ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa: AES Gener

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2019-185

Código de Informe: EE-EN-2020-1235

Revisión: B

Revisión AES: 0

Power System Studies, Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning
ISO9001:2008 Certified

21 de julio de 2020

Este documento EE-EN-2020-1235-RB fue preparado para AES Gener por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Gonzalo Espinoza
Departamento de Ensayos
gonzalo.espinoza@estudios-electricos.com

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

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

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 30 páginas y ha sido guardado por última vez el 21/07/2020 por Gonzalo Espinoza, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	20/07/2020	Para presentar.	GE	AC	PR
B (rev. Aes 0)	21/07/2020	Para presentar al CEN.	GE	AC	PR

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Índice

1 INTRODUCCIÓN 4
1.1 Fecha ensayo y personal auditor 4
1.2 Medidores utilizados 4
1.3 Nomenclatura y observaciones generales 5
2 ASPECTOS NORMATIVOS 7
3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE 8
3.1 Unifilar de planta 9
3.2 Datos de los paneles solares 12
3.3 Datos de los inversores 13
3.4 Datos de los transformadores 15
4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA 17
4.1 Descripción del ensayo 17
4.2 Cálculos realizados y resultados 18
5 CONCLUSIONES 24
6 ANEXOS 25
6.1 Certificado de calibración de medidor de energía 25
6.2 Certificado de calibración del piranómetro 27
6.3 Histórico de Irradiancia medido en planta 29

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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 - Etapa 1 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 - Etapa 1 se ubica en la región de Antofagasta, está emplazado en el costado sur del salar de Atacama, y tiene una potencia instalada de 68.58MW. Su punto de conexión con el sistema eléctrico nacional es mediante el terciario del Transformador N°3 345/220/23kV a la S/E Andes.

Una segunda etapa, compuesta por tres inversores emplazados sobre un mismo sistema colector, será puesta en servicio en una etapa posterior, llevando así la potencia declarada de la central Andes Solar II – A, a 80 MW. Se aclara que esta segunda etapa no es incluida en el presente informe.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	***Fecha de ensayo***
Ing. César Colignon	10/07/2020
Ing. Jaime Prieto	10/07/2020

1.2 Medidores utilizados

Denominación	***Marca***	***Modelo***	***Precisión***	***Calibración***
Analizador de energía	Yokogawa	WT333E	±0.1%	Ver Anexo 6.1
Piranómetro	EKO Instruments	MS-80	0.64%	Ver Anexo 6.2

Tabla 1-1 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1-1, se utilizaron datos adquiridos mediante el SCADA de la central la cual cuenta con una tasa de muestreo de 100 ms.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

1.3 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:

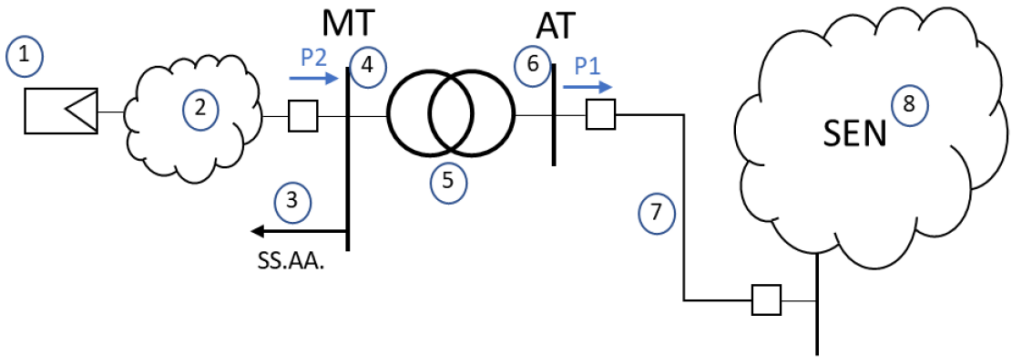


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

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, 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].
- ✓ **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].
- ✓ **IR:** Irradiancia.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,sc:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,sc:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **STC:** Standard Test Conditions.
- ✓ **NOCT:** Nominal Operative Cell Temperature.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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.

