

Empresa: AES Gener

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2019-185

Código de Informe: EE-EN-2021-1423

Revisión: B



16 de septiembre de 2021



Este documento EE-EN-2021-1423-RB fue preparado para AES Gener por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Coordinador Dpto. Ensayos claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Coordinador Dpto. Ensayos andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 33 páginas y ha sido guardado por última vez el 16/09/2021 por Andrés Capalbo, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
А	30/07/2021	Para presentar.	CiC	AC	PR
В	16/09/2021	Correcciones según observaciones de AES Gener	CiC	AC	PR

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





Índice

1	INT	RODUCCION	4
	1.1	Nomenclatura y observaciones generales	5
2	ASF	PECTOS NORMATIVOS	7
3	DES	SCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
	3.1	Unifilar de planta	9
	3.2	Datos de los paneles solares	13
	3.3	Datos de los inversores	14
	3.4	Datos de los transformadores de bloque	16
	3.5	Datos del transformador de poder	17
4	DET	TERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	18
	4.1	Ensayo de Potencia Máxima	19
	4.2	Correcciones y resultados	21
	4.	.2.1 Potencia Bruta	21
	4.	.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares	24
	4.	.2.3 Potencia de Pérdidas en la central	24
	4.	.2.4 Potencia Neta	25
	4.	.2.5 Resultados	25
5	COI	NCLUSIONES	26
6	AN	EXOS	27
	6.1	Definición de las condiciones de sitio	27
	6.2	Potencia del transformador de SSAA	32





1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A en su configuración definitiva de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras", cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A se ubica en la región de Antofagasta, emplazado al sur del salar de Atacama, y cuenta con 21 inversores que totalizan una potencia instalada de 82.173/91.728 MVA (@50°C/35°C).

El parque se vincula al SEN mediante el terciario del Transformador N°3 345/220/23kV a la S/E Andes. El presente informe considera la unificación de las Etapa I y Etapa II del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A.



1.1 Nomenclatura y observaciones generales

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

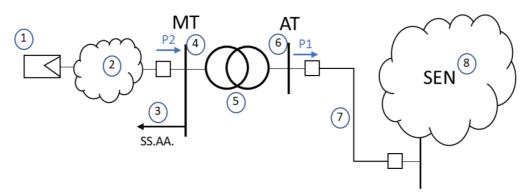


Figura 1.1 - Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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.).
- 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 y documentación técnica asociada, 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

Se accede a la planta a través de un camino de 2.7 km, propiedad de AES Gener, que comienza en el kilómetro 40 km de la ruta B-241, ubicada a 262 km al Este de la ciudad de Antofagasta. En la Figura 3.1 se observa la distribución del parque.



Figura 3.1 – Ubicación del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A





El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 21 inversores GPTECH modelo 3MWD3-V620 de 3.913/4.368 MVA (@50°C/35°C) de potencia nominal y 620 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 82.173/91.728 MVA (@50°C/35°C) de potencia instalada.

La red colectora del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 7 alimentadores en 23 kV, con 3 inversores cada uno. Estos alimentadores se conectan a la barra principal de 23 kV del parque, desde allí una línea de doble circuito permite la vinculación entre el parque y la S/E Andes por medio del enrollado terciario del transformador N°3 de la S/E Andes de capacidad 250/250/85 MVA (ONAN) y relación 23/220 / (345 kV \pm 16 x 1.25%). El valor de potencia neta declarado en este punto es de 80.0 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca AstroTwins modelo CHSM72M(DGT)/F-BH.

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 21 unidades de conversión, cada una de las cuales cuenta con un transformador de bloque (de relación 23/0.62 kV). A la barra de MT de 23 kV llegan 7 líneas, cada línea se obtiene de la unión de 3 unidades de conversión.

En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. En las Figura 3.3 y Figura 3.4 se muestra la distribución de los centros de transformación e inversores en la red interna.





