

Empresa
País
Proyecto
Descripción

AES Andes
Chile
Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB
Informe de Potencia Máxima

 | 

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2020-159
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-0730
REVISIÓN E



29 jun. 23



Este documento **EE-EN-2023-0730-RE** fue preparado para AES Andes por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 45 páginas y ha sido guardado por última vez el 29/06/2023 por Nicolás Silva; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	9.6.2023	Para presentar	NS	AC	PR
B	15.6.2023	Corrección por cambio de metodología	CiC	AC	PR
C	19.6.2023	Modificación a solicitud de AES Andes	NS	AC	PR
D	20.6.2023	Correcciones a solicitud de AES Andes	NS	AC	PR
E	29.6.2023	Se elimina leyenda en pie de página	NS	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



ÍNDICE

1	Introducción	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura utilizada	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
	3.1 Unifilar de planta	10
	3.2 Datos de los paneles solares	14
	3.3 Datos de los inversores	16
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	19
	3.5 Datos del transformador de poder.....	20
	3.6 Datos de consumos de SSAA de planta	21
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	22
	4.1 Ensayo de Potencia Máxima.....	23
	4.1.1 Ensayo con paneles fotovoltaicos.....	24
	4.1.2 Ensayo con baterías	26
	4.1.3 Ensayo con paneles y baterías.....	27
	4.2 Correcciones y resultados.....	29
	4.2.1 Potencia Bruta Medida	29
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	31
	4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central	32
	4.2.4 Potencia Neta	35
	4.2.5 Resultados	35
5	Totalidad del parque operativo	36
	5.1 Potencia bruta corregida	36
	5.2 Potencia de Servicios Auxiliares	37
	5.3 Potencia de Pérdidas en la Central.....	37
	5.4 Potencia Neta Corregida.....	40
	5.5 Resultados.....	40
6	CONCLUSIONES	41
7	ANEXOS	43
	7.1 Registro histórico de irradiancia en la zona.....	43
	7.2 Certificado de calibración del medidor de energía.....	44



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

AES Andes es propietario del **Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB** el cual se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna homónima. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 180 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de 560 MWh en baterías (112 MW durante 5 horas). En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 121.9 MVA, distribuida en 46 inversores. En operación durante las horas de sol la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyectará a la red y a la vez cargará las baterías, mientras que, en horas sin recurso primario serán las baterías las que inyecten energía al SEN. Cabe destacar que no se considera el flujo de potencia desde la red AC hacia las baterías para su carga.

El parque está constituido por 23 centros de transformación, cada uno compuesto por un transformador de tres devanados de relación 0.85 kV / 0.85 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 5.4 MVA de potencia aparente nominal y dos inversores marca GPTech modelo MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión nominal. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

La red colectora de media tensión está constituida por 5 alimentadores, en 3 de ellos se conectan 6 centros de transformación, en otro se conectan 5 centros de transformación y en el restante los 3 equipos STATCOM.

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 225/260 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en la S/E Futuro. Luego, una línea aérea 2 x 220 kV de 2,7 km de longitud conecta la S/E Futuro con el paño J09 de la S/E Andes 220 kV.

En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un sistema de control marca GPTech que permite el control de variables eléctricas en su punto de



interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias para el control es llevada a cabo en el lado de 220 kV del transformador principal.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Fernando Montecinos	12 y 13 de mayo 2023

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG 512-pro	± 0.2

Tabla 1.1 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo para todas las mediciones de inversores, POI y 10 minutos en el caso de las variables meteorológicas.

1.3 Nomenclatura utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

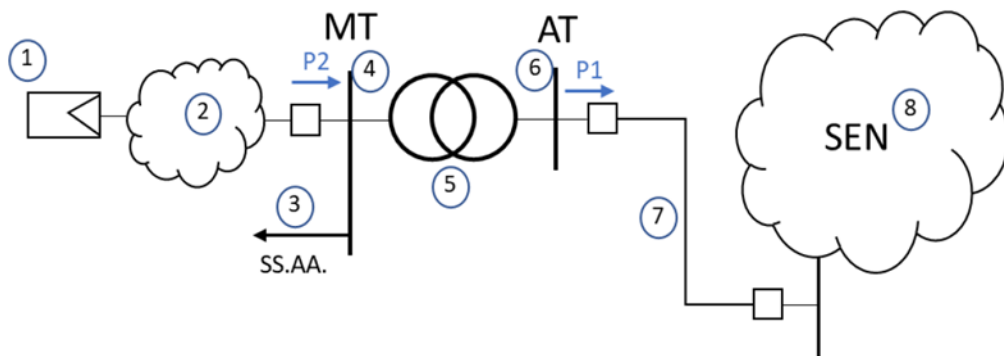


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque solar

- 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.).**
- 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).**

A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número "2" en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido 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.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

AES Andes es propietario del **Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB** el cual se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna homónima. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 180 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de 560 MWh en baterías (112 MW durante 5 horas). En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 121.9 MVA, distribuida en 46 inversores. En operación durante las horas de sol la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyectará a la red y a la vez cargará las baterías, mientras que, en horas sin recurso primario serán las baterías las que inyecten energía al SEN. Cabe destacar que no se considera el flujo de potencia desde la red AC hacia las baterías para su carga.

El parque está constituido por 23 centros de transformación, cada uno compuesto por un transformador de tres devanados de relación 0.85 kV / 0.85 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 5.4 MVA de potencia aparente nominal y dos inversores marca GPTech modelo MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión nominal. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

. La red colectora está compuesta por cinco (5) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los Centros de Transformación dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N°1: Centros de Transformación CU-01, CU-02, CU-3, CU-04 y CU-05.
- Circuito N°2: Centros de Transformación CU-06, CU-07, CU-08, CU-09, CU-10 y CU-11.
- Circuito N°3: Centros de Transformación CU-14, CU-15, CU-16, CU-17, CU-18 y CU-19.
- Circuito N°4: Centros de Transformación CU-13, CU-12, CU-20, CU-21, CU-22 y CU-23.
- Circuito N°5: Equipos STATCOM CR-03, CR-02 y CR-01.

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 225/260 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en la S/E Futuro. Luego, una línea aérea 2 x 220 kV de 2,7 km de longitud conecta la S/E Futuro con el paño J09 de la S/E Andes 220 kV.



En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un sistema de control marca GPTech que permite el control de variables eléctricas en su punto de interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias para el control es llevada a cabo en el lado de 220 kV del transformador principal.



3.1 Unifilar de planta

A continuación, se presenta en la Figura 3.1 el diagrama unifilar de la S/E Futuro. El recuadro azul muestra el transformador principal del parque.