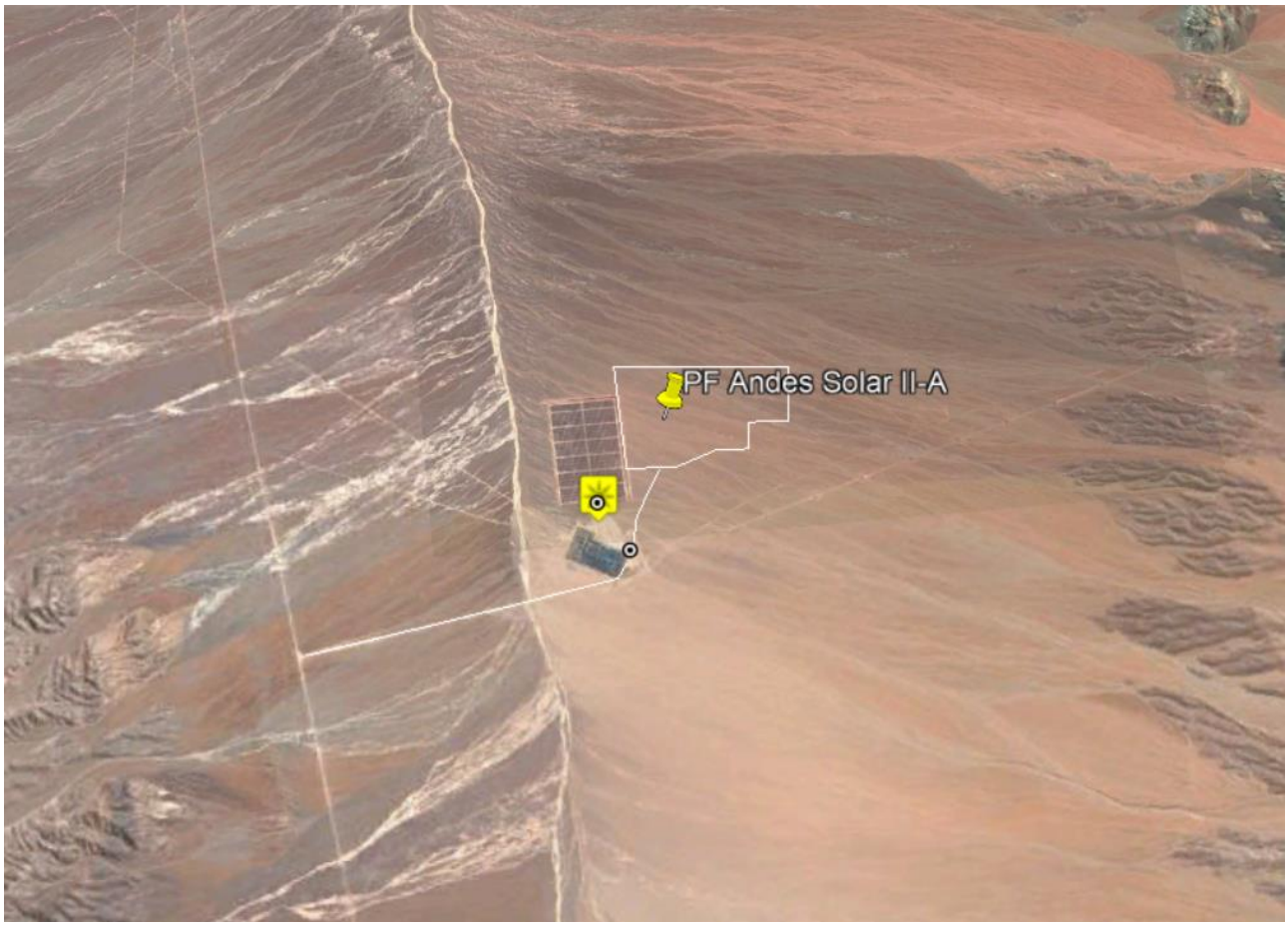


Figura 3.1 – Ubicación del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 está constituido por 18 unidades de conversión, cada una con capacidad de 4.368MVA @ 35°C / 3.913MVA @ 50°C.

Las características generales de operación a nivel PPC se aprecia en la Tabla 3-1.

Datos de planta	
Punto de conexión (POI)	Terciario del Transformador N°3 – 345/220/23 kV S/E Andes
Potencia desde el PPC	80MW como referencia máxima de potencia activa desde el PPC
	0MW como referencia mínima de potencia activa desde el PPC
Inversores	18 x GPTech, modelo 3MWD3-V620
Paneles solares	28 paneles por string. Marca AstroTwins. Modelos CHSM72M(DGT)/F-BH 380 y CHSM72M(DGT)/F-BH 385

Tabla 3-1 Características generales de planta según documentación del PPC

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 18 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 6 líneas, cada línea se obtiene de la unión de 3 unidades de conversión lo cual resulta en 11.43MVA por cada línea.

Esto es lo que se muestra en la Figura 3.2, Figura 3.3.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

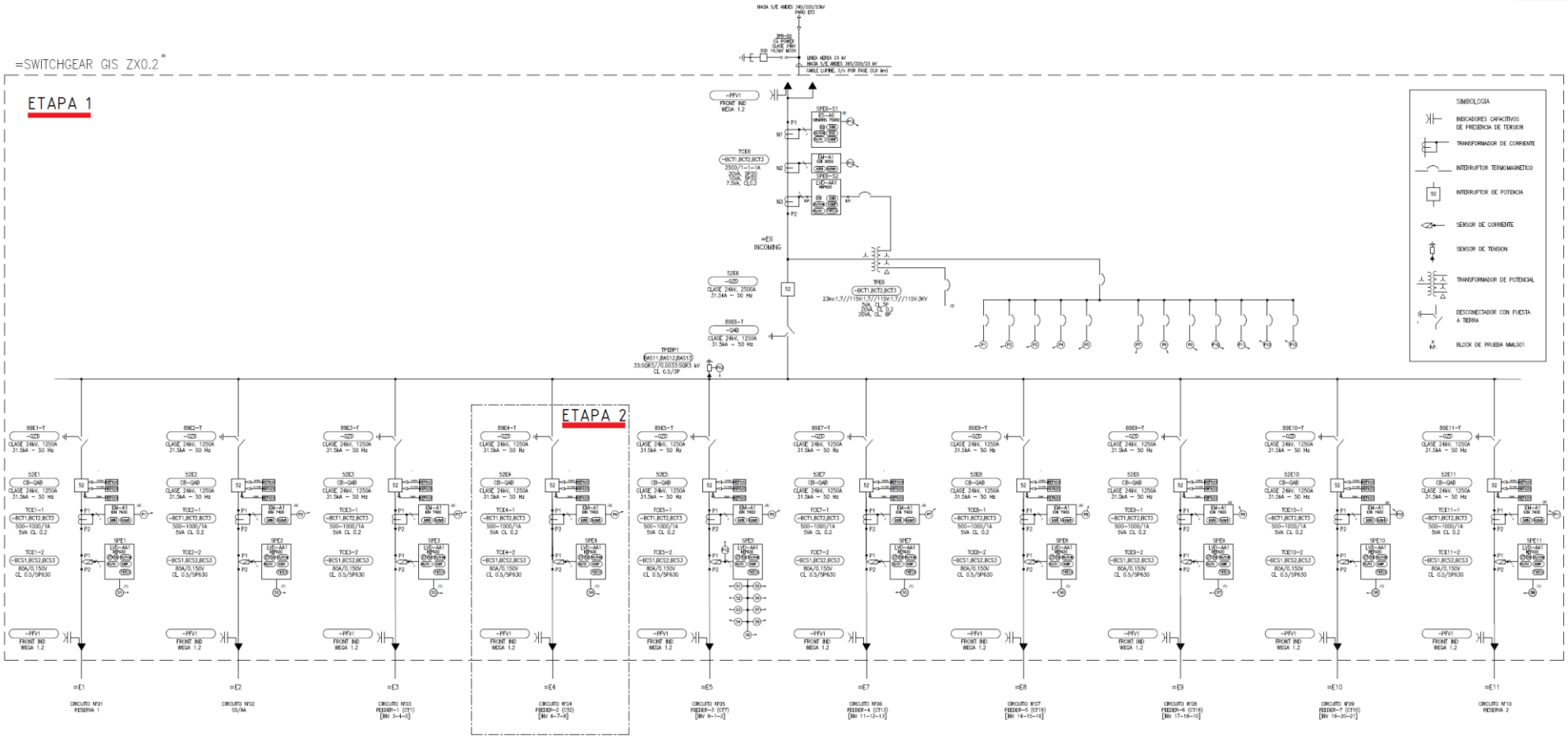


Figura 3.2 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. Se distinguen Etapa 1 y Etapa 2

