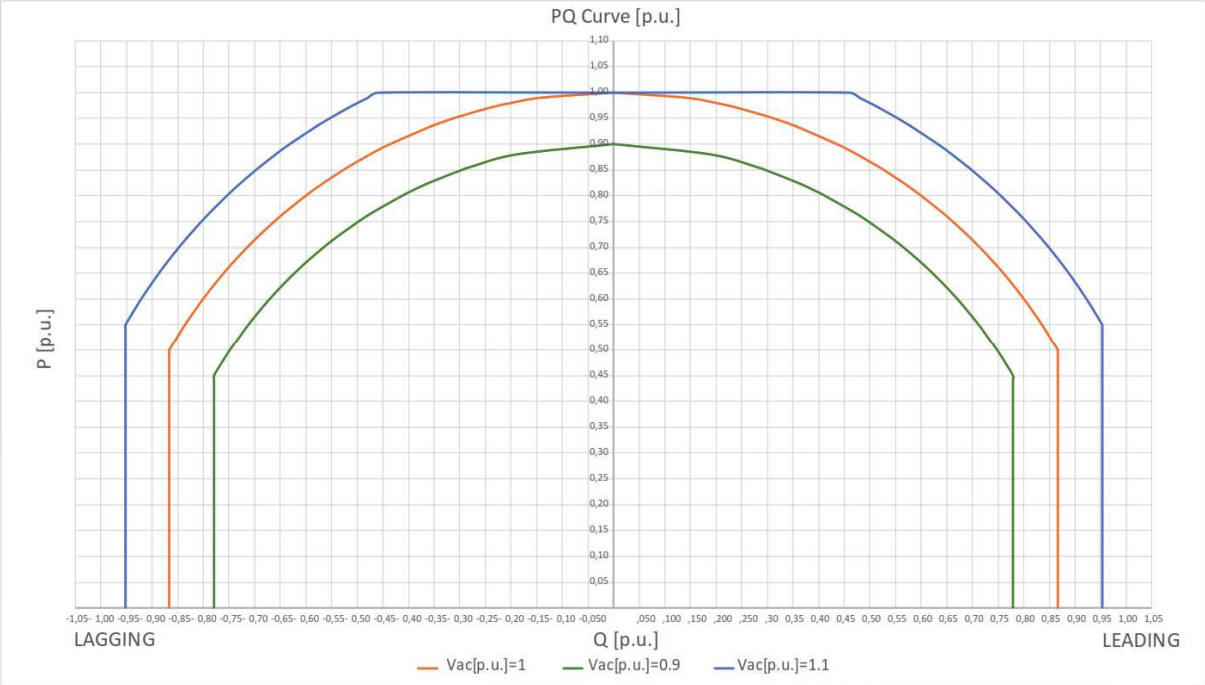


Gráfico 9. Curva de capabilidad de los inversores.

2.4. Datos de los transformadores de bloque

La instalación cuenta con 24 transformadores elevadores de tres arrollamientos, con una potencia de 8,4 MVA, en los cuales se conectan 2 inversores (un inversor en cada arrollamiento secundario del transformador) y 4 transformadores de dos arrollamientos con una potencia de 4,2 MVA. Estos transformadores elevan la tensión e inyectan la potencia generada de los inversores hacia la red colectora de media tensión. Los datos técnicos se detallan a continuación:

Tabla 1. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal lado HV	8,4 MVA
Potencia Nominal lado MV	4,2
Potencia Nominal lado LV	4,2
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado MV	0,66 kV
Tensión nominal lado LV	0,66 kV
Tipo de conexión	Dy11y11
Impedancia de corto circuito (HV-MV)	8%
Impedancia de corto circuito (MV-LV)	8%
Impedancia de corto circuito (LV-HV)	8%

Parámetro	Valor
Perdidas en carga (HV-MV)	27,0 kW
Perdidas en carga (MV-LV)	0 kW
Perdidas en carga (LV-HV)	27,0 kW
Pérdidas de vacío	7,2 kW
Posiciones de Tap	±2x2,5%

Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores de bloque de dos arrollamientos.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal lado HV	4,2 MVA
Potencia Nominal lado MV	4,2
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	34.5 kV
Tensión nominal lado MV	0,66 kV
Tipo de conexión	Dy11
Impedancia de corto circuito	8.5%
Perdidas en carga (HV-MV)	33,5 kW
Pérdidas de vacío	3,55 kW
Posiciones de Tap (sin carga)	±2x2,5%

2.5. Datos del transformador de potencia

Las características más importantes del transformador de potencia se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3. Datos técnicos del transformador de potencia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	90/105/120 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	34,5 kV
Tipo de conexión	Ynd1
Impedancia de corto circuito	12,41% (base 120 MVA)
Perdidas en carga (HV-MV)	333,04 kW
Pérdidas de vacío	65,0 kW
Corriente de vacío	0,056 %
Posiciones de Tap (bajo carga)	±10 x 1,5%

2.6. Datos de los cables del sistema colector

La red colectora cuenta con conductores de 240 mm² y 400mm², todos conformados por ternas unipolares. Las características de distancias y distribución en circuitos colectores

pueden observarse detalladamente en el Gráfico 6. Adicionalmente, en la siguiente tabla se resumen los parámetros característicos de cada sección de cable.

Tabla 4. Datos técnicos de los cables del sistema colector.

Sección [mm²]	X1 [Ω/km]	R1 [Ω/km]	B [μs/km]	X0 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	Corriente nominal [kA]
400	0,1136	0,1109	73,490	0,1997	0,6099	0,470
240	0,1173	0,1259	70,070	0,2096	0,6377	0,367

2.7. Reactor Zig zag

El PSFV Taira, cuenta con dos reactores Zig-Zag con la finalidad de limitar el valor de la corriente ante un cortocircuito a tierra. Las características principales de cada uno se muestran a continuación:

Tabla 5. Datos técnicos del reactor Zig - Zag.

Parámetro	Valor
Tensión nominal	34,5 kV
Impedancia de secuencia cero	104,8 Ω
Corriente nominal (3*I0)	0.5 kA
Resistencia de puesta a tierra	39,8 Ω

2.8. Línea de transmisión

El punto de conexión del PSFV Taira corresponde con la SE Taira en 220 kV. Luego, esta última se conecta a la SE María Elena mediante una línea de AT. Las características de esta línea se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 6. Datos técnicos de la línea de transmisión.