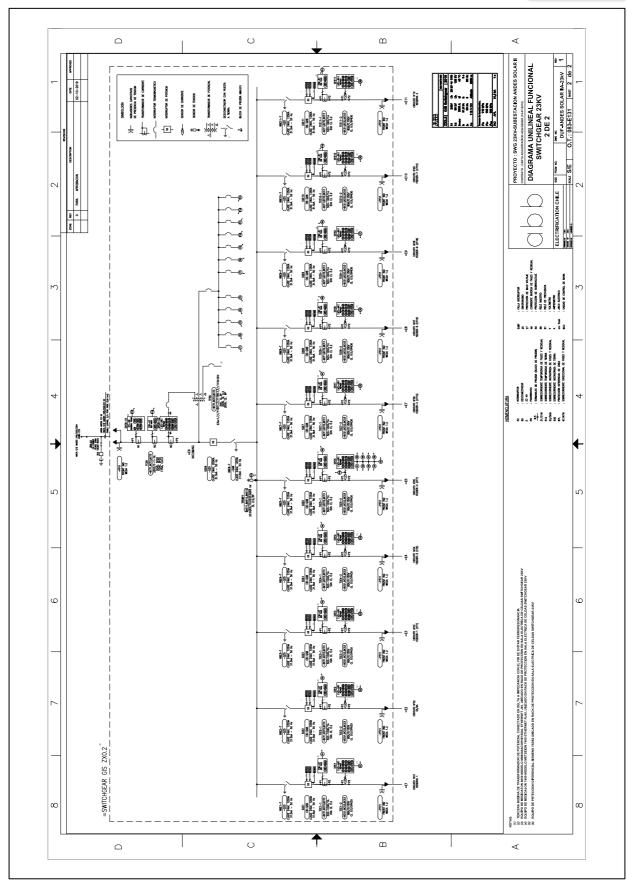


Figura 3.2 - Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A



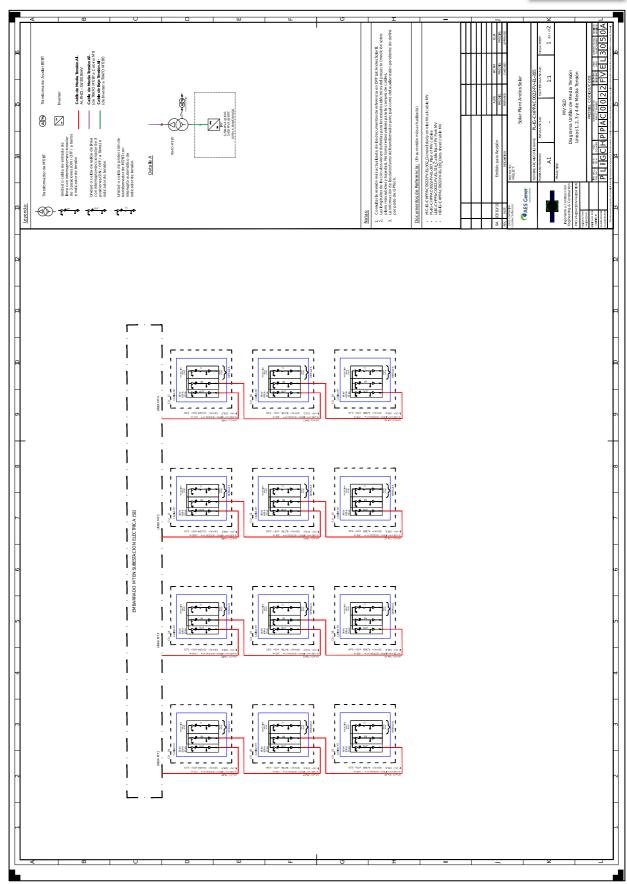


Figura 3.3 - Red Colectora - Circuitos 1 al 4





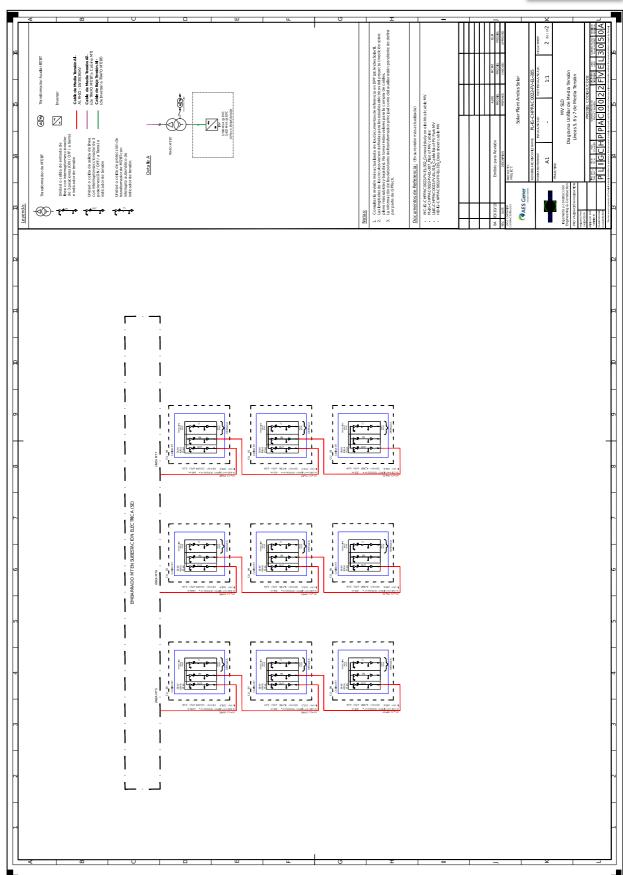


Figura 3.4 - Red Colectora - Circuitos 5 al 7





3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A son de marca AstroTwins modelo CHSM72M(DGT)/F-BH. Sus principales características se presentan en la Figura 3.5.