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

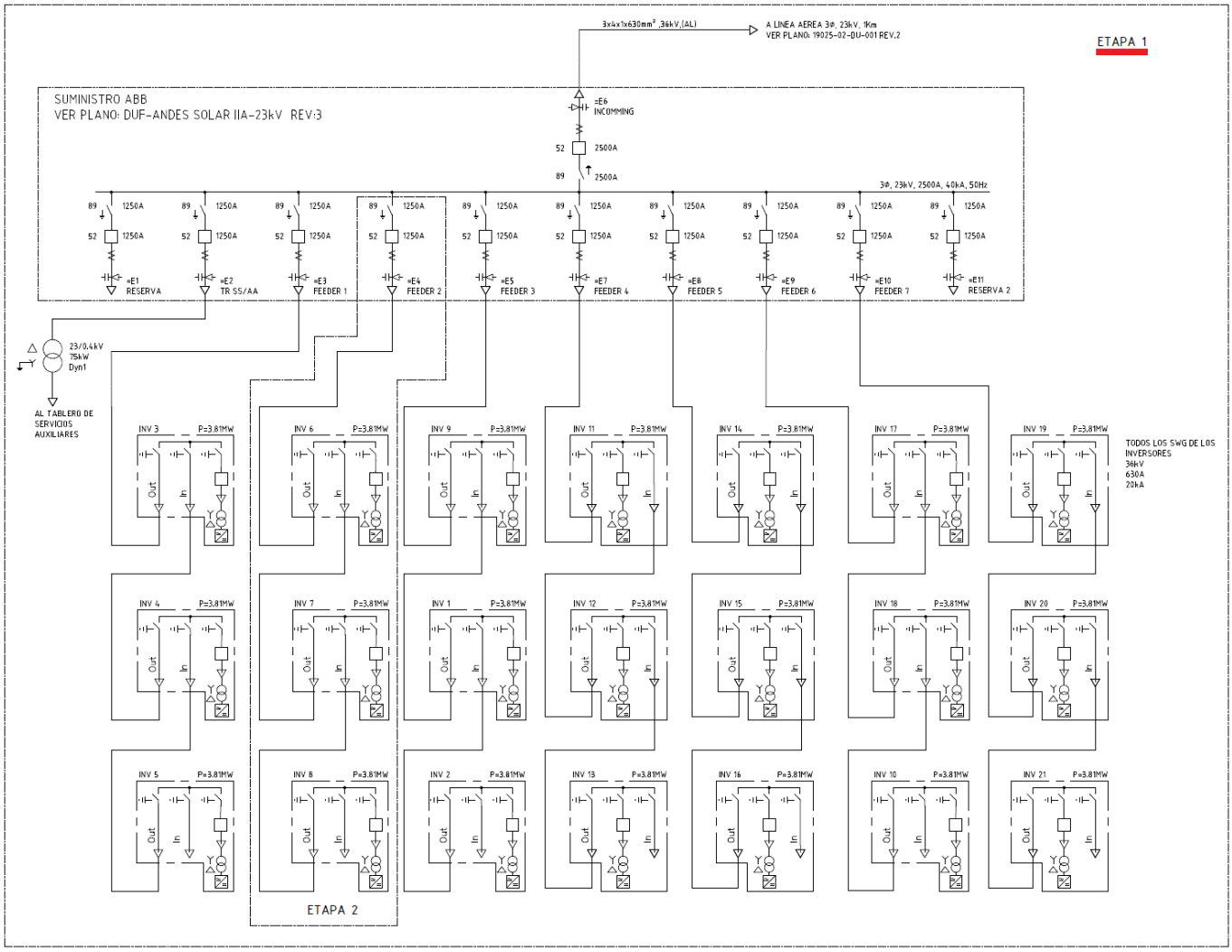


Figura 3.3: Red Colectora – Circuitos 1 a 7. Se distinguen Etapa 1 y Etapa 2

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.2 Datos de los paneles solares

Cada unidad de conversión cuenta con 28 paneles por string, marca AstroTwins, modelos CHSM72M(DGT)/F-BH 380 y CHSM72M(DGT)/F-BH 385. Sus características se presentan en la Figura 3.4.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Power rating (front)	370 Wp		375 Wp		380 Wp		385 Wp		390 Wp	
Testing Condition	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC rated output (P_{mpp}/Wp)*	370	278	375	281	380	285	385	289	390	293
Rated voltage (V_{mpp}/V) at STC	39.71	40.25	39.94	40.48	40.26	40.80	40.49	41.06	40.72	41.28
Rated current (I_{mpp}/A) at STC	9.32	6.90	9.39	6.95	9.44	6.99	9.51	7.03	9.58	7.09
Open circuit voltage (V_{oc}/V) at STC	47.64	46.21	47.89	46.45	48.18	46.73	48.45	47.00	48.72	47.26
Short circuit current (I_{sc}/A) at STC	9.80	7.25	9.88	7.31	9.95	7.36	10.02	7.41	10.09	7.45
Module efficiency	18.4%	13.8%	18.6%	14.0%	18.9%	14.2%	19.1%	14.3%	19.4%	14.5%
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.376%/°C									
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.043%/°C									
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.282%/°C									
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C									
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V_{DC}									
Number of diodes	3									
Junction box IP rating	IP 68									
Maximum series fuse rating	20 A									

* Measurement tolerance +/- 3%
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%	399 Wp	40.26 V	9.91 A	48.18 V	10.45 A
10%	418 Wp	40.26 V	10.38 A	48.18 V	10.95 A
15%	437 Wp	40.16 V	10.88 A	49.28 V	11.44 A
20%	456 Wp	40.16 V	11.35 A	49.28 V	11.94 A
25%	475 Wp	40.16 V	11.83 A	49.28 V	12.44 A

Measurement tolerance +/- 3%
Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 380W)

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2018 x 998 x 30 mm 79.45 x 39.29 x 1.18 in
Module composition	Glass / POE or EVA / Glass
Front glass thickness	2.5 mm / 0.098 in
① Cable length (IEC/UL)	130(+) / 300(-) mm / 5.12 /11.81 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm² / 12 AWG
② Maximum mechanical test load	5400 Pa
Fire performance (IEC/UL)	Class A (IEC) or Type 3 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

① Length can be customized
② Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

Figura 3.4: Datos de paneles AstroTwins.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.3 Datos de los inversores

Los inversores con los que cuenta el parque son marca GPTech, modelo 3MWD3-V620. A continuación, se presentan sus principales características en la Figura 3.5 y la Figura 3.6.

	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°F/35°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 3.5 – Datos de inversores

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Integrated AC monitoring	Not Included (Optional)
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 3MWD3-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	16500m³/h
Max. altitude above sea level without derating	1000m
Max. altitude above sea level allowed	4000m
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x 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
PV-field isolation detector	Yes
DC disconnection capability	Yes

Figura 3.6 - Datos de inversores (continuación)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Los inversores poseen una curva de capacidad de la forma mostrada en la Figura 3.7.