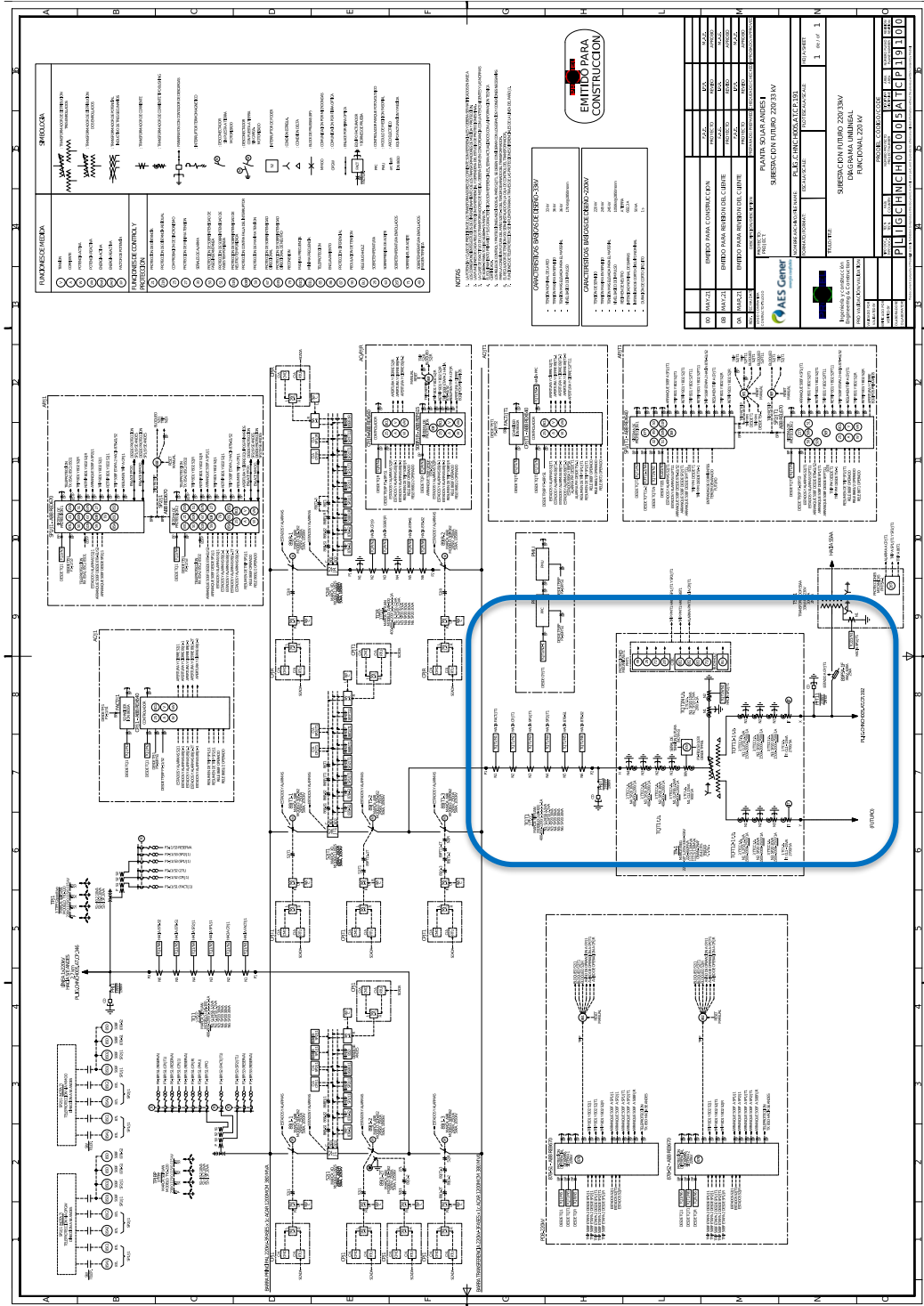


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de S/E Futuro



En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB, se observa la acometida de los 5 alimentadores del parque.

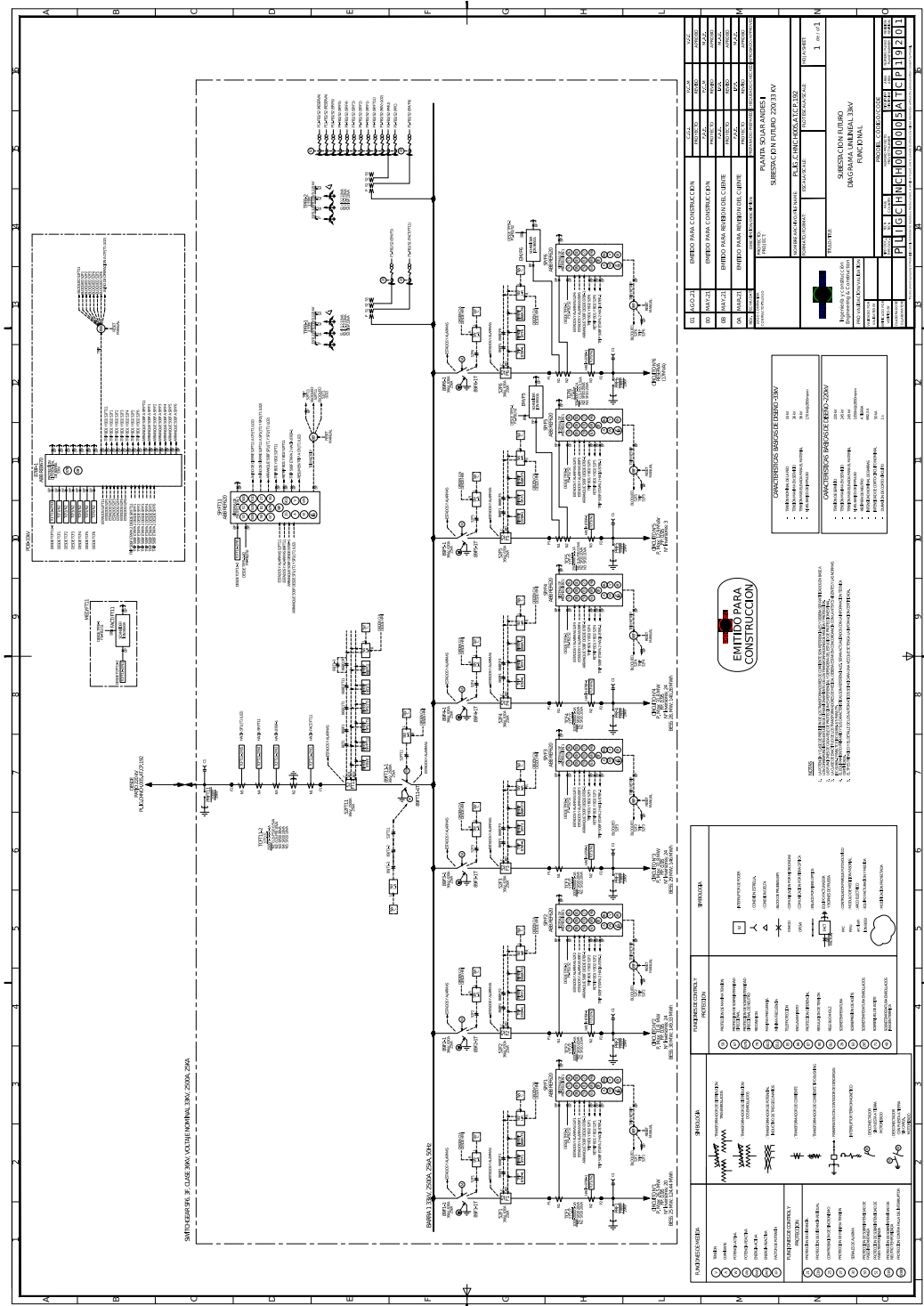


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 33 kV Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB