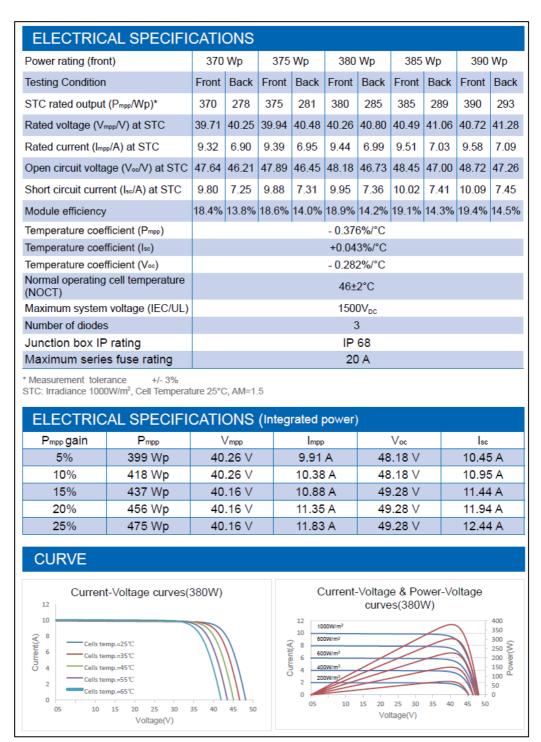


Figura 3.5 - Datos de paneles AstroTwins





3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A cuenta con 21 inversores marca GPTECH, modelo 3MWD3-V620. Los inversores son de 3.913/4.368 MVA (@50°C/35°C) de potencia nominal y 620 V de tensión de operación. Sus principales características se presentan en las Figura 3.6 y Figura 3.7.