Parámetro	Valor
Circuitos	1
Tensión nominal	220 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Longitud	10,41 km
Corriente nominal (a 25°C)	0,905 kA
Resistencia de secuencia positiva (20°C)	0,072777 Ω/km
Reactancia de secuencia positiva	0,404496 Ω/km
Susceptancia de secuencia positiva	2,848495 μs/km
Resistencia de secuencia cero (a 20°C)	0,431914 Ω/km
Reactancia de secuencia cero	1,291593 Ω/km
Susceptancia de secuencia cero	1,673161 μs/km

3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS

El PSFV Taira presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques fotovoltaicos de similares características, como los mencionados a continuación[1]:

- Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes (Potencia máxima bruta = 152,46 MW).
- Parque Fotovoltaico Almeyda (Potencia máxima bruta = 56,8 MW).
- Parque Fotovoltaico Willka (Potencia máxima bruta = 98,9702)

4. ENSAYOS REALIZADOS

4.1. Descripción de las pruebas

El ensayo se realizó en un lapso en el cual el recurso primario se mantuvo aproximadamente invariable, en las condiciones más cercanas a las nominales posibles, en cumplimiento con el Artículo 39 "Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación" al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. La potencia máxima se obtuvo a partir de registros de operación y mediciones del recurso natural que incide en esta tecnología durante el día 01/12/2024, incluyendo los antecedentes técnicos y los cálculos usados para obtener el valor. Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación. Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según el formato[2] de la siguiente tabla de resultados:

Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Taira	(1)	(2)	(3)	(4)

(1) **Potencia Bruta**: Corresponde a la suma del aporte de potencia activa de todos los inversores del PSFV Taira en el lado de BT.

(2) **SS.AA.**: Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la central (Inversores + SE Taira).

(3) **Perdidas en la central**: Corresponde a la suma de las pérdidas en los transformadores de potencia de la SE Taira 34,5/220 kV y las pérdidas en el sistema colector de la central (transformadores de bloque de los inversores + circuito colector de MT).

(4) **Potencia Neta**: Es la potencia neta inyectada en el punto de conexión la planta, que para el caso del PSFV Taira es la barra de AT de la SE Taira 220 kV.

[1] https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras

[2] Guía Técnica DCO N°01-2024: "Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía"

4.2. Toma de registros de potencia máxima

Para la realización de este ensayo de potencia máxima se emplearon los registros propios de la central. Los registros temporales empleados tienen una resolución de 1 minuto.

Resultados obtenidos

El día 01/12/2024 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia disponible durante el día y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Taira en servicio. En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

Tabla 8. Ensayos de potencia máxima – período evaluado.

Fecha	01/12/2024
Inicio de la prueba [hh:mm:ss]	12:00:00
Finalización de la prueba [hh:mm:ss]	14:00:00

Se presentan los resultados obtenidos para el periodo de duración del ensayo:

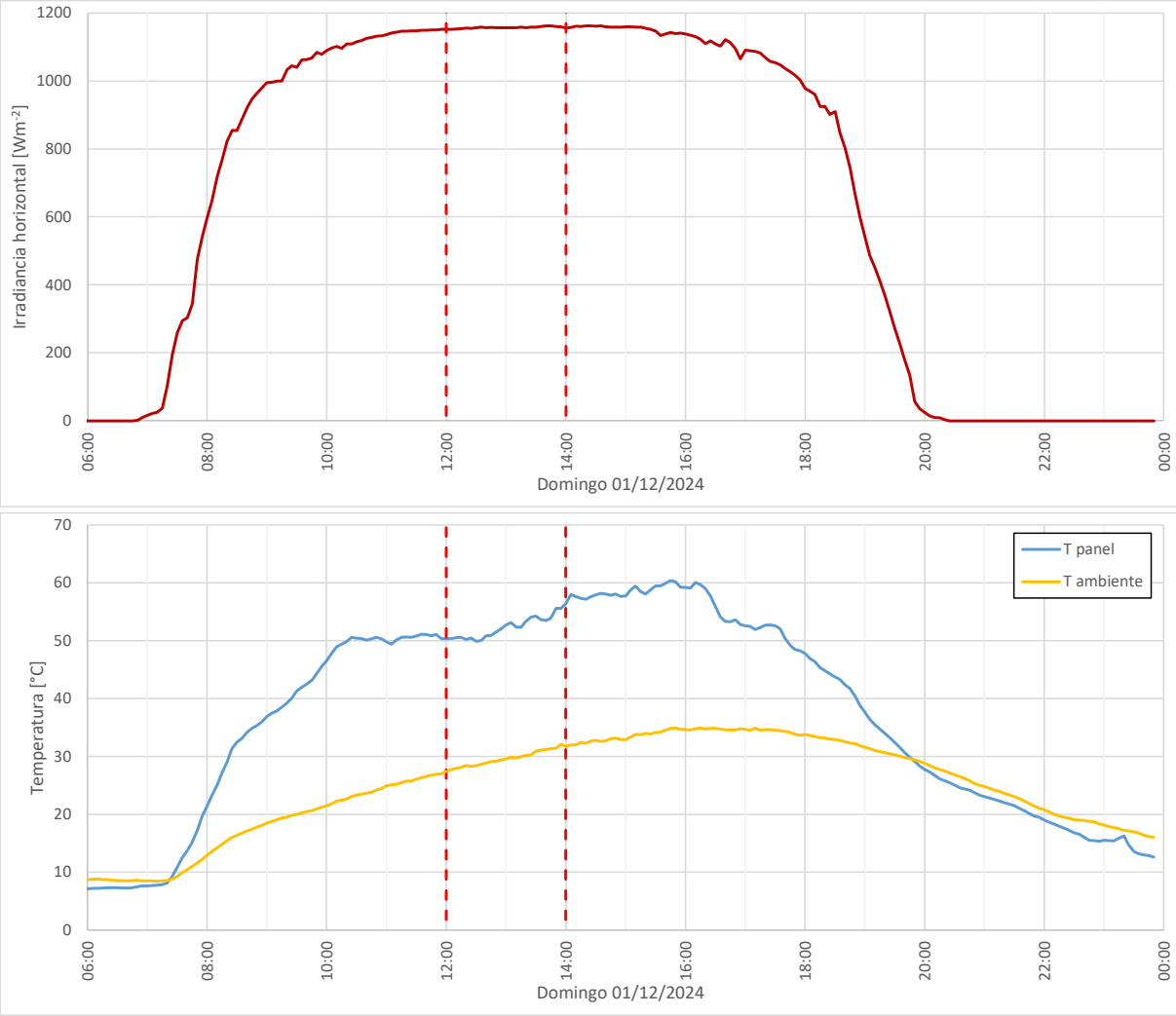


Gráfico 10. Condiciones ambientales durante la prueba

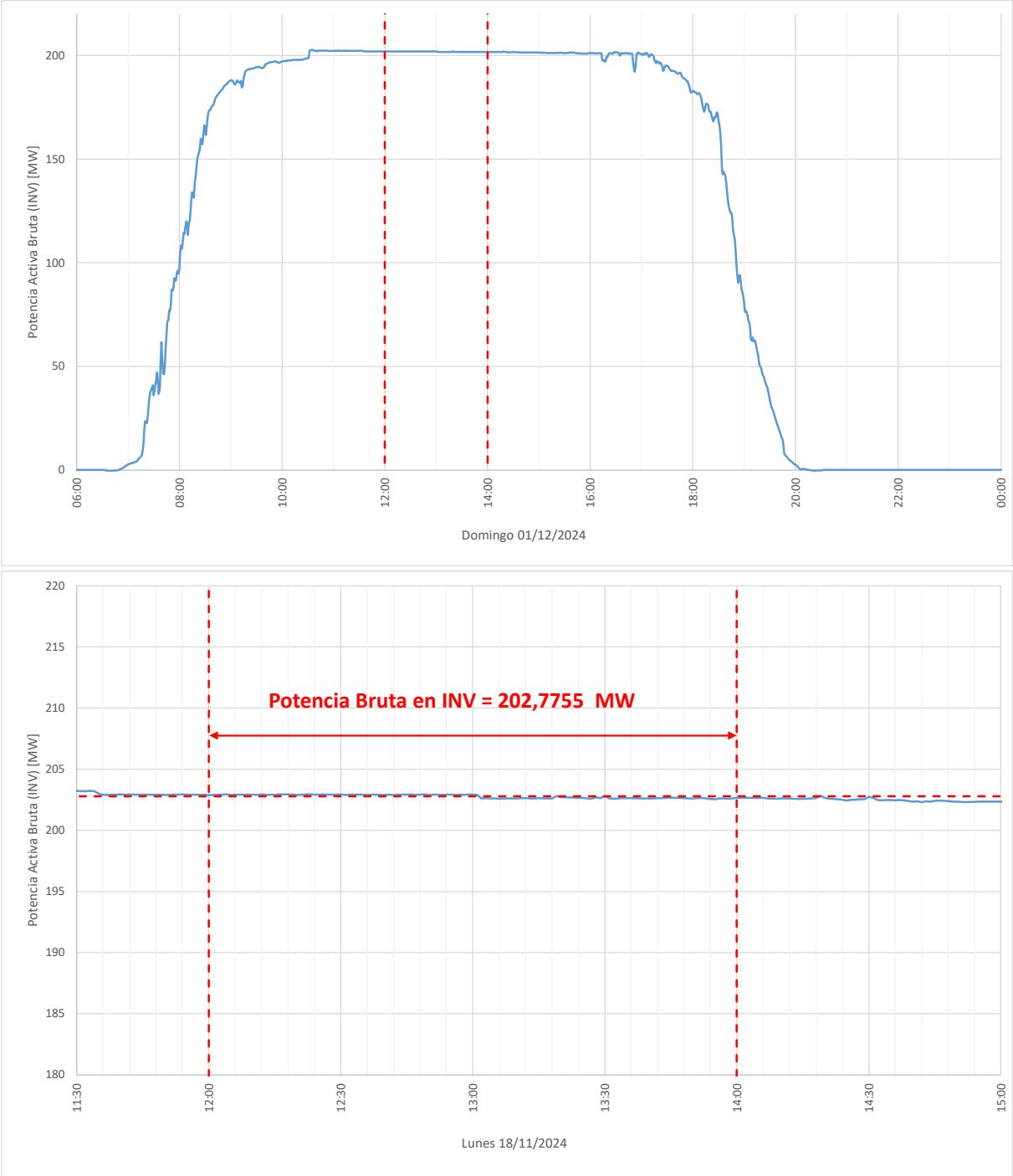


Gráfico 11. Potencia total generada por los inversores

Del Gráfico 11 se obtiene una potencia suma en los inversores de 202,7755 MW:

$$Pinv = 202{,}7755 \text{ MW}$$

Por otro lado, se registró una potencia neta en el punto de conexión de 200,2309 MW (Gráfico 12):