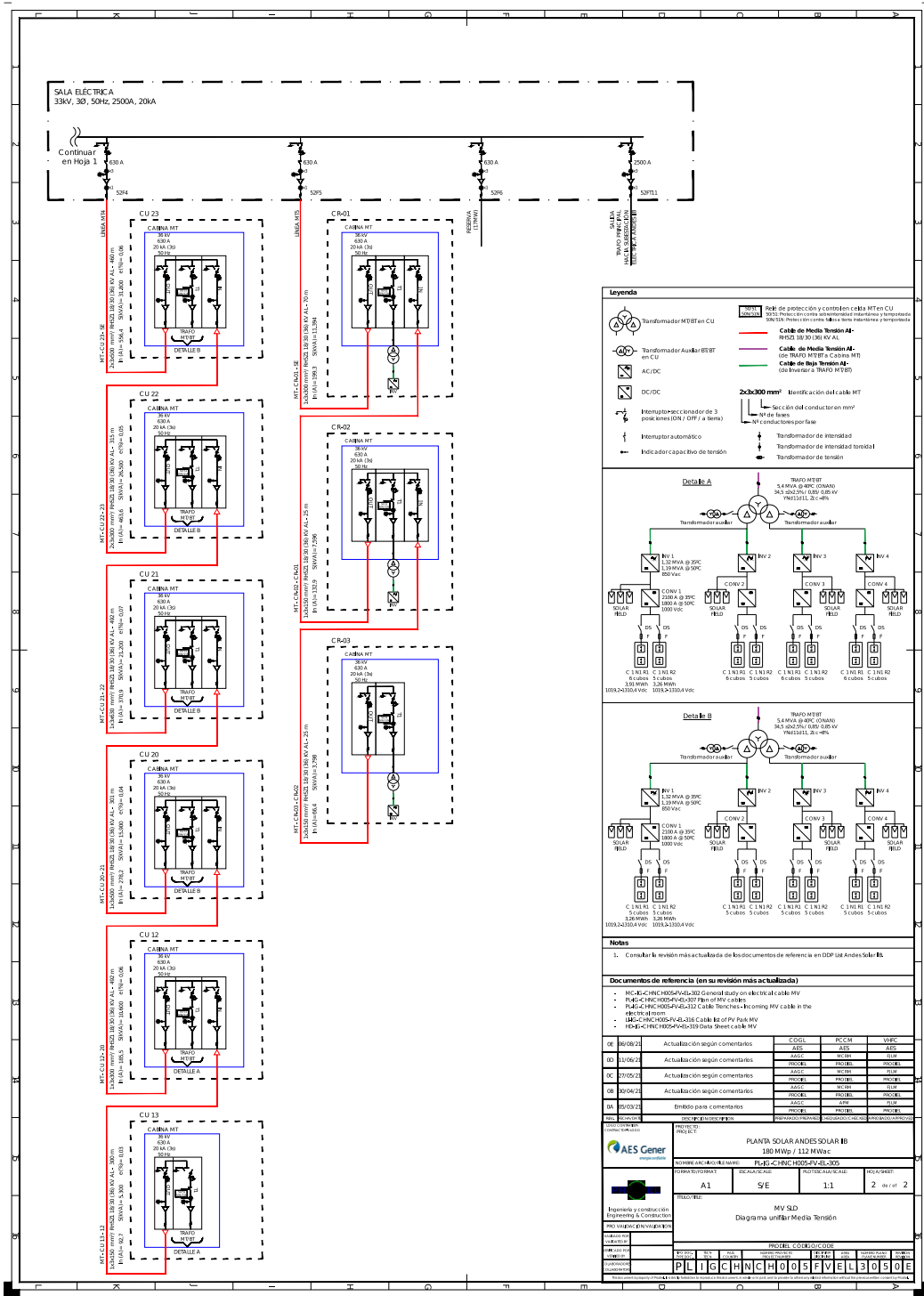


Figura 3.4 – Diagrama unilínea circuito colector 4 y 5



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB son marca AstroTwins, modelos CHSM72M(DG)/F-BH bifacial de 530Wp y 535Wp. Sus principales características se presentan en la Figura 3.5.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS										
Power rating (front)	520 Wp		525 Wp		530 Wp		535 Wp		540 Wp	
Testing Condition	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC rated output (P_{mpp}/Wp)*	520	364	525	368	530	371	535	375	540	378
Rated voltage (V_{mpp}/V) at STC	41.26	41.31	41.43	41.48	41.60	41.65	41.76	41.81	41.93	41.98
Rated current (I_{mpp}/A) at STC	12.60	8.82	12.67	8.87	12.74	8.92	12.81	8.97	12.88	9.01
Open circuit voltage (V_{oc}/V) at STC	49.10	49.05	49.30	49.25	49.50	49.45	49.70	49.65	49.90	49.85
Short circuit current (I_{sc}/A) at STC	13.32	9.22	13.40	9.27	13.48	9.33	13.57	9.39	13.66	9.45
Module efficiency	20.3%	14.2%	20.5%	14.4%	20.7%	14.5%	20.9%	14.7%	21.1%	14.8%
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.350%/°C									
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.045%/°C									
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.270%/°C									
Nominal module operating temperature (NMOT)	45±2°C									
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}									
Number of diodes	3									
Junction box IP rating	IP 68									
Maximum series fuse rating	30 A									

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

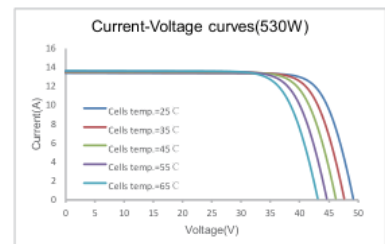
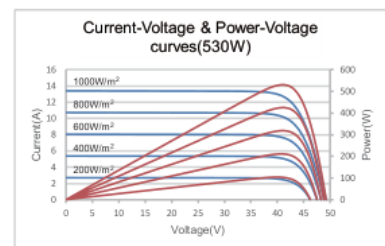
ELECTRICAL SPECIFICATIONS (Integrated power)					
P_{mpp} gain	P_{mpp}	V_{mpp}	I_{mpp}	V_{oc}	I_{sc}
5%	557 Wp	41.60 V	13.38 A	49.50 V	14.16 A
10%	583 Wp	41.60 V	14.02 A	49.50 V	14.83 A
15%	610 Wp	41.61V	14.65 A	49.51 V	15.50 A
20%	636 Wp	41.61 V	15.29 A	49.51 V	16.18 A
25%	663 Wp	41.61 V	15.92 A	49.52 V	16.85 A

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 530W)

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	2256 x 1133 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 300 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
¹⁾ Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

¹⁾ Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5*Maximum Mechanical Design Load.

CURVE



PACKING SPECIFICATIONS

¹⁾ Weight (module only)	32.3 kg
²⁾ Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1040 kg
Number of modules per 40'HQ container	620 pcs

¹⁾ Tolerance +/- 1.0kg
²⁾ Subject to sales contract

Figura 3.5 – Datos de paneles AstroTwins modelo CHSM72M(DG)/F-BH



Se presenta en la Figura 3.6 el número y distribución de módulos solares en el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB. Se destaca un total de 323.960 paneles distribuidos en 11.570 de 28 paneles cada uno.

Bloque	Tipo de panel	Potencia módulos	Cantidad	Potencia DC [MWp]
1	CHSM72M(DG)/F-BH	530	229152	121.45
2	CHSM72M(DG)/F-BH	535	94808	50.72
		Total	323960	172.17

Figura 3.6 - Distribución de paneles solares



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB está constituido por 46 inversores GPTech MP2M2.3WD3-3L-V850, de 2.65 MVA de capacidad nominal y 850 V de tensión de operación nominal. Los parámetros nominales del generador se presentan en la Figura 3.7 y Figura 3.8.