	3MWD3-V620	
DC input		
MPP Voltage range (1)	897 – 1500 V	
MPP Voltage range @full power [V] ⁽¹⁾	897 – 1250 V	
Max. DC voltage [V]	1500Vdc	
Rated input current at Vdc_min [A] @35°C	4800	
Rated input current at Vdc_min [A] @50°C	4320	
Max. short circuit input current ⁽²⁾	3x10000A	
Number of MPPT	3	
Grounding kit	Not included	
DC Cabinet		
Switch type	DC load break switch	
Number of DC Inputs	Up to 36	
DC inputs protection ⁽³⁾	Fuses	
DC overvoltage protection	SPD (Type I+II). One per module	
Integrated DC monitoring	Not included (Optional)	
AC output		
Nominal AC voltage	620V	
Max. AC voltage range ⁽⁴⁾	90%-110%	
Frequency, f [Hz]	50-60	
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz	
Rated apparent AC power [kVA] @ $95^{\circ}F/35^{\circ}C$ up to $950Vdc^{(5)}$	4368	
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C @ 1250Vdc ⁽⁵⁾	3798	
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 950Vdc ⁽⁵⁾	.3913	
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C @ 1250Vdc ⁽⁵⁾	3402	
Rated AC power. Pmax [kW] @ 95°F/35°C up to 950Vdc ⁽⁵⁾	4342	
Rated AC power. Pmax [kW] @95°F/35°C up to 1250 Vdc ⁽⁵⁾	3775	
Total Current Demand Distortion (TDD)	<3%	
Power factor	Adjustable	
AC Cabinet		
Max. AC rated voltage	620V	
Switch type	Circuit-breaker	
Max. Short-circuit current (1s)	up to 42kA	
Number of handling switches	3	
AC overvoltage protection	SPD (Type I+II). One per module	

Figura 3.6 – Hoja de datos de inversores (1 de 2)





Efficiency	
Max Peak Efficiency ⁽⁶⁾	>98,6%
European Efficiency ⁽⁶⁾	>98,4%
CEC Efficiency ⁽⁶⁾	>98,5%
Self-consumption in standby ⁽⁷⁾	<550W
Self-consumption in operation	<10kW
Average Daily Self-consumption 12h. (CEC)	5.9 kW
Notes	
(1) At 100% Uac_nom, full power according to Figure 6 and cos φ = 1	
(2) Higher values under request	
(3) Different DC fuse sizes are available. Optionals for BPCS	
(4) Other voltage configurations are possible under request	
(5) At nominal AC voltage	
(6) Self-consumption is not considered in the efficiency. Measurement considering	-
the rated current when the Vdc=1250Vdc and the ambient temperature bellow 35 °C	
(7) The losses in standby and consumption of auxiliaries may vary depending on the model of transformer required by the customer	
Table 1. Electrical characteristics 3MWD	D3-V620
Ambient conditions	
Operation ambient temperature	14°F / 140°F (-10°C / 60°C)
Operation ambient temperature (without de-rating)	14°F / 122°F (-10°C / 50°C)
Storage and transport temperature	-40°F / 149°F (-40°C / 65°C)
Maximum storage relative humidity	≤80% (no condensation)
Maximum relative humidity	100%
Fresh air consumption	16500m ³ /h
Max. altitude above sea level without derating	1000m
Max. altitude above sea level allowed	4000m
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W \times D \times H)	5560/4260/2960* x 1650 x 2460 [mm]
Weight	<7000g
Protection degree	3R, IP54NEMA
(*)Standard AC output length is 350 mm	
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
DC Protections	
Inverter shutting down on overload error	Yes
	Yes
PV-field isolation detector	
PV-field isolation detector DC disconnection capability	Yes

Figura 3.7 – Hoja de datos de inversores (2 de 2)



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.8.

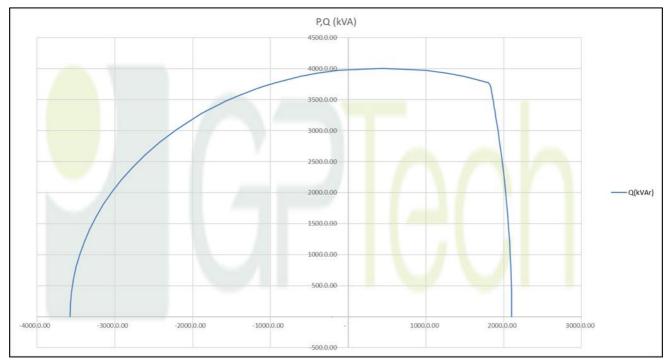


Figura 3.8 - Curva de capacidad del inversor

3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los transformadores de bloque son de potencia nominal de 4.2 MVA y su relación de transformación es de 0.6/23 kV.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1.