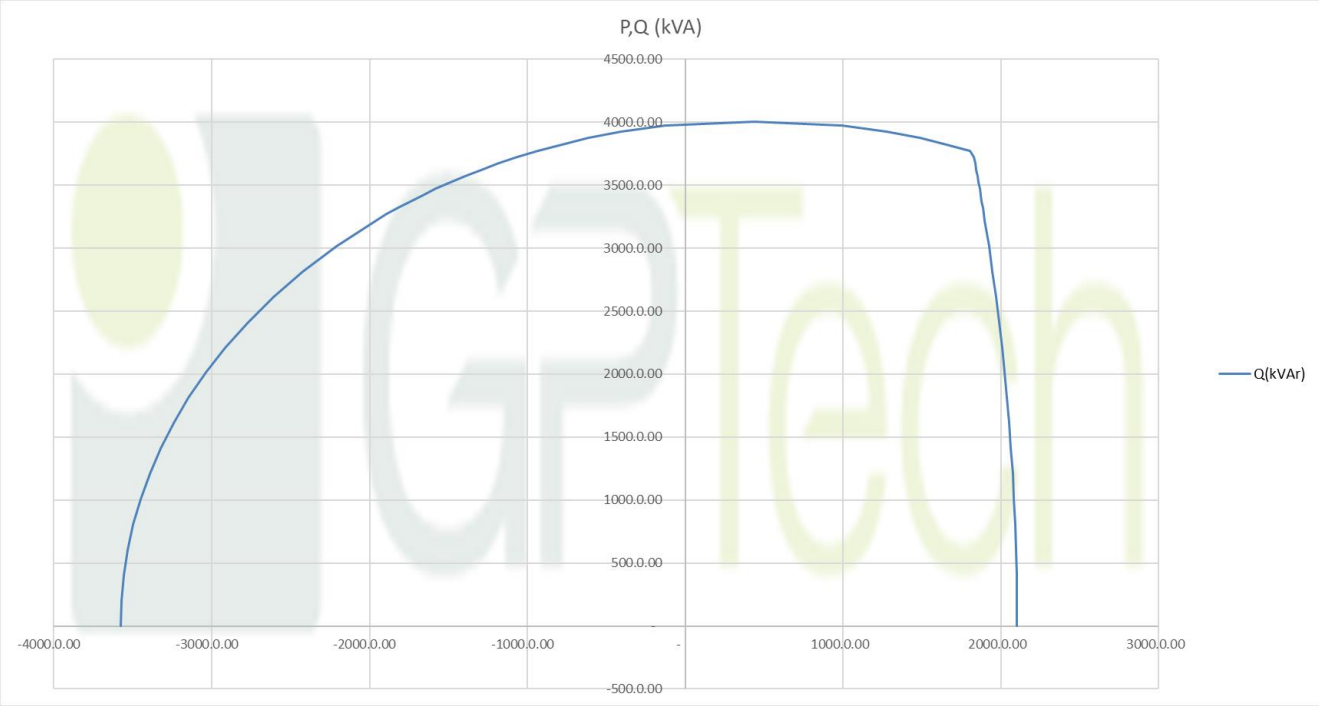


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor

3.4 Datos de los transformadores

Cada transformador, de potencia nominal 4,5 MVA @ 40°C, cuenta con un devanado de baja tensión de 620 V y un arrollamiento de alta tensión de 23 kV.

La placa característica de los mismos se muestra en la Figura 3.8.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Characteristics of the 4500 kVA power transformer

	Power Transformer 4500 kVA
Electrical ratings	
Total Power	4500 kVA @40°C
Type	Oil-Immersed
Connection	Yn-d11 or Yn-d11-y0-d11[1]
Frequency	50 Hz
Primary Nominal Voltage	23 kV
Primary Insulation Level	25 kV
High Voltage Taps	0, ±2.5, ±5%
Secondary Nominal Voltage (triple winding)	620V
LV Insulation Level	See Figure 15
Short-Circuit Impedance HV/LV	6%
No load losses	< 0,2%
Short-Circuit losses (120°C)	< 0,8%
Enviironmental conditions	
Maximum ambient temperature	50 °C
Winding Temperature Rise	55°C
Maximum altitude above sea level	1000m
Cooling	ONAN (Oil Type II)
Anti-Corrosion treatment	C4
Gauges and fittings	
Protection Unit	DGPT2
Rating plate	Yes
Earthing plate	Yes
Safety valve	Yes
Sampling valve	Yes
Filling plug	Yes
Drain valve	Yes
Spare thermometer pocket	Yes
Electrostatic shield (without bushing)	Yes
Steel oil pool	Optional.Not Included
Protection relay	
Liquid level gauge	Yes, with alarm contacts
Pressure gauge	Yes, with alarm contacts
Dial Thermometer	Yes, with alarm contacts
Standards	
	IEC 60076

(1)Three low voltage windings are needed when the PV field is grounded

Figura 3.8 – Datos del transformador

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

4.1 Descripción del ensayo

Se utilizó un registro obtenido el día 10 de julio 2020. En el mismo se consignó potencia nominal en el Power Plant Controller de modo de obtener la máxima potencia extraíble del recurso.

Las mediciones de potencia neta se realizaron mediante el equipo medidor de calidad de energía marca Yokogawa, ubicado en la subestación Andes (Punto de Interconexión) como se muestra en el detalle de la Figura 4.1.

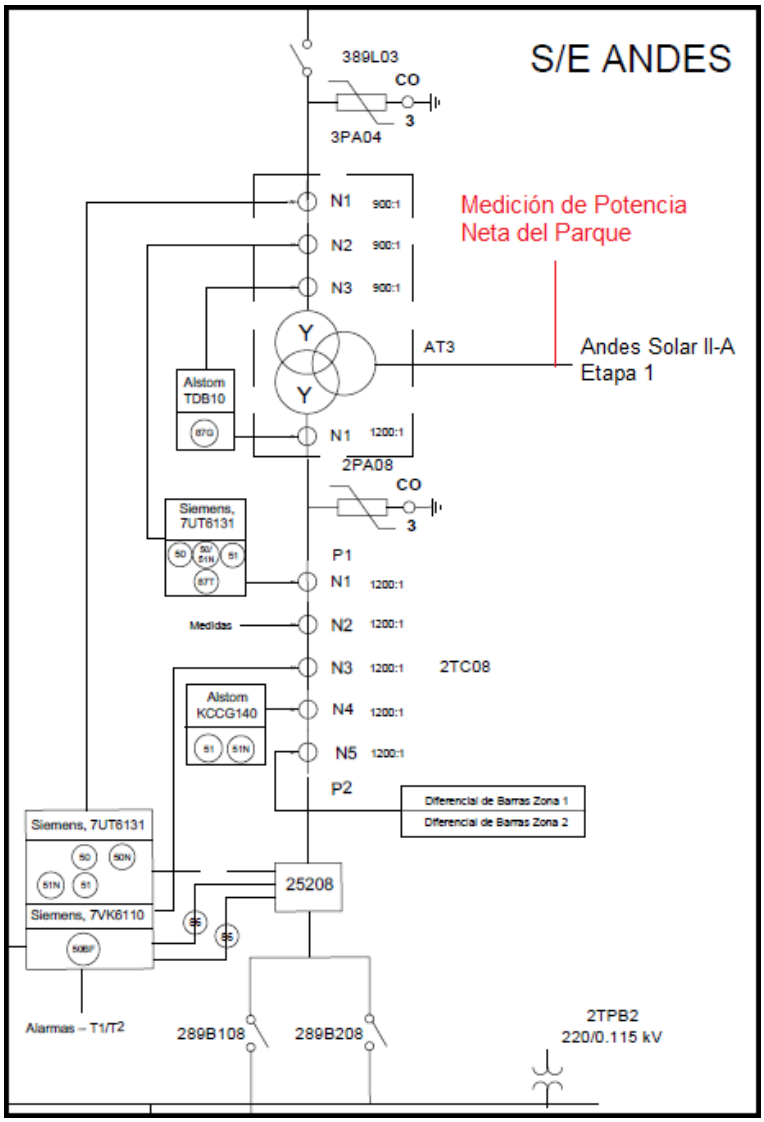


Figura 4.1 – Punto de medición de Potencia Neta del Parque.