DC link inputs (PV inputs)	
Voltage range for DC link inputs 1 and 3 [Vdc] ⁽¹⁾	1200-1650
Voltage range @ full power [Vdc] ⁽¹⁾	1200- 1550
Max. input voltage	2000
Rated input current at Vdc_min [A] @35°C	2 x 1600
Rated input current at Vdc_min [A] @50°C	2 x 1600
Max. Short circuit input current ⁽²⁾	2 x 4800
Number of inputs fuse protected	2 x 12
PV fuse size range [A]	200...500
Number of MPPT	2
Switch type	Motorized load break switch. Keylock included
PV fuses DC current monitoring	Optional (Class 1)
Surge protection	Type II (Optional I+II)
PV Isolation monitoring device	Yes (Floating poles)
DCDC inputs (BESS inputs)	
Maximum SoC Voltage range [Vdc]	600-1550
Rated Voltage [Vdc]	1000
Max. input voltage [Vdc]	1600
Rated Input current @ Tamb=35°C [Adc]	2 x 2100 (3x 700)
Rated Input current @ Tamb=50°C [Adc]	2 x 1800 (3x600)
Rated Power @35°C [kWdc]	2 x 2100 kW
Rated Power @50°C [kWdc]	2 x 1800 kW
Rated short-time withstand current [kA]	2 x 34 kA (0.1 s)
Max ripple @rated current	< 10%
Nº of independent BESS circuits	2
Switch type	Motorized load break switch. Keylock included
BESS input fuses	No (Required at the BESS container)
Surge protection	Type II (Optional I+II)
BESS Isolation monitoring device	Yes (Floating poles)
AC output	
Nominal AC voltage [Vac]	850
Max. AC voltage range (3)	90%-110%
Frequency, f [Hz]	50-60
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C up to 1550Vdc (4)	2650
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 1550Vdc (4)	2375
Total Harmonic Distortion (THD)	< 3%
Power factor	Adjustable
AC Cabinet	Integrated
Switch type	AC circuit breaker
Number of handling switches	2. Keylock included
Surge protection	Type II (Optional I+II)
Integrated AC monitoring	Optional (Class 0.5)
Efficiency	
DC/AC: Maximum Peak Efficiency	>98.6%
DC/AC: European Efficiency	>98.4%
DC/AC: CEC Efficiency	> 98.4%
DC/DC: Maximum Peak Efficiency	>99.0%
Self-consumption in standby [W]	< 550
Self-consumption in operation [kW]	< 11
Daily Self consumption 12h (European / CEC) [kW]	< 4,9 / < 5,9

Figura 3.7 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 1 de 2



Ambient conditions	
Operation ambient temperature	-4°F / 140°F (-20°C / 60°C)
Operation ambient temperature (without de-rating)	-4°F / 122°F (-20°C / 50°C)
Storage and transport temperature	-13°F / 149°F (-25 °C / 65°C)
Maximum relative humidity	100%
Maximum relative storage humidity without condensation	80%
Max. altitude above sea level without derating [masl]	1000
Max. altitude above sea level allowed	4000 masl
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x H) [mm]	6860 x 1650 x 2460
Protection degree (Indoor model / Outdoor model)	NEMA 3R, IP54 (Optional IP65)
AC Protections	
Anti-islanding	Yes
Grid voltage variations	Yes
Frequency failures	Yes
Asymmetric currents	Yes
Asymmetric voltage	Yes
Low Voltage Ride Through (LVRT) capability	Yes
Other Protections	
Breaker protections of ancillary systems	Yes
Converter shutting down on overload error	Yes
Overvoltage ancillary systems protections	Yes
Power Control Features	
Anti-islanding protection	Yes
Active power curtailment	Yes
Active power ramp rate constraint	Yes
Reactive power close-loop control	Yes
Power factor close-loop control	Yes
Frequency Ride Through (FRT) capability	Yes
Voltage Ride Through (VRT) capability	Yes
Over frequency active power response	Yes
Reactive power injection for VRT	Yes
Power station soft start/stop	Yes
Error/Alarm Handling	Yes
ESS management (Dynamic Active Power Limits and SOC Recovery)	Yes
STATCOM mode: Reactive injection at night	Optional
STATCOM mode: Reactive power compensator for voltage dip	Optional
Interfaces	
Touchscreen-HMI	Optional
Communication channel	1 Ethernet port: 10 or 100 Mbps (no switched) for external communications (SCADA or PPC)
Communication port connector	RJ45 Female or Fiber (optional)
Communication protocol	Modbus TCP Simple Network Time Protocol (SNTP)
Luminous indicator, start/stop control and emergency stop	Yes
Additional Digital I/O and Analog I/O	Optional
Monitoring external UPS module	Optional
Monitoring external transformer module	Optional
Monitoring external MV switchgear	Optional
Remote access	Optional
Legal standards	
IEC 62109-1, IEC 62109-2	Yes
IEC 61000-3-4	Yes
IEC 61000-3-11	Yes
IEC 61000-3-12	Yes
IEC 61000-6-4	Yes
IEC 61683	Yes (only PV operation mode)
IEC 62116	Yes
IEC 60529	Yes
CE Marking	Yes
NEC Compliance	Yes
IEEE 1547	Yes
UL 1741 – Supplement SA	Yes (Optional)

Figura 3.8 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 2 de 2



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.9.

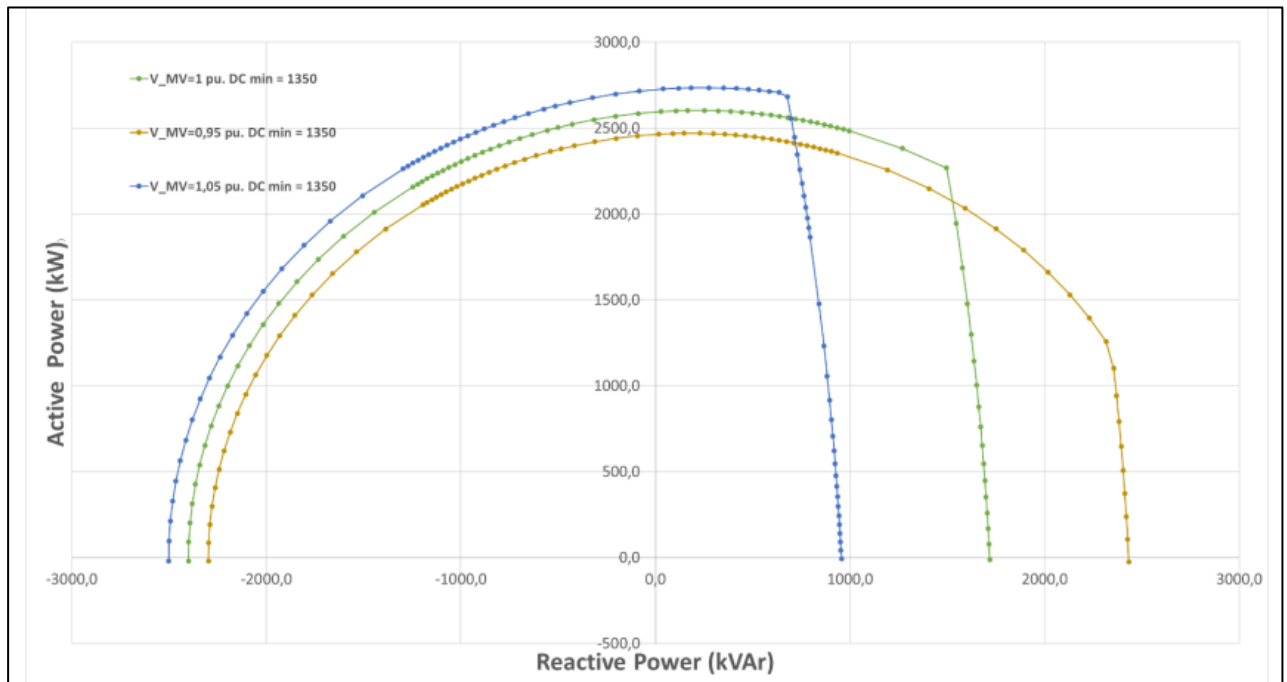


Figura 3.9 – Curva de capacidad del inductor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850

Las FAT del archivo “E001_199330001-2109_051_0001_FAT_general_check_V1_signed.pdf” adjunto al presente documento, permiten determinar el consumo propio de los inversores el cual se establece en **3,75 kW** a plena carga y **0.26 kW** en estado *standby*. Para efectos del presente informe, se considerará el consumo de los 46 inversores de igual valor.