$$Pneta = 200{,}2309 \text{ MW}$$

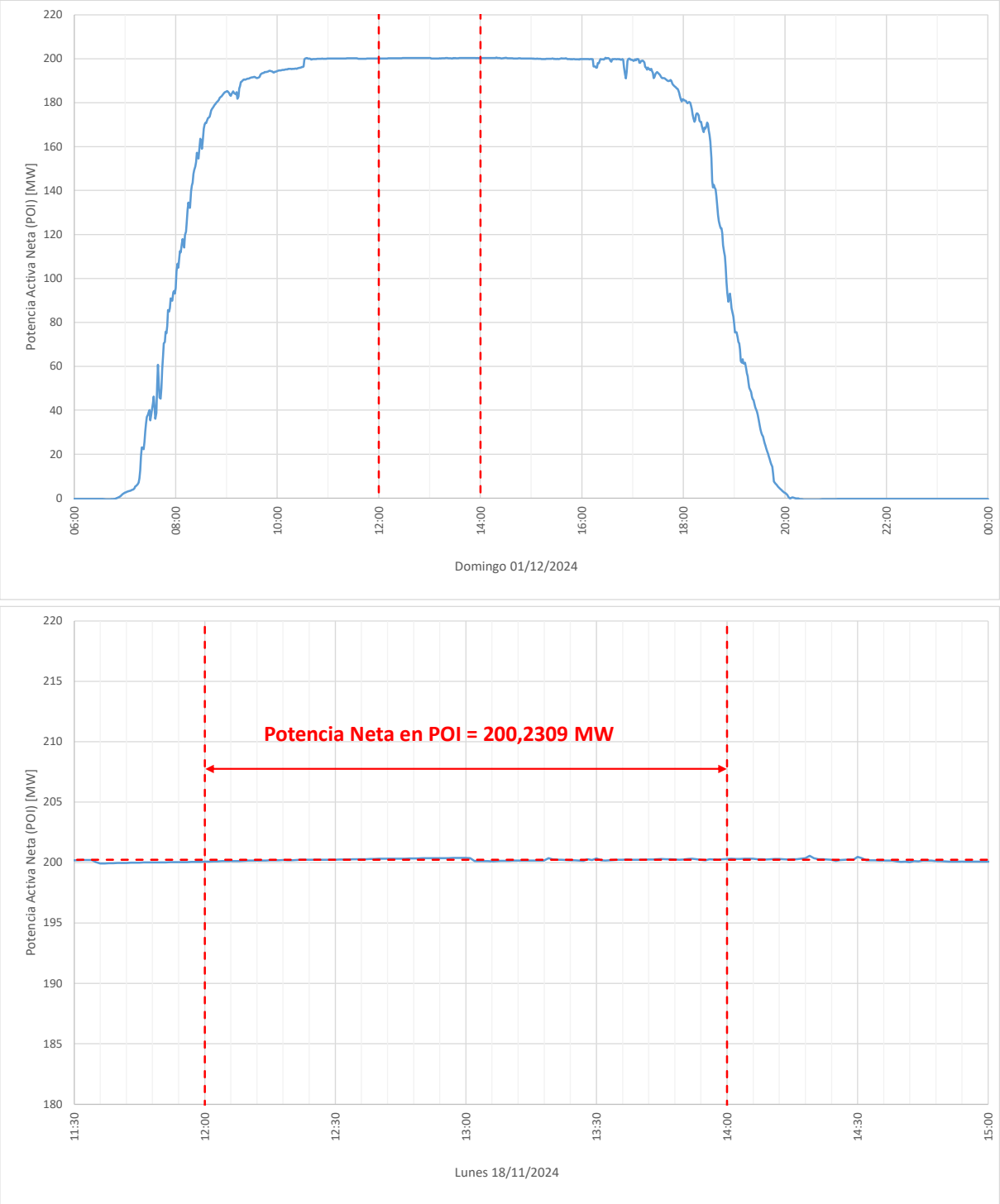


Gráfico 12. Potencia neta en el punto de conexión

4.2.1 Determinación del consumo de servicios auxiliares

En el documento del fabricante denominado "**Tocopilla_Consumption Losses Rev.0_2023.04.24**" (adjunto en la sección Anexo), se muestra la determinación de los servicios auxiliares de los inversores por centro de transformación. En la siguiente tabla se resume el consumo de SSAA de los inversores:

CT	Consumo SSAA [kW]
SUBS 04, 05, 09, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 18, 19, 23, 24, 25y 26	0,29013
SUB 01	0,009929
SUBS 02, 08, 20	0,029313
SUBS 03, 06, 16, 27 y 21	0,096960
SUB 07	0,019454
SUB 14	0,019842
SUB 22	0,019490
Total	**0,485118**

De lo anterior para las pruebas con el parque completo el consumo de SSAA será de:

$$P_{SSAA\ INV} = 0{,}4851\ \mathrm{MW}$$

Para el caso de los servicios auxiliares de la subestación, se registró un consumo máximo durante las horas del día de 27,1 kW:

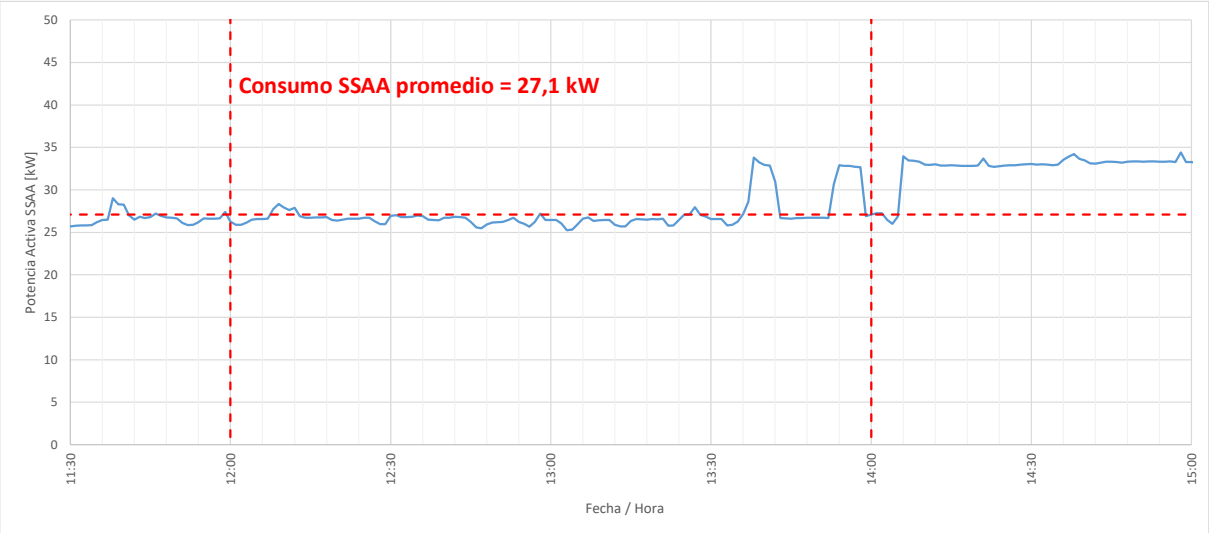


Gráfico 13. Consumo de SSAA esenciales de la SE Taira.

$$P_{SSAA\ SE} = 0{,}0271\ \mathrm{MW}$$

4.2.1 Potencia Bruta

Como puede observarse en el Gráfico 11 la potencia promedio total generada por los inversores fue de 202,7755 MW entre las 12:00 y las 14:00 hs. Este valor esta medido en bornes de BT de los inversores, por lo que ya está descontado el consumo de SSAA de cada inversor. De lo anterior la potencia bruta estará dada por la siguiente expresión:

$$Pbruta = Pinv + P_{SSAA\ INV}$$

$$Pbruta = 202{,}7755\ \text{MW} + 0{,}4851\ \text{MW} = 203{,}2606\ \text{MW}$$

4.2.2 Potencia de los servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación y los servicios auxiliares de la subestación:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA\ SE} + P_{SSAA\ INV}$$

Por lo tanto, la potencia total de los servicios auxiliares queda determinada como:

$$P_{SSAA} = 0{,}0271\ \text{MW} + 0{,}4851\ \text{MW} = 0{,}5122\ \text{MW}$$

4.2.3 Potencia de pérdidas de la central

La potencia de pérdidas de la central se obtiene como la suma de las pérdidas del transformador de potencia de la central y las pérdidas en el sistema colector de media tensión (cables MT + transformadores de bloque de inversores).

Además, debe descontarse el consumo de los SSAA. La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$Pperd\ central = Pbruta - Pneta - P_{SSAA}$$

$$Pperd\ central = 203{,}2606\ \text{MW} - 200{,}2309\ \text{MW} - 0{,}5122\ \text{MW} = 2{,}5175\ \text{MW}$$

$$Pperd\ central = 1{,}5337\ \text{MW}$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal (Ptrafo).
- Pérdidas en la red colectora de MT (Pcolector).

La expresión de pérdidas del transformador de potencia es el siguiente:

$$Ptrafo = Pp_{carga} + Pp_{vacío}$$

Para la determinación de la pérdida en los transformadores de potencia se despachó el modelo desarrollado en PowerFactory de la central con el valor de potencia neta obtenido en el punto de conexión como se muestra en el gráfico siguiente:

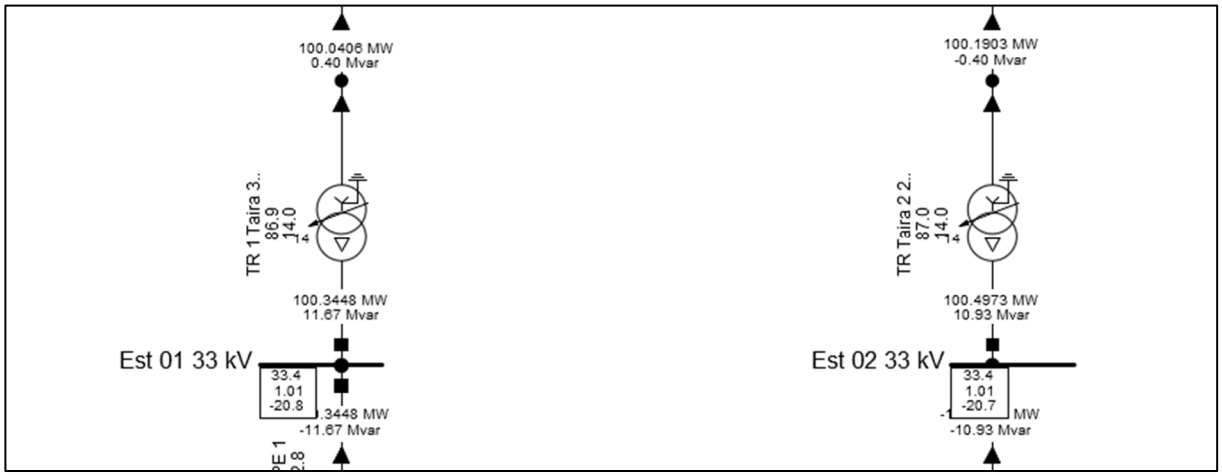


Gráfico 14. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia.

De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$Ptrafo = Pp_{carga} + Pp_{vacío} = 100{,}3448\ \mathrm{MW} + 100{,}4973\ \mathrm{MW} - 100{,}0406\ \mathrm{MW} - 100{,}1903\ \mathrm{MW}$$

$$Ptrafo = 0{,}6112\ \mathrm{MW}$$

Por lo tanto, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$Pcolector = Pperd\ central - Ptrafo$$

$$Pcolector = 2{,}5175\ \ \mathrm{MW} - 0{,}6112\ \mathrm{MW}$$

$$Pcolector = 1{,}9063\ \mathrm{MW}$$

Tabla 9. Resumen de resultados Potencia Máxima Medida

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Taira	203,2606	0,5122	2,5175	200,2309

4.2.4 Correcciones por factores ambientales

Dado que en las horas correspondientes al ensayo la irradiancia promedio fue 1.157 W/m^2 y la temperatura ambiente de 29,63°C (ver Gráfico 10), se realizaron las correcciones a las condiciones ambientales del sitio. De las condiciones propias del sitio (ver CONDICIONES AMBIENTALES DEL SITIO) se tiene para las horas de ensayo:

$$Irrad_{inclinada_sitio} = 1.150\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}$$

$$T_{ambiente_sitio} = 27{,}95°\mathrm{C}$$

De acuerdo con la siguiente expresión, se obtiene la potencia medida de los inversores corregida por irradiancia:

$$P_{corr_irrad} := P_{inv}\,\frac{Irrad_{inclinada_{sitio}}}{Irrad_{prom_{medida}}} = 203{,}2606\ \mathrm{MW}\,\frac{1.150\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}}{1.157\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}} = 202{,}0531\ \mathrm{MW}$$

Para la corrección por temperatura, se tiene una temperatura ambiente promedio para el periodo de ensayo de:

$$T_{ambiente_prom} = 27{,}95°\mathrm{C}$$

Entonces, se calcula la corrección por temperatura mediante la siguiente expresión:

$$T_{panel} = T_{amb} + (NOCT - T_{NOCT})\,\frac{Ir_{medido}}{Ir_{NOCT}}$$

Donde:

T_{amb} : $Temperatura\ ambiente\ promedio\ en\ el\ momento\ del\ ensayo$

T_{panel} : $Temperatura\ del\ panel\ en\ el\ momento\ del\ ensayo$

$NOCT$: $Temperatura\ normal\ de\ operación\ de\ las\ celdas$ (Gráfico 8, $punto$ 2).

T_{NOCT}: $Temperatura\ ambiente\ optima\ de\ operación\ de\ las\ celdas$ (Gráfico 8, $punto$ 3).

La diferencia de temperatura calculada entre la temperatura de los paneles en el periodo de ensayo y la correspondientes con la medida:

$$\Delta T_{sitio} = T_{panel_sitio} - T_{STC} = 27{,}95°\mathrm{C} + (45°\mathrm{C} - 20°\mathrm{C})\frac{1.150{,}0\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}}{800{,}0\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}} - 25°\mathrm{C} = 38{,}8875°\mathrm{C}$$

$$\Delta T_{medido} = T_{panel_medido} - T_{STC} = 29{,}63°\mathrm{C} + (45°\mathrm{C} - 20°\mathrm{C})\frac{1.157{,}0\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}}{800{,}0\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}} - 25°\mathrm{C} = 40{,}7847°\mathrm{C}$$

La potencia corregida por temperatura de operación se calcula con la siguiente expresión

$$P_{corregida} = P_{corr_irrad}\frac{1 + C_{temp}\Delta T_{sitio}}{1 + C_{temp}\Delta T_{medido}}$$

Donde:

C_{temp}: $coeficiente\ de\ temperatura\ dado\ por\ el\ fabricante$ (Gráfico 8, $punto$ 1).

Por lo que resulta una potencia corregida de:

$$P_{corregida} = 202{,}0531\ \mathrm{MW}\ \frac{1 - 0{,}003°\mathrm{C}^{-1}\ 38{,}8875°\mathrm{C}}{1 - 0{,}003°\mathrm{C}^{-1}\ 40{,}7847°\mathrm{C}} = 203{,}3635\ \mathrm{MW}$$

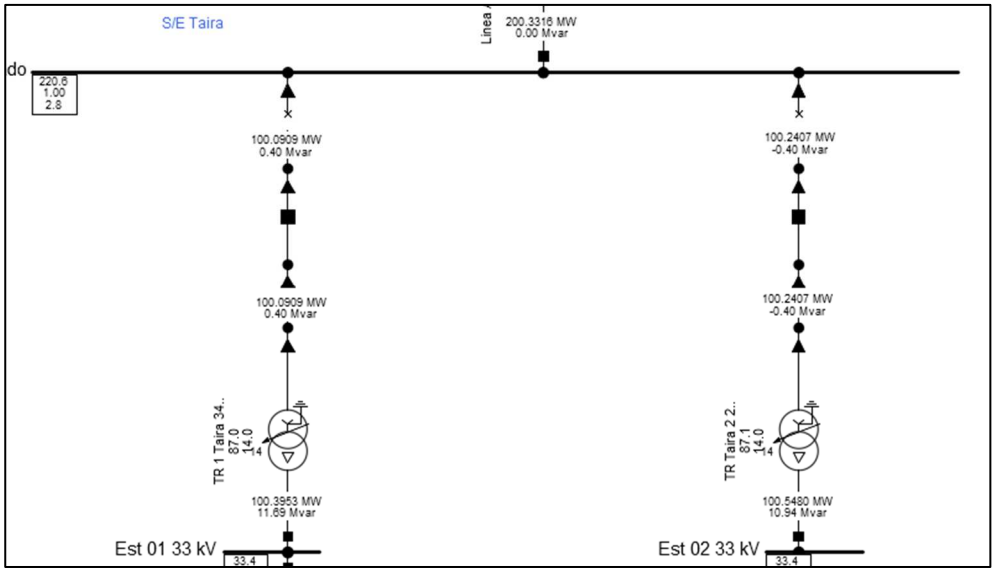
Con este valor se procede a calcular la potencia neta en el punto de interconexión a través de simulaciones de flujo en el software PowerFactory:

$$P_{despacho\ inv} = P_{corregida} - P_{SSAA\ INV} = 203{,}3635\ \mathrm{MW} - 0{,}4851\ \mathrm{MW} = 202{,}8784\ \mathrm{MW}$$