Característica	Nominal
Potencia Nominal @40°C	4.2 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.62 kV
Tipo de conexión	YNd11
Impedancia de corto circuito	6 %
Perdidas en el cobre	33.6 kW
Pérdidas de vacío	8.4 kW
Posiciones de TAP	±2 × 2.5%

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

La Tabla 3.2 resume los datos de placa del transformador de salida del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. El mismo posee conmutación automática bajo carga. Cabe mencionar que el enrollado terciario corresponde al punto de interconexión (POI) del parque.

Parámetros	Valor nominal	Unidad
Tensión nominal primario	345	kV
Tensión nominal secundario	220	kV
Tensión nominal terciario	23	kV
Capacidad arrollamiento primario	250	MVA
Capacidad arrollamiento secundario	250	MVA
Capacidad arrollamiento terciario	85	MVA
Cambiador de topes en 345kV	±8 x 1,	25%
Corriente nominal primario	418	Α
Corriente nominal secundario	656	Α
Corriente nominal terciario	2134	Α

Tabla 3.2 – Datos del transformador de salida



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 II-A se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI y mediciones de la irradiancia, temperatura ambiente y de panel, 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-A	(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 II-A.
- (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 terciario del transformador de poder N°3 de la S/E Andes (paño ET3).





4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 14 de septiembre de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia para la época y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A operativo. Si bien el parque presentaba una operación estable, en seguimiento del recurso primario, la nubosidad variable del día de la medición demandó seleccionar con precisión el período temporal a promediar. Este período abarca desde las 15:15 a las 15:45hs y ha sido resaltado con una línea de trazos negra en las Figura 4.1 y Figura 4.2.

Se presentan a continuación los registros correspondientes.

En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida en el terciario del transformador de poder y el número de inversores en servicio, donde se observa que los 21 equipos se encuentran en servicio.

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.

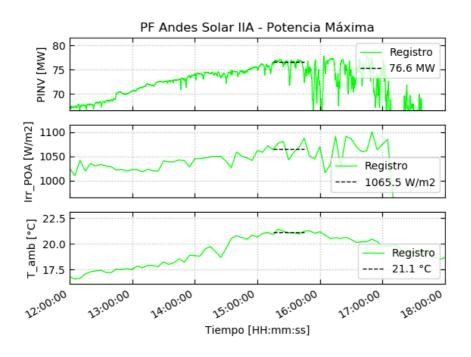


Figura 4.1 - Potencia Máxima - Potencia bruta de inversores y variables ambientales





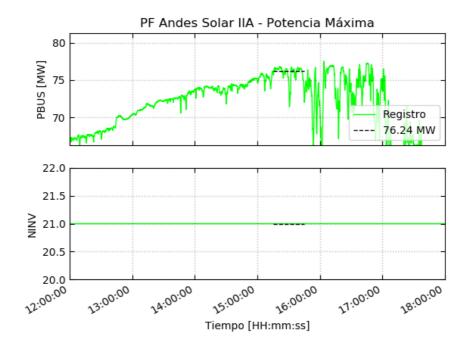


Figura 4.2 - Potencia Máxima - Potencia neta e inversores en servicio

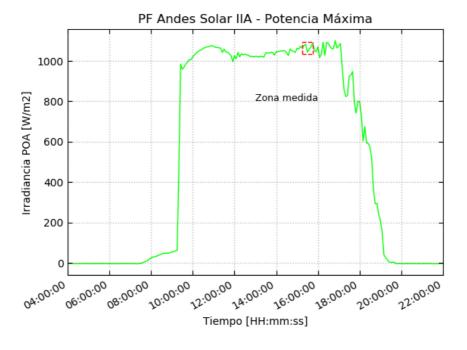


Figura 4.3 - Potencia Máxima - Irradiancia del día completo



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 y Figura 4.2.

4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A debe ser determinada para condiciones normales de irradiancia y temperatura ambiente de sitio. Este valor ha sido definido por AES Gener en $1215.5~W/m^2$ y 21.26°C según se reporta en Anexo 6.1.