ANCILLARY CONSUMPTION AT FULL POWER (PERDIDAS AUXILIARES DEL INVERSOR A POTENCIA NOMINAL)		
VDC (V input - V inside)	Inverter's auxiliary losses limit (kW)	Inverter's auxiliary power measure (kW) (measurement in control cabinet)
1150Vdc(DCDC input) - 1350 Vdc(DCDC output)	7	3,75

Figura 3.10 – Consumo auxiliar Inversor GPTech a plena carga

STANDBY CONSUMPTION TESTED IN AUXILIARY TRANSFORMER AT PRIMARY SIDE (CONSUMO EN ESPERA MEDIDO EN EL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR)			
Current consumption [A] (Corriente consumida [A])	Apparent power [VA] (Potencia aparente [VA])	Power consumption [W] (Consumo de potencia [W])	Limit Co
0,6 / 0,5 / 0,3	330	260	

Figura 3.11 – Consumo auxiliar Inversor GPTech en standby



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con veintitrés (23) transformadores de bloque de 5.4 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee dos devanados de baja tensión que permite la interconexión de dos inversores en 850 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia en la red de 34.5 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

Los datos de placa de los transformadores se muestran en la Tabla 3.1.

Parámetro	Nominal
Potencia Nominal	5.4 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	34.5 kV
Tensión nominal lado LV	0.85 kV
Grupo de conexión	YNd11d11
Impedancia	6 %
Pérdidas en carga	43.2 kW
Pérdidas en vacío	10.8 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB se interconecta al SEN por medio de uno de los devanados de 33 kV del transformador de poder de 3 devanados de relación 33 kV / 33 kV / (220 kV $\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 225/260 MVA (ONAN/ONAF), de potencia aparente nominal (112.5/130 MVA por devanado). Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.2 listada a continuación:

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia Nominal	112.5/130 MVA	112.5/130 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd1	YNd1
Impedancia	11.94 %	12.00 %
Pérdidas en carga	713 kW	
Pérdidas en vacío	93 kW	
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.25 \%$	

Tabla 3.2 – Datos transformadores de poder



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un transformador trifásico de poder para alimentar sus servicios auxiliares de 300 kVA de potencia aparente nominal. Este transformador cuenta con un devanado de baja de 400 V y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

Se ha registrado el consumo de los servicios auxiliares de la central a través del analizador de red asociado al transformador de los servicios. Se presenta en la Figura 3.12 el consumo de las tres fases, totalizando **11.2 kW** en esta materia.



Figura 3.12 – Medición Consumos SSAA



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI, Potencia Neta registrada a la salida de los transformadores de poder y mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

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.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 220 kV en paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

Los días 12 y 13 de mayo de 2023 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia.

Cada uno de los 46 inversores de 2.65 MW (AMPS) está constituido por dos módulos de potencia (Power Blocks) de iguales características, es decir, 92 módulos de 1.325 MW por módulo. Para la presente entrega de resultados, se ha trabajado con el número de módulos de potencia operando al momento del ensayo.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con 3 opciones de generación en el bus de corriente continua:

1. Generación en base a paneles fotovoltaicos
2. Generación en base a baterías
3. Generación mixta, a través de paneles fotovoltaicos mientras se cargan baterías.

Se destaca que, durante los ensayos, no ha sido posible la operación conjunta de los 92 módulos de potencia con los que cuenta el parque. La Tabla 4.2 resume la disponibilidad de módulos de potencia en cada ensayo realizado.

Ensayo	Módulos disponibles
PV	82
BESS	80
PV + BESS	82

Tabla 4.2 - Resumen módulos operativos durante ensayos

Se presentan a continuación los registros correspondientes para cada tipo de generación mencionado anteriormente.



4.1.1 Ensayo con paneles fotovoltaicos

La Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión, la cantidad de inversores en operación y la potencia neta de salida del transformador principal medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

En la Figura 4.2 se muestran las variables ambientales, tales como irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de panel, registradas durante el período de prueba.

Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

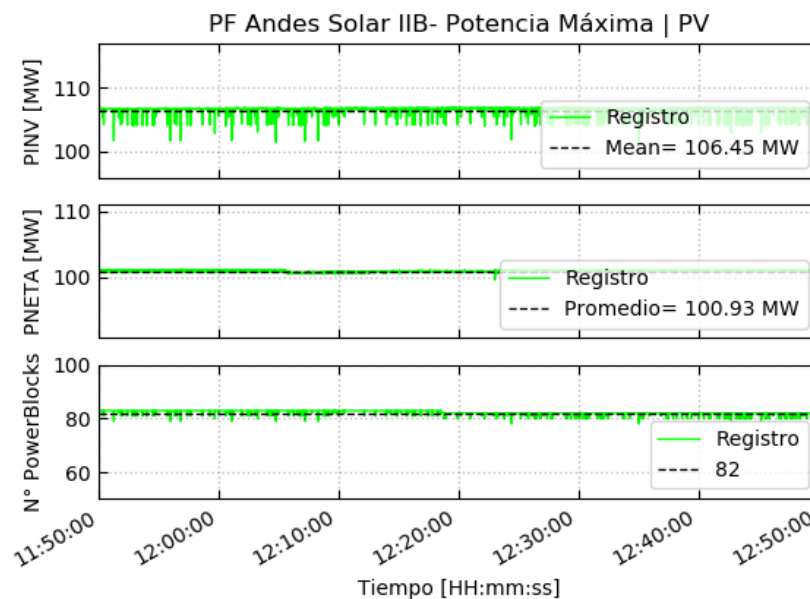


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y paño JT1 Futuro 220 kV

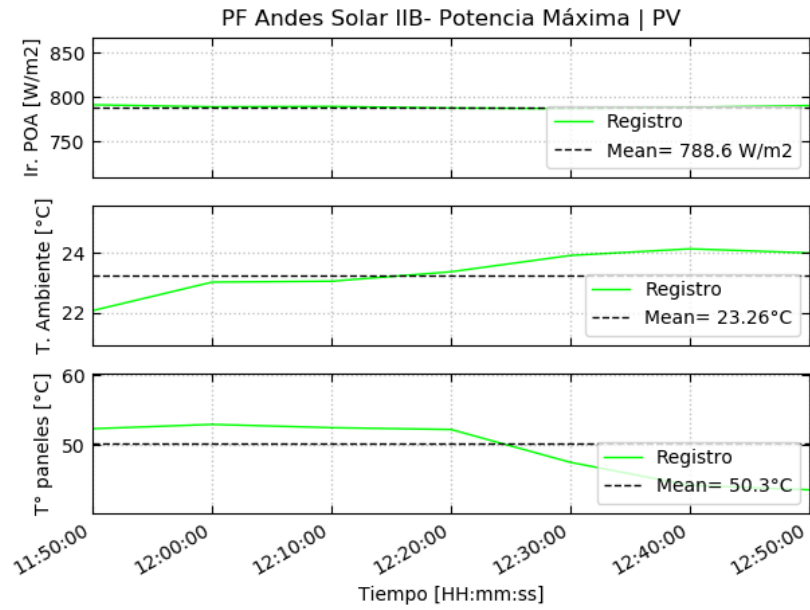


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Variables Ambientales

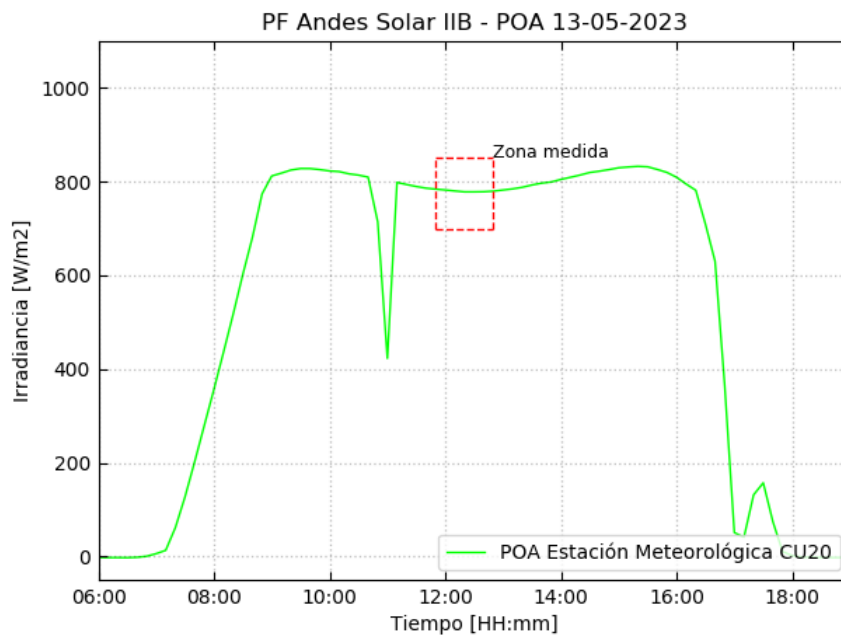


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



4.1.2 Ensayo con baterías

La Figura 4.4 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión, la cantidad de inversores en operación y la potencia neta de salida del transformador principal medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