Las otras variables adquiridas fueron la temperatura ambiente y la irradiancia. Para esta última se utilizó un piranómetro ubicado con la orientación de los paneles solares.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

4.2 Cálculos realizados y resultados

La potencia máxima del parque debe ser determinada para condiciones nominales de irradiancia y temperatura de panel (STC), las mismas son 1000 W/m^2 y 25 ºC, respectivamente.

Las correcciones deben aplicarse sobre la potencia bruta puesto que la neta incluye, además de la de los paneles, la consumida por los servicios auxiliares y la perdida en la red de media tensión del parque.

Se presenta en la Figura 4.2 un registro de operación estable a máxima potencia entre las 14:15 y 15:15 hs:

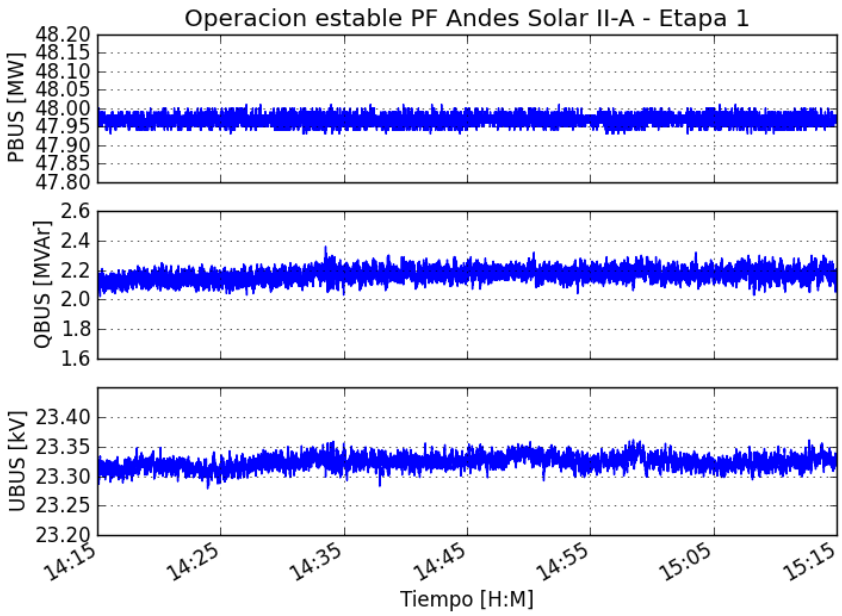


Figura 4.2 – Operación estable en condiciones de máxima carga.

En este rango de tiempo se tenían condiciones de irradiancia cercanas a la máxima disponible para esta época del año (ver anexo 6.3) como se observa en la Figura 4.3 donde se indica la zona de la curva en la cual se tomaron mediciones.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

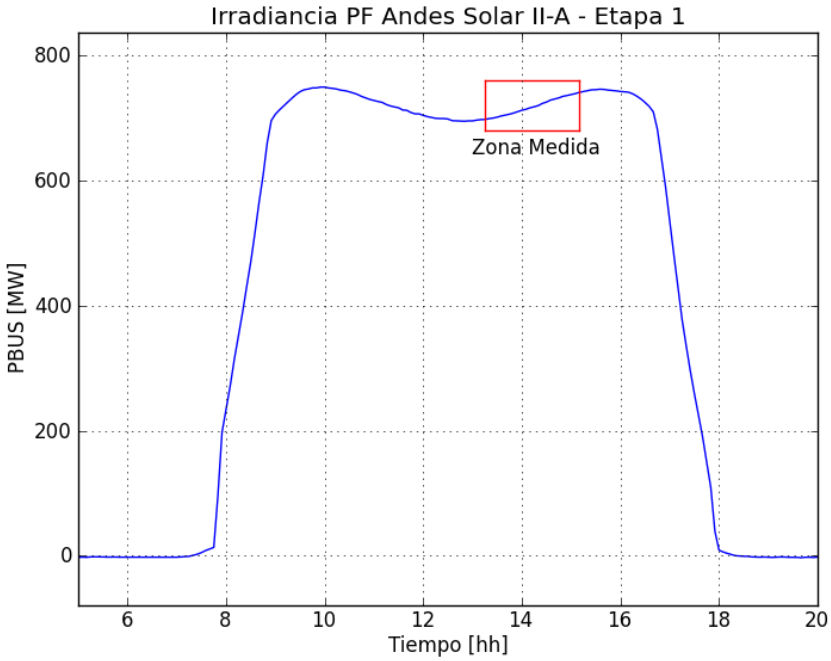


Figura 4.3 – Irradiancia durante el ensayo.

La potencia neta, la irradiancia y la temperatura ambiente registrada se muestran en la Figura 4.4, la cual corresponde a un acercamiento a la Zona Medida en la figura anterior.

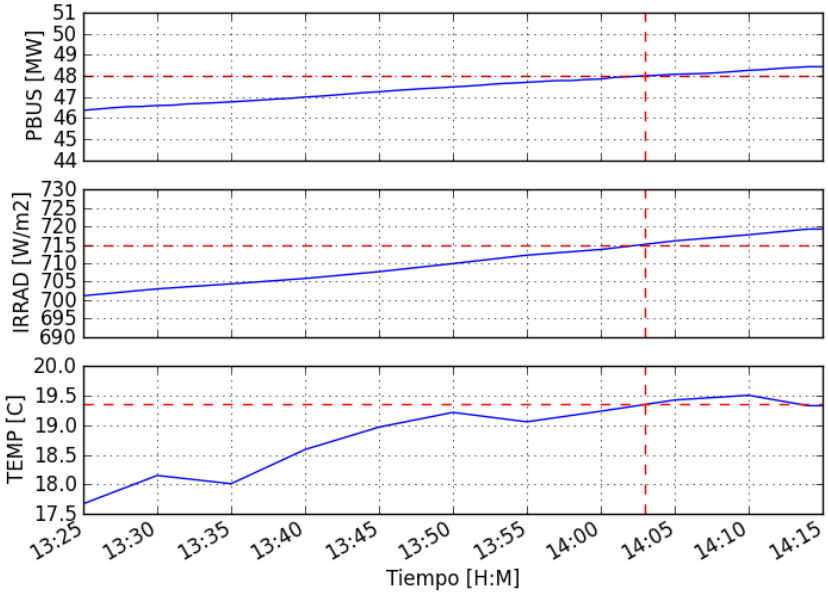


Figura 4.4 – Potencia neta, irradiancia y temperatura ambiente durante el ensayo.