En la Figura 4.1 se indicó la medición de las principales variables que definen el ensayo:

$$P_{bruta.med} = 76.6 MW$$

$$Ir_{med} = 1065.5 \frac{W}{m^2}$$

$$T_{amb\ med} = 21.1\,^{\circ}C$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entra la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.5.

La corrección de la irradiancia a condiciones de sitio resulta:

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,med} * \frac{Ir_{Sitio}}{Ir_{med}}$$

$$P_{bruta,ir} = 76.6 \, MW * \frac{1215.5 \, \frac{W}{m^2}}{1065.5 \, \frac{W}{m^2}} = 87.38 MW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p) y la temperatura de operación del panel en las condiciones





nominales del sitio ($T_{p,sitio}$) a fin de poder aplicar apropiadamente la ecuación que expresa la dependencia de la potencia generada con la temperatura:

$$P_{@Tp} = P_{STC} (1 + C_{temp} * \Delta T) \operatorname{con} \Delta T = T_p - T_{STC}$$
 (1)

La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia (Ir_{med}) y temperatura (T_{amb}) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT del panel (20°C y 800W/m²). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{Ir_{med}}{Ir_{NOTC}}$$
 (2)

En este caso, se dispone de una medida real de temperatura de panel por lo que no será necesaria su estimación. Por el contrario, no se encuentra definida una temperatura de panel de sitio por lo que se hace necesario estimarla para poder aplicar la corrección basada en (1).

La Figura 4.4 muestra la evolución de la temperatura ambiente y de panel durante la prueba realizada.

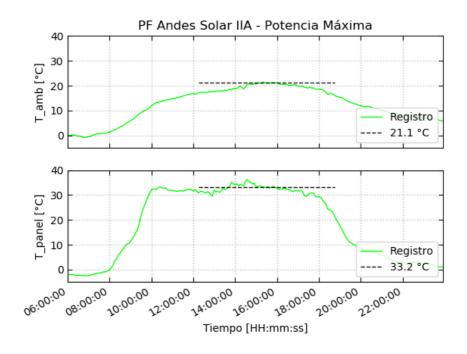


Figura 4.4 - Potencia Máxima - Evolución de las temperaturas



Puede observarse que el panel fotovoltaico alcanzó la estabilidad térmica con pequeñas fluctuaciones en torno a los 33.2°C correspondientes al promedio en el período considerado (15:15-15:45hs). Adicionalmente, en el mismo período, la temperatura ambiente registró un valor promedio de 21.1°C.

Para estimar la temperatura de panel de sitio se hace uso de las medidas reales de temperatura de panel, temperatura ambiente e irradiancia lo que permite realizar una mejor estimación despejando los valores constantes de la ecuación (2):

$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{Ir_{med}} = \frac{NOCT - T_{NOTC}}{Ir_{NOTC}}$$

Aplicando los valores presentados en las figuras anteriores se obtiene:

$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{Ir_{med}} = \frac{33.2 - 21.1}{1065.5} = \frac{1}{88.06}$$

Finalmente, utilizando los valores definidos en el anexo 6.1:

$$T_{p,sitio} = T_{amb,sitio} + K * Ir_{sitio}$$

$$T_{p,sitio} = 21.26 + \frac{1215.5}{88.06} = 35.06 \, ^{\circ}\text{C}$$

Una vez obtenidas las temperaturas de panel del ensayo y de sitio puede procederse a el cálculo de la potencia corregida utilizando la ecuación (1). Dado que ésta está referida a condiciones STC debe aplicarse el cálculo en dos etapas para corregir entre dos temperaturas de panel distintas a la STC. Puede demostrarse que:

$$P_{bruta,corr} = P_{bruta,ir} \frac{(1 + C_{temp} * \Delta T_{sitio})}{(1 + C_{temp} * \Delta T_{ensayo})}$$
(3)

Siendo,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 10.06 \,^{\circ}C$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 8.2 \, ^{\circ}C$$