Se obtienen los resultados presentados a continuación:

Tabla 10. Balance de potencias en modelo desarrollado PFV Taira (corregido)

Name	Generators, P MW	Generators, Q Mvar	Loads, P MW	Loads, Q Mvar	Losses, P MW	Losses, Q Mvar
Modelo detallado	202.8784	36.5239	0.0271	0.0203	2.5197	36.5036



De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$Ptrafo = Pp_{carga} + Pp_{vacío} = 100{,}3953\ \text{MW} + 100{,}5480\ \text{MW} - 100{,}0909\ \text{MW} - 100{,}2407\ \text{MW}$$

$$Ptrafo = 0{,}6117\ \text{MW}$$

Por lo tanto, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$Pcolector = Pperd\ central - Ptrafo$$

$$Pcolector = 2{,}5197\ \ \text{MW} - 0{,}6117\ \text{MW}$$

$$Pcolector = 1{,}9080\ \text{MW}$$

Tabla 11. Resumen de resultados Potencia Máxima corregida

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Tamaya	203,3635	0,5122	2,5197	200,3316

5. CONCLUSIONES

Se determinó en base a los registros operacionales y cálculos que el PSFV Taira puede generar una potencia bruta máxima de **203,3635 MW**, entregando en el punto de conexión una potencia neta de **200,3316 MW**.

Considerando lo establecido en la Guía Técnica DCO N°01-2024 "Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía", el valor de potencia bruta limitada por control (PPC), a efectos de verificar que "la potencia máxima bruta no puede ser superior a la capacidad técnica disponible definitiva aprobada por el Coordinador para la central Prefijo Nombre Central", se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12. Parámetros de Potencia Máxima PSFV Taira.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Taira	203,3635	0,5122	2,5197[3]	200,3316

[3] Del total de pérdidas, 1,9080 MW corresponden al sistema colector y 0,6117 MW a los transformadores de potencia.

ANEXOS

1. CONDICIONES AMBIENTALES DEL SITIO

En el Gráfico 15 se muestran la irradiancia y temperatura ambiente máximas promedio para los meses de verano de un año típico, utilizados para determinar la producción de energía de la PSFV Taira en base a las condiciones típicas del sitio. Estos datos fueron obtenidos mediante el software SolarGIS.

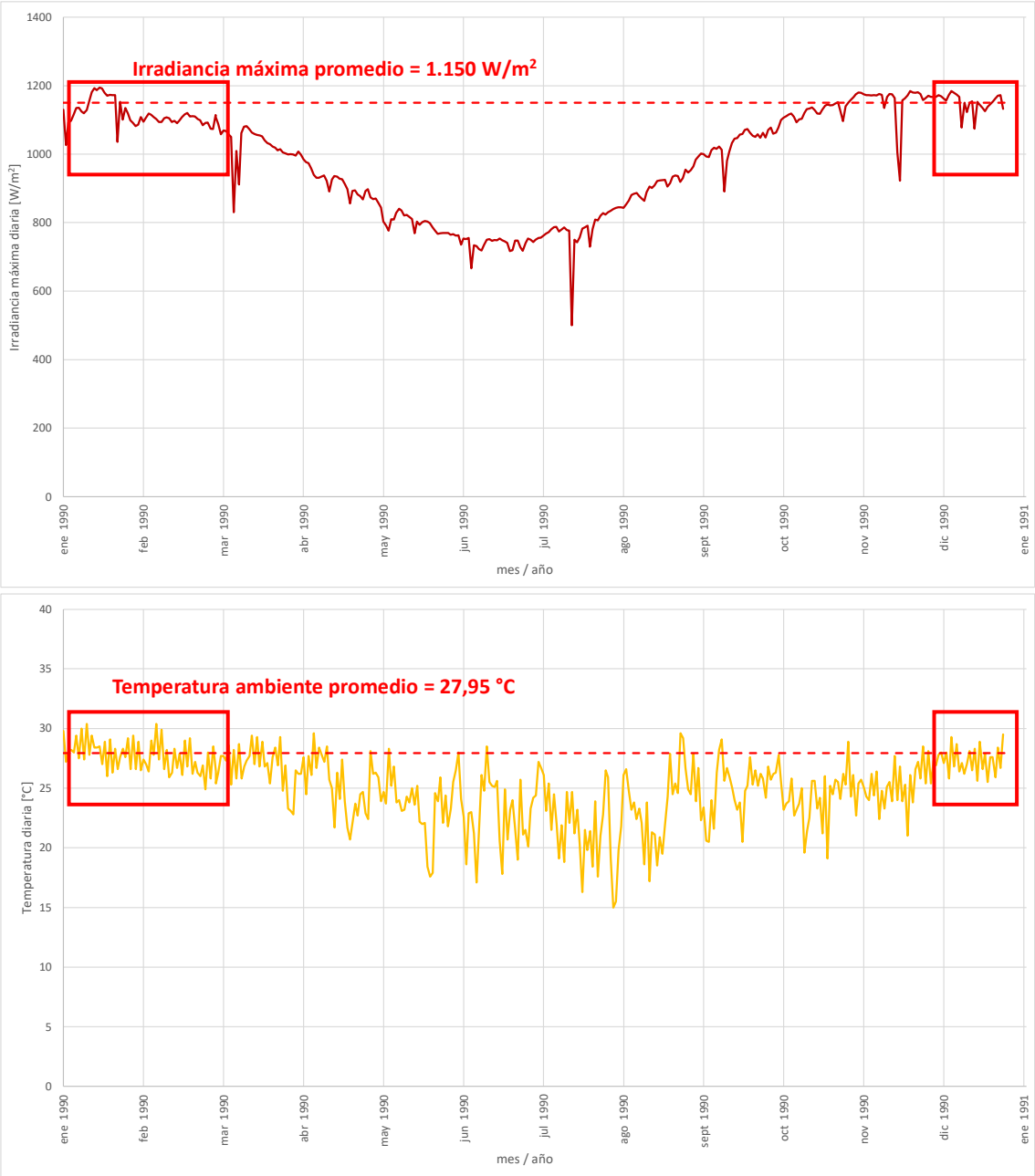
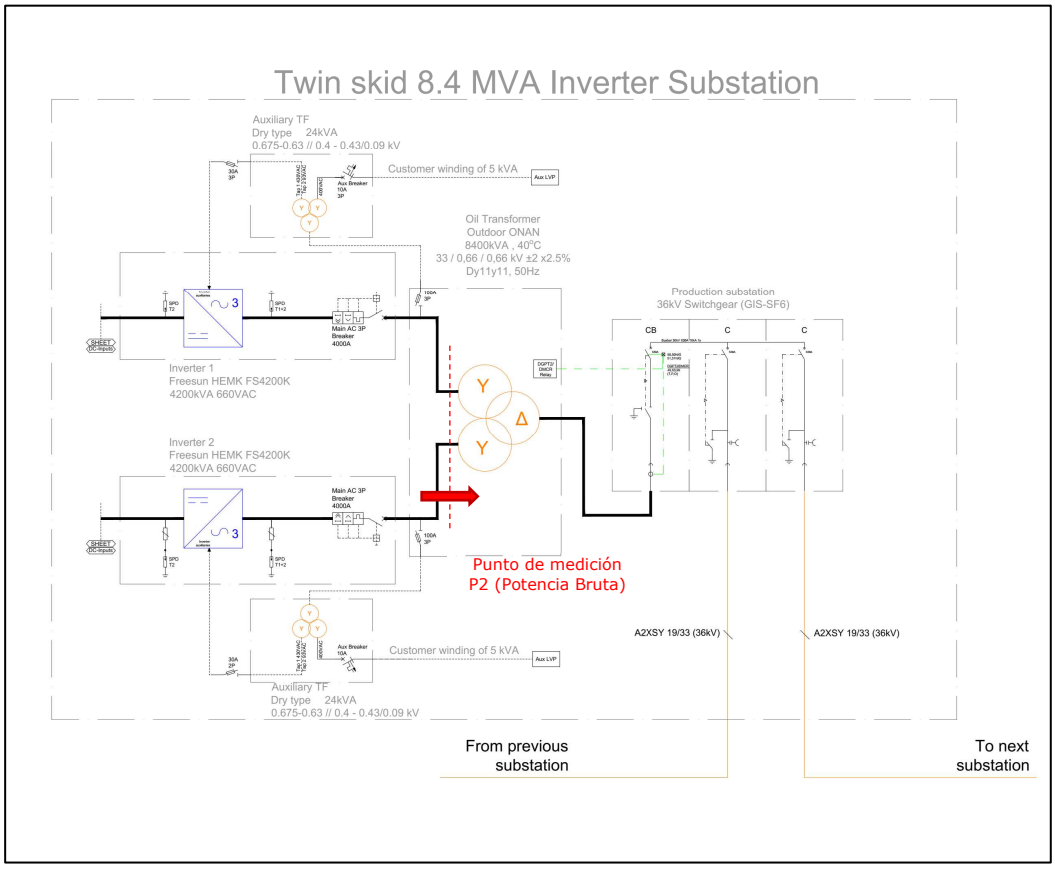