Se determinó una potencia neta sin corregir ($P_{neta,sc}$) de **48.00 MW** con una irradiancia de **715 W/m²** y **19.37ºC** de temperatura ambiente. La misma constituye la salida de potencia del parque

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

en la subestación Andes, que como ya se dijo incluye la potencia de los inversores menos la de los servicios auxiliares y las pérdidas en la red interna.

Se utiliza como base el modelo completo del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 en DIgSILENT, hecho y validado por Estudios Eléctricos S.A. en el informe "EE-EN-2020-0283-RA_Informe_Homologación_PF_Andes_Solar_II_A". A partir de esta base se desprende la base de datos utilizada para los cálculos de potencia máxima llamada *"EE-EN-2020-1235-RB-PF_Andes_Solar_II_A_Etapa1_Pmax.pfd"*, mostrado en la Figura 4.5. La base de datos contempla las pérdidas en la red, las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo de los servicios auxiliares de planta, el cual fue estimado en un máximo 75kW según las características del transformador de SSAA.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

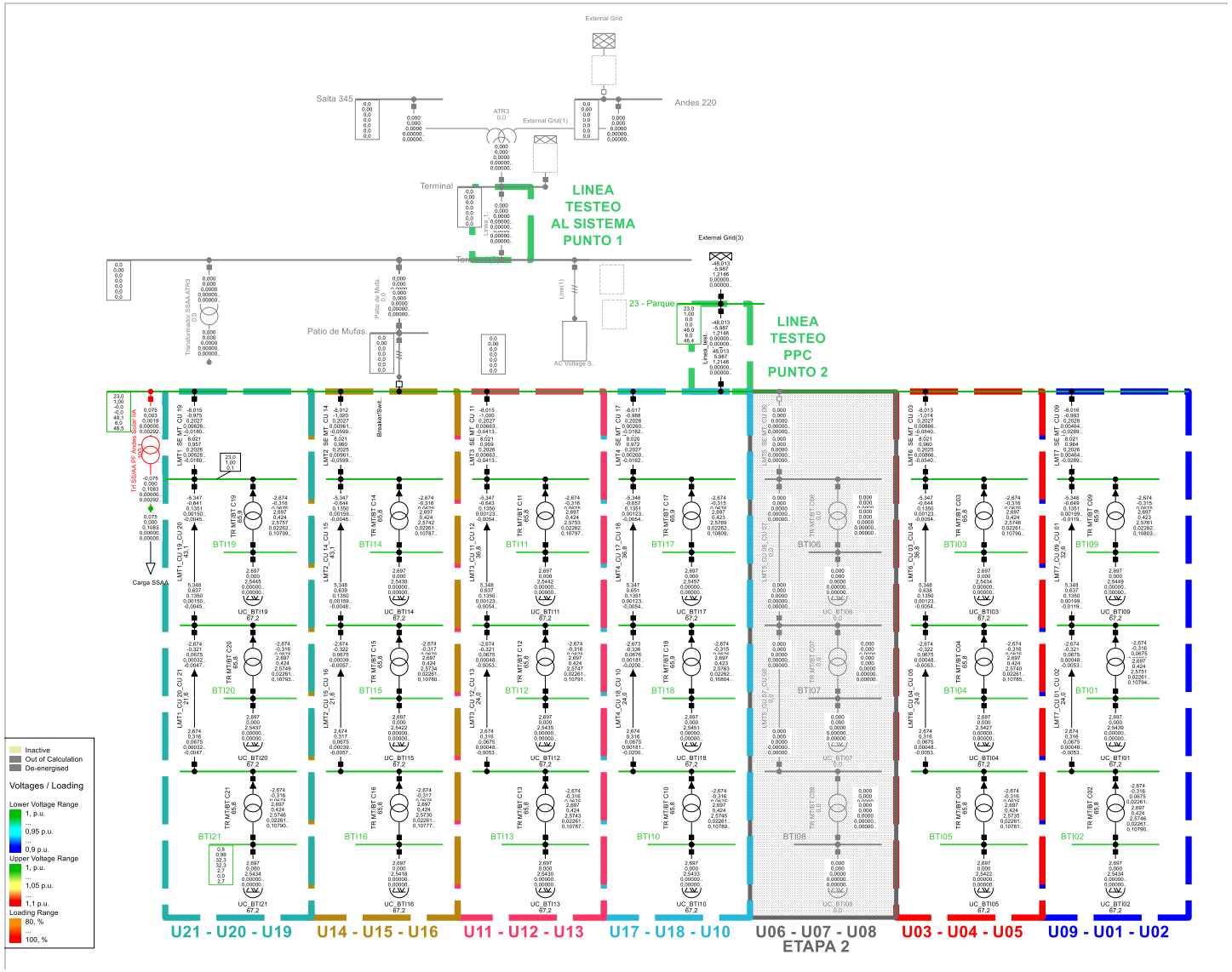


Figura 4.5 – Modelo DIgSILENT del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1.

Para determinar la potencia bruta se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos a todos por igual de modo de conseguir una potencia neta medida en el punto de interconexión, es decir, para obtener una potencia neta de 48.0MW en el punto de interconexión, se obtuvo que cada inversor debe ser despachado en 2.697MW. Ver caso de estudio *"Pmax_PBruta_Sin_Corregir"* en la Base de Datos *"EE-EN-2020-1235-RB-PF_Andes_Solar_II_A_Etapa1_Pmax.pfd"*. Por lo tanto, la potencia bruta sin corregir es:

$$P_{bruta,sc} = 2.697MW/inversor * 18\ inversores\ = 48.55\ MW$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede verse en la Figura 4.6.

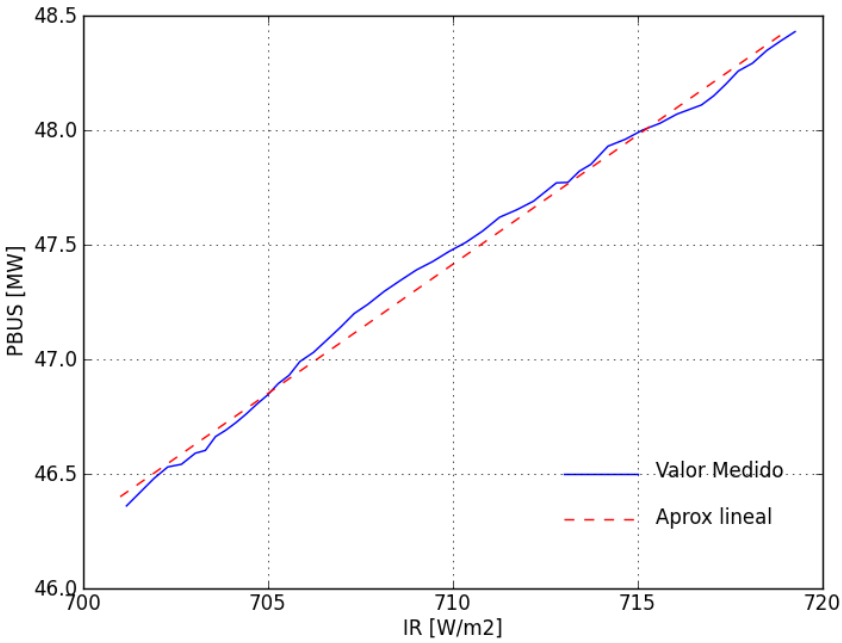


Figura 4.6 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada).