Se destaca que la prueba ha sido realizada en horario sin irradiancia, a las 19 horas, para comprobar el correcto funcionamiento de las baterías sin actuaciones del conjunto fotovoltaico.

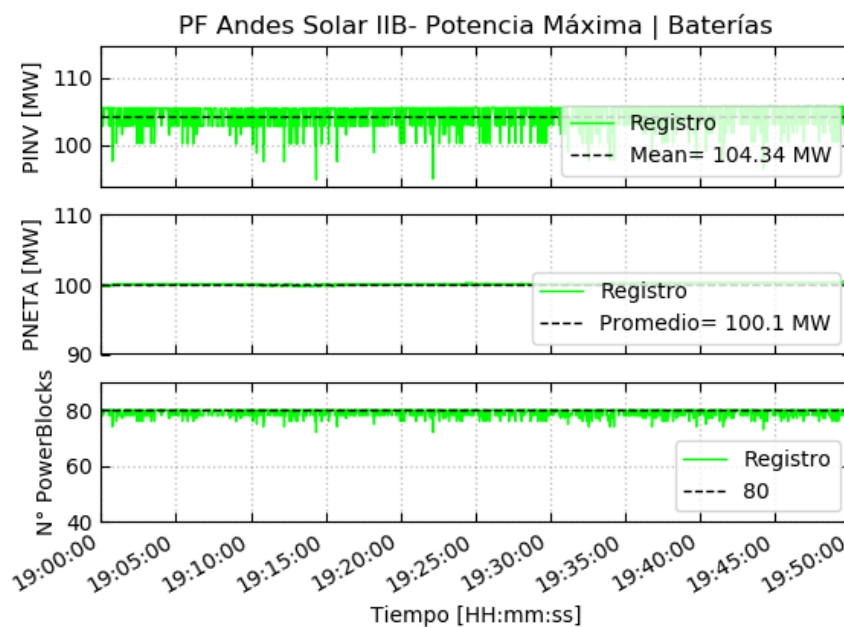


Figura 4.4 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y paño JT1 Futuro 220 kV



4.1.3 Ensayo con paneles y baterías

A continuación, se presenta el ensayo sobre la configuración mixta, tal y como se indica en el escenario 3 del capítulo 4.1, correspondiente a generación fotovoltaica mientras se cargan baterías.

La Figura 4.5 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión, la cantidad de inversores en operación y la potencia neta de salida del transformador principal medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

En la Figura 4.6 se muestran las variables ambientales, tales como irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de panel, registradas durante el período de prueba.

Finalmente, en la Figura 4.7 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

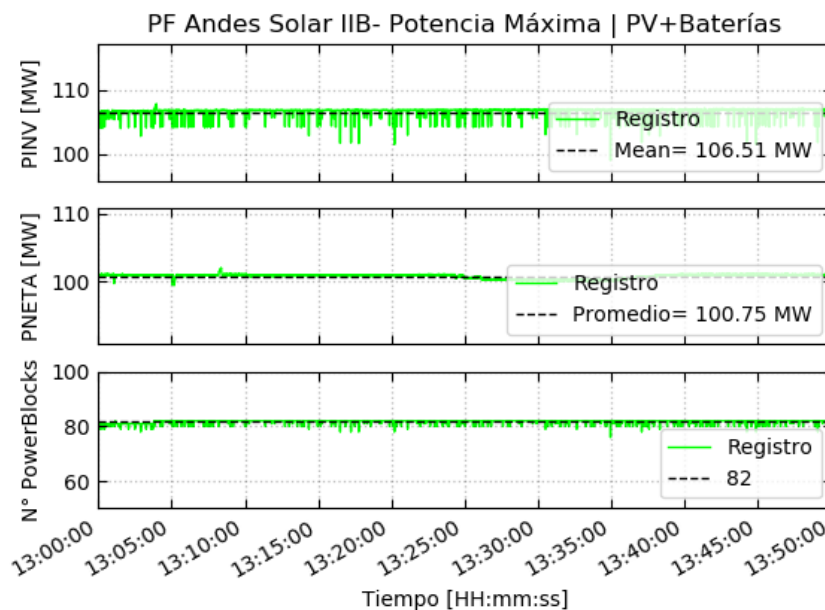


Figura 4.5 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y paño JT1 Futuro 220 kV

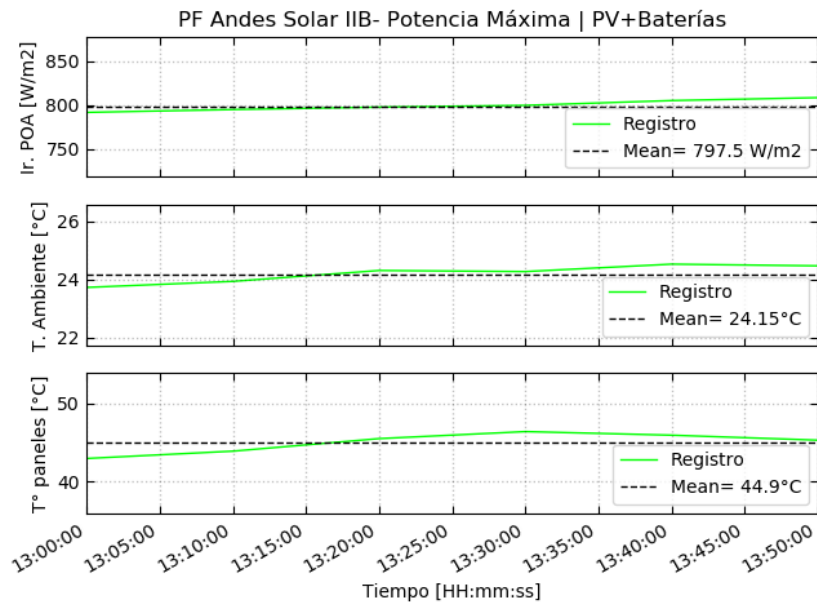


Figura 4.6 – Potencia Máxima – Variables Ambientales

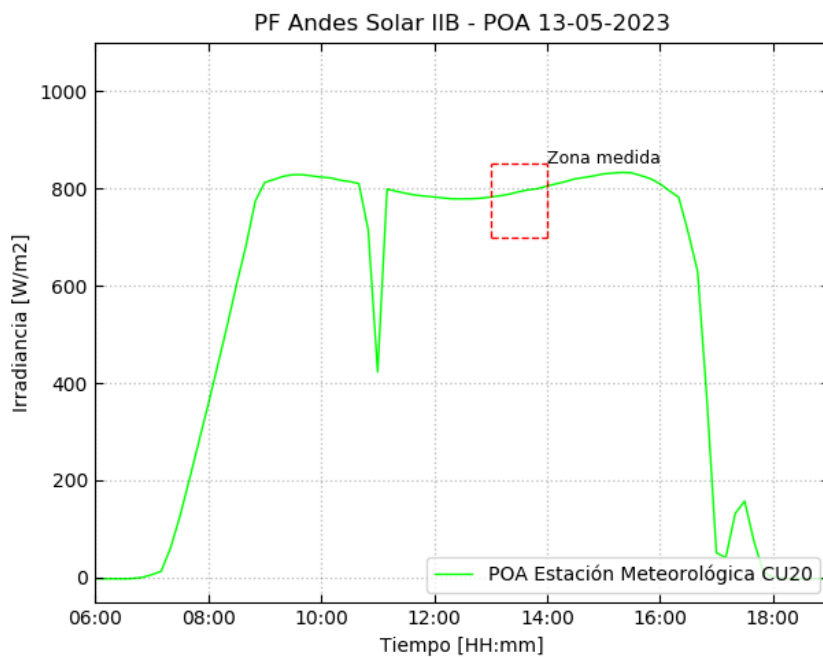


Figura 4.7 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



4.2 Correcciones y resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en las Figura 4.1, Figura 4.2, Figura 4.4, Figura 4.5 y Figura 4.6.