Gráfico 15. Irradiancia y temperatura máximas promedio del sitio (fuente: SolarGIS).

2. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES



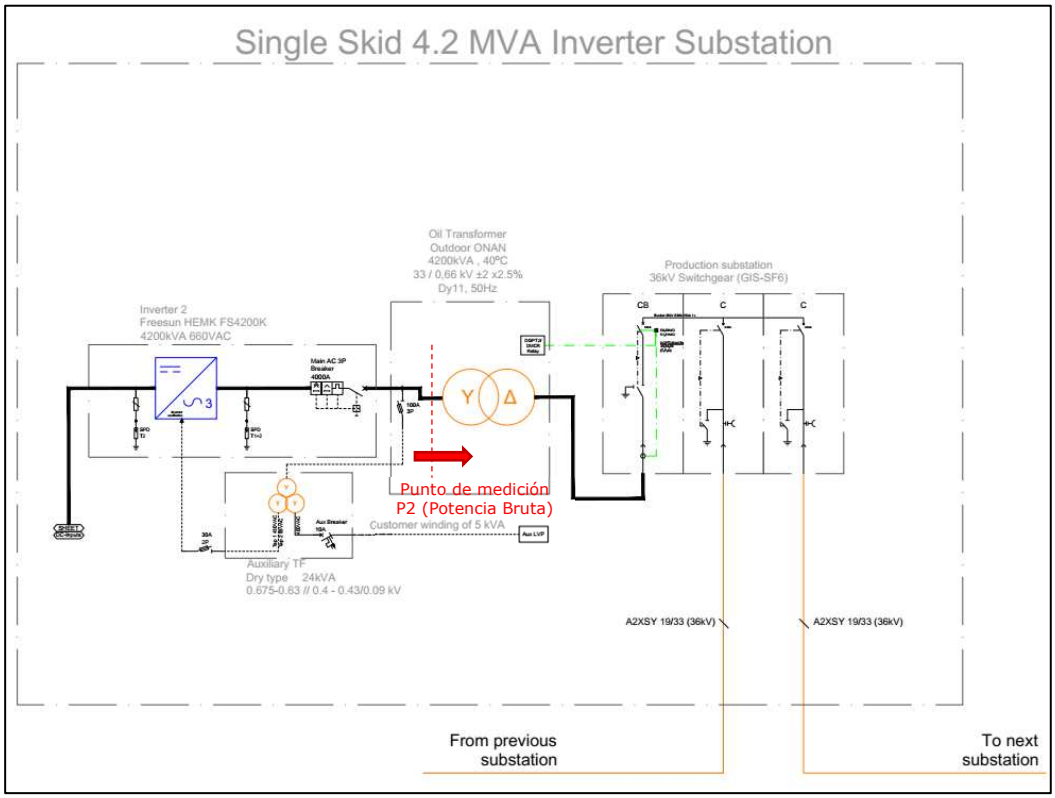
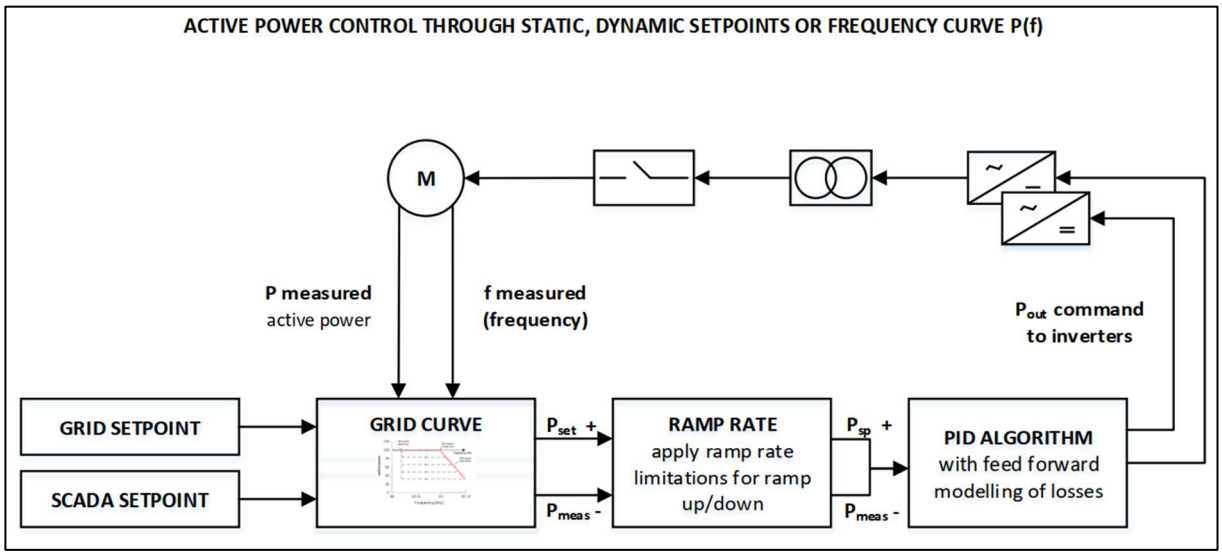
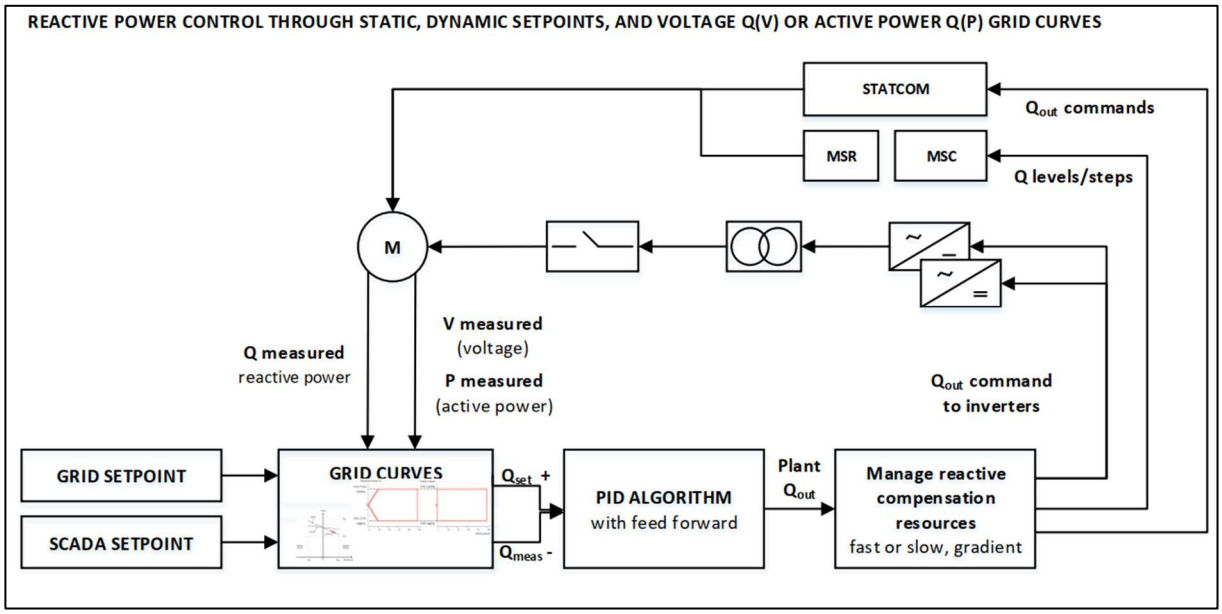
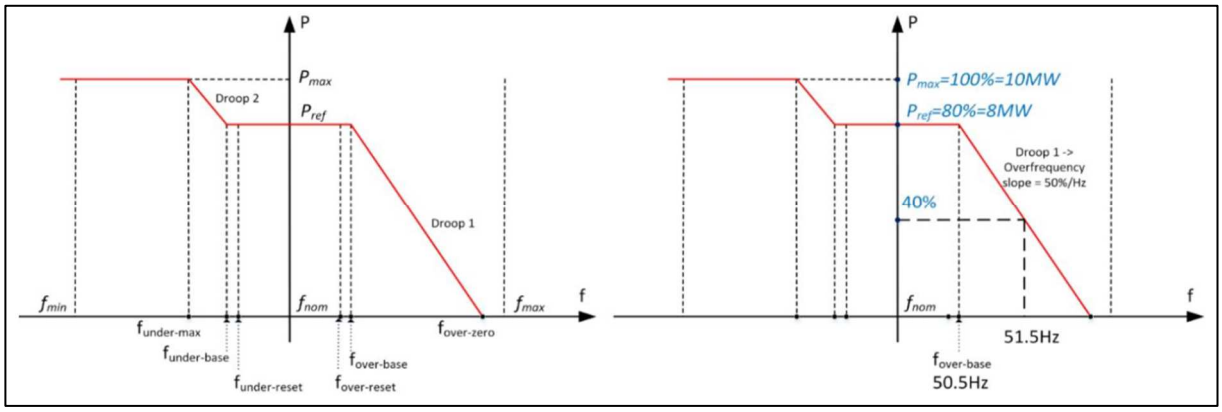


Gráfico 16. Skids de inversores centrales PSFV Taira.

3. DIAGRAMAS DEL CONTROL DE PLANTA







4. SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES

Subs 04,05,09,10,11,12,13,15,17,18,19,23,24,25,26	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Total consumption	19342
Total consumption of all subs	290130

Subs 01	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Single skid consumptions	9521
1x NCUs	50
SCADA Panel	200
CCTV Branch	122
CCTV Branch	36
Total consumption	9929
Total consumption of all subs	9929

Subs 02,08,20	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Single skid consumptions	9521
1x NCUs	50
SCADA Panel	200
Total consumption	9771
Total consumption of all subs	29313

Sub 03,06,16,27,21	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Weather Station	50
Total consumption	19392
Total consumption of all subs	96960

Sub 07	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	112
Total consumption	19454
Total consumption of all subs	19454

Sub 14	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Motor Gate	500
Total consumption	19842
Total consumption of all subs	19842

Sub 22	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	94
CCTV Branch	54
Total consumption	19490
Total consumption of all subs	19490

Total consumption losses for all substations (W)	485.118

PE skid loads		
Loads	Single skid	Twin skid
Inverter	9000	18000
MV Switchgear	138	276
DGPT2	55	110
Power supply	48	96
Lightning	16	32
Active heating	149	298
Fan	115	230
Total	9521	19042

5. DIAGRAMAS UNIFILARES

Ver archivos pdf y dwg adjuntos al informe:

- Taira SLD CHL-TOC-052-20 Rev.4_2024.09.16-As Built.pdf
- Taira SLD CHL-TOC-052-20 AS-BUILT_2024.09.16.dwg