Y utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.376 \%/^{\circ}C$ (ver Figura 3.5), resulta el valor de **Potencia Bruta Corregida**:

$$P_{bruta,corr} = 87.38 * \frac{0.9622}{0.9692} = 86.75 \text{ MW}$$

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 3.7, el consumo interno de cada inversor se estima en 5.9 kW. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha registrado una potencia del transformador de servicio auxiliares ($P_{tr,SSAA}$) de 2.82 kW, según se observa en la Figura 6.1.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV x Consumos Propios + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 21 \times 5.9 \, kW + 2.82 \, kW = 126.72 \, kW$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en 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 considerando la diferencia entre la **Potencia Bruta Medida** en los inversores (ver Figura 4.1) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2). Además, se debe considerar el total de potencia de servicios auxiliares, que consta de los consumos propios de cada inversor más la potencia del transformador de servicios auxiliares del parque (P_{SSAA}).

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central medida** ($P_{perd,cnetral,med}$) se presenta a continuación.

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



$$P_{perd,central,med} = 76.6 \, MW - 126.72 \, kW - 76.24 \, MW = 233.28 \, kW$$

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

$$P_{perd,central,corr} = 233.28 \ kW \times \left(\frac{86.75 \ MW}{76.6 \ MW}\right)^2 = 299.2 \ kW$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en el terciario del transformador N°3 de la S/E Andes.

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.

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

$$P_{neta,corr} = 86.75 \ MW - 126.72 \ kW - 299.2 \ kW = 86.32 \ MW$$

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	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	86.75	126.72	299.2	86.32

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio que podría entregar el parque son 86.75 MW, resultando en una potencia neta de 86.32 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-A	86.75	126.72	299.2	86.32

Tabla 5.1 - Potencia Máxima según mediciones - Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A





6 ANEXOS

6.1 Definición de las condiciones de sitio

Se incluye el análisis realizado por AES Gener para la definición de estos valores.





Andes Solar II-A

Condiciones de sitio

1. Datos meteorológicos

Andes Solar tiene una planta en operación justamente al lado del proyecto Andes Solar II-A, la cual cuenta con dos estaciones meteorológicas las cuales tienen varios sensores de variables ambientales entre los cuales se encuentran sensores de irradiancia, temperatura ambiente, velocidad de viento entre otros. Estas estaciones toman datos de los sensores y los almacenan cada 15 minutos en formato de promedio de esos 15 minutos.

2. Irradiancia solar, análisis de datos

Se han recuperado todos los datos de irradiancia desde junio 1 de 2016 a las 00:15:00 hasta el 3 de septiembre de 2021 a las 00:00:00 con un intervalo de captura de datos de 15 minutos.

Estos datos se han dividido por año y se han realizado las siguientes gráficas para evidenciar la irradiancia a lo largo de cada año. También se ha procedido a tomar los datos de cada año y organizarlos en formato de histograma para mostrar las acumulaciones de muestras por rangos de irradiancia. Los rangos elegidos para estos histogramas comienzan en 0 y se incrementan en 200 cada uno, hasta un máximo de 1400.