4.2.1 Potencia Bruta Medida

Se presentan a continuación la determinación de la potencia bruta, para cada uno de los tres ensayos realizados, de los inversores que acometen a la red de media tensión.

Potencia Bruta – PV

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el ensayo utilizando únicamente paneles fotovoltaicos, se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,PV} = P_{INV} + N^{\circ}INV \times Cons. Propios$$

$$P_{bruta,med,PV} = 106.45 \text{ MW} + 41 \times 3.75 \text{ kW} = 106.6 \text{ MW}$$

Potencia Bruta – BESS

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el ensayo utilizando únicamente baterías, se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,BESS} = P_{INV} + N^{\circ}INV \times Cons. Propios$$

$$P_{bruta,med,BESS} = 104.34 \text{ MW} + 40 \times 3.75 \text{ kW} = 104.5 \text{ MW}$$

Potencia Bruta – PV+BESS

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el ensayo utilizando paneles fotovoltaicos y baterías, se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,BESS+PV} = P_{INV} + N^{\circ}INV \times Cons. Propios$$



$$P_{bruta,med,BESS+PV} = 106.51 \text{ MW} + 41 \times 3.75 \text{ kW} = 106.67 \text{ MW}$$

Potencia Bruta

A continuación, se presenta en la Tabla 4.3 la **Potencia Bruta Medida** del parque ($P_{bruta,med}$) para los tres ensayos realizados.

Ensayo	Potencia INV [MW]	Potencia bruta [MW]
PV	106.45	106.6
BESS	104.34	104.5
PV + BESS	106.51	106.67

Tabla 4.3 - Resumen potencia bruta medida



4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.10, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.6, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{servicio} \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA,PV} = 41 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 164.95 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,BESS} = 40 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 161.2 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,BESS+PV} = 41 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 164.95 \text{ kW}$$



4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza para cada ensayo realizado.

La determinación de la Potencia de Pérdidas de cada ensayo se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida de cada ensayo (ver Figura 4.1, Figura 4.4, Figura 4.5) y la **Potencia Neta Medida** a la salida del transformador de poder en el paño J1 de S/E Futuro 220 kV ($P_{neta,med}$). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW (barra B3).

Para cada ensayo (i), la expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas medida** ($P_{perd,med}$) se presenta a continuación.

$$P_{perd,med,i} = P_{INV,i} - P_{tr,SSAA(i)} - P_{neta,med,i}$$

$$P_{perd,med,PV} = 106.45 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 100.93 \text{ MW} = 5.51 \text{ MW}$$

$$P_{perd,med,BESS} = 104.34 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 100.1 \text{ MW} = 4.23 \text{ MW}$$

$$P_{perd,med,PV+BESS} = 106.51 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 100.75 \text{ MW} = 5.75 \text{ kW}$$



Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador principal del parque y en los transformadores de bloque, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.

$$P_{perd,med,carga,i} = P_{perd,med,i} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal},i} - N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque},i}$$

$$P_{perd,med,carga,PV} = 5510 \text{ kW} - 93 \text{ kW} - 23 \times 10.8 \text{ kW} = 5168.6 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,carga,BESS} = 4230 \text{ kW} - 93 \text{ kW} - 23 \times 10.8 \text{ kW} = 3888.6 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,carga,BESS+PV} = 5750 \text{ kW} - 93 \text{ kW} - 23 \times 10.8 \text{ kW} = 5408.6 \text{ kW}$$

$$P_{perd,vacio} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,vacio} = 93 \text{ kW} + 23 \times 10.8 \text{ kW} = 341.4 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas de cada grupo** ($P_{perd,i}$) debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd,tr_{ppal},i}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd,redMT,i}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga de los transformadores principales, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de ensayos. Las pérdidas en carga en este escenario ($P_{Perd,carga,tr_{ppal},Bi}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},i} = P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal}} \times \left(\frac{P_{bruta,med,i}}{S_{nom,tr_{ppal},i}} \right)^2$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},PV} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{106.6 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 479.42 \text{ kW}$$



$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},BESS} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{104.5 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 460.72 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},BESS+PV} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{106.67 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 480.05 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal},i} = P_{Perd,carga,tr_{ppal},i} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},PV} = 479.42 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 572.42 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},BESS} = 460.72 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 553.72 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},BESS+PV} = 480.05 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 573.05 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd,redMT,i} = P_{perd,med,i} - P_{Perd,tr_{ppal},i}$$

$$P_{Perd,redMT,PV} = 5510.0 \text{ kW} - 572.42 \text{ kW} = 4937.58 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,BESS} = 4230.0 \text{ kW} - 553.72 \text{ kW} = 3676.28 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,BESS+PV} = 5750.0 \text{ kW} - 573.05 \text{ kW} = 5176.95 \text{ kW}$$



4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Futuro y se ha presentado para cada configuración en las Figura 4.1, Figura 4.4 y Figura 4.5.

$$P_{neta,med,PV} = 100.93 \text{ MW}$$

$$P_{neta,med,BESS} = 100.10 \text{ MW}$$

$$P_{neta,med,BESS+PV} = 100.75 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	106.60	164.95	5510	100.93
	BESS	104.50	161.20	4230	100.10
	BESS+PV	106.67	164.95	5750	100.75

Tabla 4.4 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB



5 Totalidad del parque operativo

Como se ha presentado en la sección 4.1, el ensayo de Potencia Máxima se ha llevado a cabo sin la totalidad de los inversores en servicio. El presente capítulo, tiene por objetivo determinar los valores de Potencia Máxima, según la Tabla 4.1, cuando el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con sus 92 módulos de potencia operativos.

5.1 Potencia bruta corregida

A continuación, se presenta en la Tabla 5.1 la **Potencia Medida** del parque (P_{INV}) para los tres ensayos realizados y el número de módulos de potencia disponibles al momento del ensayo.

Ensayo	Potencia INV [MW]	N° Power Blocks
PV	106.45	82
BESS	104.34	80
PV + BESS	106.51	82

Tabla 5.1 - Resumen potencia bruta medida

Para realizar la corrección pertinente, se considerará que todos los módulos de potencia son iguales y que, por lo tanto, la potencia posee una dependencia lineal con el número de módulos en servicio. Como se ha indicado anteriormente, el parque cuenta con 92 módulos de potencia disponibles de 1.325 MW por módulo. En este sentido, se procede a recalcular la potencia que tendría el parque con sus 92 módulos en servicio mediante la siguiente expresión:

$$P_{INV,corr} = \frac{P_{INV} * 92}{n^{\circ} \text{modulos}_{ens}}$$

A continuación, se presenta en la Tabla 5.2 la **Potencia Medida Corregida** del parque ($P_{INV,corr}$) para los tres ensayos realizados y su potencia corregida en el caso de contar con los 92 módulos de potencia en servicio.