El resultado es el siguiente:

$$P_{bruta,ir} = 48.55\ kW * \frac{1000}{715.0} = 67.90\ MW$$

Para hacer la corrección por temperatura, se determina en primer lugar la temperatura del panel, a partir de la medición de temperatura ambiente (19.37°C) e irradiancia (715 W/m^2), los datos de NOCT del fabricante de los paneles (NOCT=46°C) y la expresión siguiente:

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - 20\ ℃) * \frac{Ir}{800\frac{W}{m^2}} = 42.61\ ℃$$

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

La diferencia (ΔT) entre la temperatura de los paneles hallada y la correspondiente a las condiciones nominales (25 °C) es de 17.61 °C.

Utilizando el coeficiente de temperatura para P_{max} dado por el fabricante de los paneles (Figura 3.4) de $C_{temp} = -0.376$ %/°C, y por medio de la relación:

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,c} * \left(1 + C_{temp} * \Delta T\right)$$

puede corregirse la potencia bruta por temperatura del siguiente modo:

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,c} * \left(1 + C_{temp} * \Delta T\right)$$

$$\Rightarrow P_{bruta,c} = \frac{P_{bruta,ir}}{\left(1 + C_{temp} * \Delta T\right)}$$

$$P_{bruta,c} = \frac{67.90\ MW}{0.934} = 72.70\ \text{MW}$$

Notar que el valor arriba calculado sería alcanzable en condiciones nominales de irradiancia (1000 W/m^2) y temperatura (25°C).

Para obtener la potencia neta corregida ($P_{neta,c}$) se despacha en el modelo en DIgSILENT cada uno de los inversores a 4.039MW correspondiente a dividir la $P_{bruta,c}$ en los 18 inversores por igual.

Realizando esto, se obtiene un valor de potencia neta corregida de 71.79MW.

Finalmente, concluye que el Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1, es capaz de entregar al sistema una **potencia neta de 71.79MW en condiciones nominales** (STC).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones nominales de temperatura de celda e irradiancia (STC) que podría entregar el parque son los 72.70MW calculados, sin embargo, en el punto de interconexión (Potencia Neta) este valor se declara formalmente en 68.58 MW

La Tabla 5-1 resume los resultados.

Potencia		***Valor [MW]***
$P_{bruta,sc}$	Potencia Bruta Sin Corregir	48.55
$P_{bruta,c}$	Potencia Bruta Corregida (STC)	72.70
$P_{neta,c}$	Potencia Neta Corregida (STC)	71.79
$\boldsymbol{P_1 = P_{neta,c}}$	**Potencia Neta, declarada**	**68.58**
$\boldsymbol{P_2 + P_{colector} = P_{bruta,c}}$	**Potencia Bruta, declarada**	**69.43**

Tabla 5-1 – Potencias determinadas a STC.

Nota: En este caso P1 corresponde a la potencia en el terciario del transformador AT3 ya que es el punto que corresponde con la interconexión formal al Sistema (Ver Figura 4.1).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de medidor de energía

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ingeniería

DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA
PASEO COLÓN 850

LEM

LABORATORIO ELÉCTRICO DE METROLOGÍA

Descripción: WATTÍMETRO TRIFÁSICO DIGITAL

Marca y Modelo: YOKOGAWA, WT333E
Serie y Nº: C3TB10007E
Requerido por: ESTUDIOS ELÉCTRICOS S.A.
Jorge Newbery 8796, Rosario, Santa Fe

Nº de Certificado: 11230
Fecha: 18-09-18

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

El Instrumento ha sido inspeccionado y ensayado en nuestro Laboratorio en las Condiciones de Referencia establecidas por el fabricante, utilizando el Procedimiento de Calibración código LEM PR-DT-009. Se ha verificado que en sus distintas funciones y rangos, **cumple** con las Exactitudes especificadas en las páginas 7-5 a 7-8 del Manual de Instrucciones.#
Esta declaración de cumplimiento tiene en cuenta la Incertidumbre expandida de la Calibración:
± 0,03 %; evaluada en base a la incertidumbre estándar (tipo B) de una distribución rectangular, multiplicada por un factor de cobertura de 1,65 correspondiente a una probabilidad de cobertura del 95 %.*

Condiciones ambientales: Temperatura (23±1) °C - HR 55 al 75%.

Este Certificado no atribuye al instrumento de medición otras características que las mostradas por los datos aquí contenidos. Los resultados se refieren al momento y condiciones establecidas en la calibración, conforme a las pertinentes normas o especificaciones del Manual de Instrucciones.

La evidencia de la Trazabilidad a patrones nacionales está conformada por:

Los Grupos de Referencia de Tensión GPRW y de Resistencia GPRR, representativos del **volt**$_{LEM}$ y **ohm**$_{LEM}$, **Trazables** a los del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), IEN, Italia, NIST, EE.UU. y PTB, Alemania, a partir de los Patrones de Referencia viajeros. En la página siguiente se detalla en forma resumida la información sobre los Patrones viajeros y de los Grupos de Referencia a partir de 1994.
Así mismo **Trazables** son: Los Transformadores de Corriente y de Tensión, el Capacitor patrón de 1μF a los del INTI, el Medidor de Energía eléctrica al del Centro Español de Metrología, Tres Cantos, Madrid. El Termoresistor de Platino al del National Physical Laboratory (NPL) G. Bretaña, el Cronómetro al del Observatorio Naval Argentino y el Frecuencímetro al GPS, FI-UBA. Anexo X **Diagramas de bloques de la Trazabilidad**. Manual de la Calidad e Internet (5.6 Trazabilidad de las Mediciones notas 6 y 7, Normas ISO/IEC 17025, IRAM 301/2005)

Conforme al apartado 5.10.4 Certificados de Calibración, subapartados: 5.10.4.1 incisos a), b) y c) y 5.10.4.2 Normas ISO/IEC 17025, IRAM 301/2005
* Según se detalla en nuestra publicación "La Técnica de la Calibración Eléctrica", Revista Electrotécnica (AEA) enero-marzo 2007.
No se permite la reproducción parcial de este Certificado.