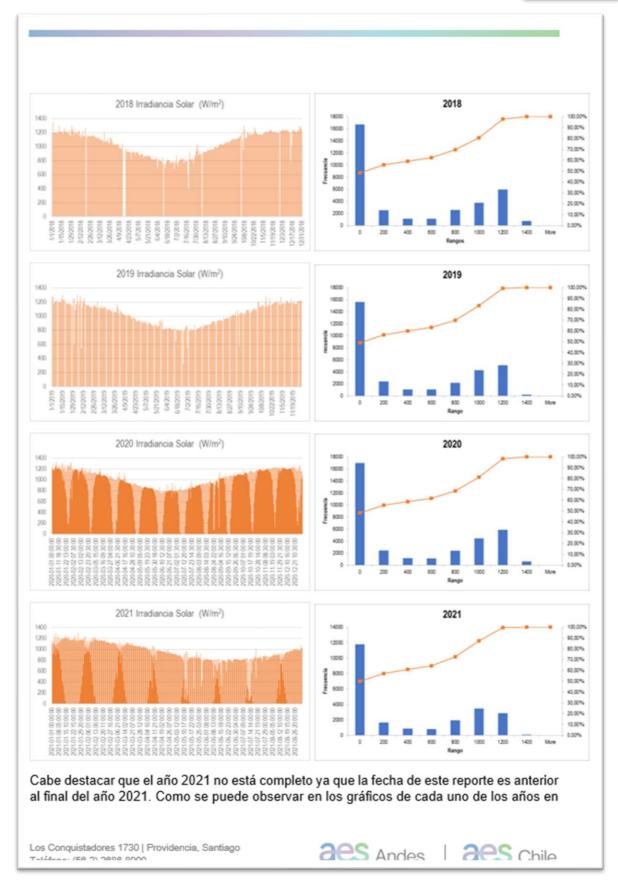


Los Conquistadores 1730 | Providencia, Santiago Teléfono: (56-2) 2686-8900













que se tienen datos la máxima irradiancia en Andes Solar II-A es del orden aproximado de los 1200W/m2 o más.

Análisis de irradiancia máxima

Como se mostrado anteriormente las máximas irradiancias se dan en periodos de verano lo cual coincide con los datos mostrados y además se puede estimar que están en el orden de los 1200W/m².

Para encontrar un valor de irradiancia máximo representativo de la zona donde esta la planta, se procedió a seleccionar todos los datos medidos que estuvieran por encima de los 1200W/m² de los datos totales.

Se encontraron 3070 datos con valores por encima de los 1200W/m2 lo que significa un 1,67% del total de datos obtenidos en los años que se tienen datos (184324) y un 3,28% de los datos si eliminamos los datos que tienen 0 como irradiancia. Lo cual indica que la irradiancia en la zona está por encima de los 1200W/m² en un 3,28% cuando brilla el sol.

Se procede a calcular el promedio de los valores de los 3070 datos que se encuentran por encima de los 1200W/m² y se obtiene un resultado de 1215,5W/m². La desviación estándar de estos 3070 datos es de 17,01.

El factor de dispersión de datos indicado por la relación entre la desviación estándar y el promedio nos arroja un valor de 0.013995049 lo cual indica que los valores que forman el conjunto de datos están muy cercano a la media calculada.

Total de Muestras [n]	184324
Muestras > 1200 [x]	3070
% X/n	1,67%
% X/n (con n≠0)	3,28%
Máximo	1402.57W/m ²
Promedio [µ]	1215,5 W/m ²
Desv. Standard [σ]	17,01
Factor de disp.[σ/ μ]	0,013995049

4. Temperatura ambiente

Con el mismo criterio que se aplicó a la máxima irradiancia de sitio, se ha procedido a extraer las temperaturas ambientes correspondientes a los 3070 datos de irradiancia utilizados para el análisis de máxima irradiancia de sitio. Esto se debe a que las temperaturas ambientes están en directa relación con la irradiancia.

Total de Muestras [n]	184324
Muestras temp > 1200 [x]	3070
% X/n	1,67%
% X/n (con n≠0)	3,28%
Máximo	28.86°C
Mínimo	12.1°C
Promedio [µ]	21.26°C
Desv. Standard [σ]	2.93

Los Conquistadores 1730 | Providencia, Santiago Teléfono: (56-2) 2686-8900







A estos 3070 datos se le ha aplicado el promedio de los valores de temperatura ambiente cuyo resultado ha sido de 21.26°C.

5. Conclusiones

De acuerdo con lo evidenciado en este reporte, 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.

> Paola Hartung Representante Legal AES Andes

Los Conquistadores 1730 | Providencia, Santiago Teléfono: (56-2) 2686-8900







6.2 Potencia del transformador de SSAA

A continuación, se presenta la potencia del transformador de servicios auxiliares. Se muestra el valor medio durante el período de pruebas desglosado por fase.

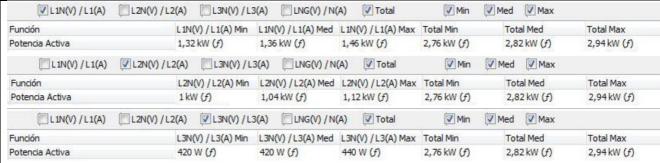


Figura 6.1 - Potencia de SSAA



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.