Ensayo	Potencia INV [MW]	Potencia INV,corr [MW]
PV	106.45	119.43
BESS	104.34	119.99
PV + BESS	106.51	119.50

Tabla 5.2 - Resumen potencia bruta corregida



Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para las tres configuraciones de ensayo, se considera el registro de potencia de los inversores ($P_{INV,corr}$) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,corr,i} = P_{INV} + N^{\circ}INV \times Cons. Propios$$

$$P_{bruta,corr,PV} = 119.43 \text{ MW} + 46 \times 3.75 \text{ kW} = 119.6 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,corr,BESS} = 119.99 \text{ MW} + 46 \times 3.75 \text{ kW} = 120.16 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,corr,BESS+PV} = 119.5 \text{ MW} + 46 \times 3.75 \text{ kW} = 119.67 \text{ MW}$$

5.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.10, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.6, se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{servicio} \times Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 46 \times 3.75 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 183.7 \text{ kW}$$

5.3 Potencia de Pérdidas en la Central

Como se ha indicado anteriormente, el valor de pérdidas en vacío de la central se encuentra determinado por la siguiente expresión:

$$P_{perd,vacio} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,vacio} = 93 \text{ kW} + 23 \times 10.8 \text{ kW} = 341.4 \text{ kW}$$



Por su parte, el valor de pérdidas en carga medido ($P_{perd,central,med,carga}$) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central en carga corregida** ($P_{perd,central,carga,corr}$). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

$$P_{perd,central,corr,carga,i} = P_{perd,central,med,carga,i} \times \left(\frac{P_{bruta,corr}}{P_{bruta,med}} \right)^2$$

$$P_{perd,central,corr,carga,PV} = 5168.6 \text{ kW} \times \left(\frac{119.6 \text{ MW}}{106.6 \text{ MW}} \right)^2 = 6506.1 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr,carga,BESS} = 3888.6 \text{ kW} \times \left(\frac{120.16 \text{ MW}}{104.5 \text{ MW}} \right)^2 = 5141.4 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr,carga,BESS+PV} = 5408.6 \text{ kW} \times \left(\frac{119.67 \text{ MW}}{106.67 \text{ MW}} \right)^2 = 6807.2 \text{ kW}$$

Entonces el valor total de **Pérdidas en la central corregida** ($P_{perd,central,corr}$) queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,central,corr,carga} + P_{perd,central,vacio}$$

$$P_{perd,central,corr,PV} = 6506.1 \text{ kW} + 341.4 \text{ kW} = 6847.5 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr,BESS} = 5141.4 \text{ kW} + 341.4 \text{ kW} = 5482.8 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr,BESS+PV} = 6807.2 \text{ kW} + 341.4 \text{ kW} = 7148.6 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas de cada grupo** ($P_{perd,i}$) debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd,tr_{ppal,i}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd,redMT,i}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga de los transformadores principales, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia



nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de ensayos. Las pérdidas en carga en este escenario ($P_{Perd,carga,tr_{ppal},Bi}$) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},i} = P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal}} \times \left(\frac{P_{bruta,corr,i}}{S_{nom,tr_{ppal},i}} \right)^2$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},PV} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{119.6 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 603.48 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},BESS} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{120.16 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 609.15 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},BESS+PV} = 713 \text{ kW} \times \left(\frac{119.67 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 604.19 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal},i} = P_{Perd,carga,tr_{ppal},i} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},PV} = 603.48 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 696.48 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},BESS} = 609.15 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 702.15 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},BESS+PV} = 604.19 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 697.19 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd,redMT,i} = P_{perd,central,corr,i} - P_{Perd,tr_{ppal},i}$$

$$P_{Perd,redMT,PV} = 6847.5 \text{ kW} - 696.48 \text{ kW} = 5791.02 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,BESS} = 5482.8 \text{ kW} - 702.15 \text{ kW} = 4780.65 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,BESS+PV} = 7148.6 \text{ kW} - 697.19 \text{ kW} = 6451.41 \text{ kW}$$



5.4 Potencia Neta Corregida

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

$$P_{neta,corr,i} = P_{bruta,corr,i} - P_{SSAA} - P_{perd,central,corr,i}$$

$$P_{neta,corr,PV} = 119.6 \text{ MW} - 183.7 \text{ kW} - 6847.5 \text{ kW} = 112.57 \text{ MW}$$

$$P_{neta,corr,BESS} = 120.16 \text{ MW} - 183.7 \text{ kW} - 5482.8 \text{ kW} = 114.49 \text{ MW}$$

$$P_{neta,corr,BESS+PV} = 119.67 \text{ MW} - 183.7 \text{ kW} - 7148.6 \text{ kW} = 112.34 \text{ MW}$$

5.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados si se considerara la totalidad de los módulos de potencia (92) en servicio.

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	119.6	183.7	6847.5	112.57
	BESS	120.16	183.7	5482.8	114.49
	BESS+PV	119.67	183.7	7148.6	112.34

Tabla 5.3 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB– 92 Power Blocks operativos



6 CONCLUSIONES

Se demuestra que el parque es capaz de exportar hacia la red de media tensión el máximo permitido por sus inversores disponibles. Se presenta en la Tabla 6.1 el resumen de resultados obtenido para cada configuración. De forma complementaria se presenta en la Tabla 6.2 el desglose de pérdidas del parque entre en el transformador principal y en la red colectora de media tensión para cada una de las configuraciones

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	106.60	164.95	5510	100.93
	BESS	104.50	161.20	4230	100.10
	BESS+PV	106.67	164.95	5750	100.75

Tabla 6.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB

Configuración	Pérdidas en la central [kW]	Pérdidas Tr. Principal [kW]	Pérdidas red colectora [kW]
PV	5510	572.42	4937.58
BESS	4230	553.72	3676.28
BESS+PV	5750	573.05	5176.95

Tabla 6.2 – Desglose de pérdidas – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB

Como se ha indicado anteriormente, los ensayos realizados no consideran la totalidad de los inversores o módulos de potencia en servicio. Por lo tanto, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados si se considerara la totalidad de los módulos de potencia (92) en servicio.

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	119.6	183.7	6847.5	112.57
	BESS	120.16	183.7	5482.8	114.49
	BESS+PV	119.67	183.7	7148.6	112.34

Tabla 6.3 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB – 92 Power Blocks operativos



Configuración	Pérdidas en la central [kW]	Pérdidas Tr. Principal [kW]	Pérdidas red colectora [kW]
PV	6847.5	696.48	5791.02
BESS	5482.8	702.15	4780.65
BESS+PV	7148.6	697.19	6451.41

Tabla 6.4 – Desglose de pérdidas – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB– 92 Power Blocks operativos



7 ANEXOS

7.1 Registro histórico de irradiancia en la zona

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB a partir del registro histórico y declaración de irradiancia calculado para el parque contiguo Andes Solar IIA.

Citando el documento “Declaración Aes Andes Irradiancia -ASII-A- Final firmada.doc” adjunto, se concluye que:

“...durante un periodo mayor a 5 años y teniendo datos promedio cada 15 minutos se demuestra que en cada año calendario la irradiancia máxima de la zona está por encima de los 1200W/m² con un promedio de temperatura de 21.26°C.

*Por lo tanto y por todo lo anterior se concluye que para el proyecto Andes Solar II-A: **a) la irradiancia máxima representativa de la zona del emplazamiento es de 1215,5W/m² y b) con una temperatura ambiente de 21.26°C.***



7.2 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	9/5/2023	
<p>Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.</p> <p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Próxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024

Fecha de evaluación: 9/5/2023
Certificado número: EE-CI-2023-0604

Nombre Inspector: Leiss, Jorge
Firma:





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.