Ing. Rafael J. Albarracín Valencia
Jefe de Laboratorio
Lab. Eléctrico de Metrología

Ing. CARLOS A. PEREZ
DIRECTOR
LABORATORIO ELÉCTRICO DE METROLOGÍA

página 1 de 2

Internet: http://www.laboratorioelectricodemetrologia.fi.uba.ar ó http://www.fi.uba.ar/laboratorios/lem
E-mail: lem@fi.uba.ar

Certem 11230.doc

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ingeniería

DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA
PASEO COLÓN 850

LEM

LABORATORIO ELÉCTRICO DE METROLOGÍA

Descripción: Calibraciones realizadas en:

Patrón viajero Resistor L&N tipo Thomas N° 1883406 denominación **LEM 6 (06)**

Depositados a 25°C ± 0,01 °C

	Año	N° Certificado	Valor certif. Ω	Incertidumbre ppm	Diferencia en µΩ en años (corrección anual) 1997-1994	2003-1997	2009-2003	2014-2009	País
IEN	1994	29206/02	1,000 000 44	0,1					Italia
	1997	31038/02	1,000 000 79	0,1	0,35 (0,21)				
INTI	2003	6569	1,000 000 58	0,5		-0,21 (0,02)			Argentina
	2009	13075	1,000 000 38	0,2			-0,10 (0,02)		
	2014	**0102-00016831**	**1,000 000 62**	**0,2**				0,14 (0,07)	

Patrón viajero de estado sólido de Tensión

Denominación LEM "F1" FLUKE 732B N° 6050011

Instituto Nac. Metrología	Año	N° Certificado	Valor certif. V	Incertidumbre ppm	Diferencia en µV en años (corrección anual) 1997-1994	2004-1997	2009-2004	2014-2009	País
IEN	1994	29206/01	1,018 150 9	1					Italia
	1997	31038/02	1,018 147 6	1	-3,3 (-1,1)				
INTI	2004	7520	1,018 145 7	0,5		-1,9 (-0,27)			Argentina
	2009	13072	1,018 143 8	0,2			-1,9 (-0,38)		
	2014	**FM-0102-00016831**	**1,018 142 2**	**0,2**				-1,6 (-0,32)	

Descripción: Grupos Patrones de Referencia:

De Resistencia (GPRR) ohm$_{LEM}$ tipo Thomas depositados a 25 °C ± 0,01 °C

Ciclo de Comparación	45 2014	46 2015	Δ(46–45)
RESISTOR	**CALIBRACIÓN[Ω]**	**ASIGNACIÓN[Ω]**	**[µΩ]/año**
1 (91)	0,999 983 54 (0,05)*	0,999 983 33 (0,02)*	**-0,21**
2 (38)	0,999 998 92 (0,06)	0,999 999 04 (0,03)	**0,12**
3 (81)	0,999 991 23 (0,05)	0,999 991 03 (0,03)	**-0,20**
4 (92)	0,999 999 32 (0,03)	0,999 999 37 (0,02)	**0,05**
5 (14)	0,999 996 98 (0,03)	0,999 997 02 (0,01)	**0,04**
6 (06)	1,000 000 62	1,000 000 73 (0,01)	**0,11**
7 (29)	0,999 997 91 (0,07)	0,999 997 98 (0,02)	**0,07**
MEDIA Ω_{LEM}	**0,999 995 50**	**0,999 995 50**	

*(ppm)

De Tensión Weston (GPRW) depositadas a 28 °C ± 0,002 °C

Ciclo de Comparación	41 2009	46 2014	Δ_{46-41} / 5 años
PILA	**CALIBRACIÓN [V]**	**CALIBRACIÓN [V]**	**[µV]/año**
11 (09) - 71** (14)	1,018 231 77 (0,69)	1,018 233 06 (0,08)*	**0,26**
51 PTB	1,018 223 58 (0,17)	1,018 219 47 (0,14)	**-0,82**
61 PTB	1,018 217 04 (0,36)	1,018 216 17 (0,15)	**-0,17**
81 PTB	1,018 232 12 (0,27)	1,018 226 83 (0,14)	**-1,06**
101 Eppley	1,018 216 83 (0,19)	1,018 213 01 (0,21)	**-0,76**
1D Muirhead	1,018 231 74 (0,19)	1,018 226 66 (0,22)	**-1,02**
5D Muirhead	1,018 234 22 (0,31)	1,018 230 82 (0,28)	**-0,68**
MEDIA V_{LEM}	**1,018 226 76**	**1,018 223 72**	

*(ppm)

**Se incorporó la pila 71 (PTB) al GPRW por la 11 (Muirhead) proveniente del Grupo Patrón de Observación GPRO. # Puede tomarse Vista. Ver Revista Electrotécnica marzo-abril 2004 "Actualización de las Unidades ohm y volt del LEM"

página 2 de 2

Internet: http://www.laboratorioelectricodemetrologia.fi.uba.ar ó http://www.fi.uba.ar/laboratorios/lem
E-mail: lem@fi.uba.ar

Cerlem 11230.doc

6.2 Certificado de calibración del piranómetro

EKO
Beyond Accuracy.

EKO INSTRUMENTS CO.,LTD.
1-21-8 Hatagaya, Shibuya-ku,
Tokyo 151-0072 Japan
P. +81.3.3469.6713
F. +81.3.3469.6719
www.eko.co.jp

Calibration Certificate

Requester : EKO INSTRUMENTS USA Inc.
111 North Market Street, Suite 300
San Jose, CA 95113 USA

ISO 17025 / ISO 9847

ilac-MRA

PJLA Calibration #74158

Manufacturer :	EKO Instruments Co., Ltd.		
Description :	Pyranometer	Certificate Number :	S19046160-EX20-045-C1
Model :	MS-80	Issue Date :	February 10, 2020
ISO Classification :	Class A	Calibration Date :	December 11, 2019
Serial Number :	S19046160	Calibration Procedure :	LM-10
Accessories :			

Calibration Conditions

Temperature	25±3	[°C]
Irradiance	1000±50	[W/m^2]
Solar Simulator Instability	0.3	[%]

Calibration Results

Sensitivity	10.97	[μV/W·m^{-2}]	
Uncertainty	0.64	[%]	*(Coverage factor k = 1.96)*

The above product is calibrated and traceable to the reference pyranometer in compliance with ISO/IEC9847 Direct beam calibration (type IIc). Measurement uncertainties at the time of calibration are consistent with the Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM).

Reference Instruments	Model	S/N	Calibration due
Pyranometer	MS-80	S16032533	2020/12/17
Digital Multimeter	34401A	3146A24500	2020/8/26

EKO Instruments Co., Ltd.
1-21-8, Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo, 151-0072, Japan
M.Kita／Calibration responsible

M.Kita

Certificate Number : S19046160-EX20-045-C1 Page 1/2

Calibration Results

n	Ref. Irradiance [W/m²]	Pyranometer Output [mV]	Sensitivity [µV/W·m⁻²]	n	Ref. Irradiance [W/m²]	Pyranometer Output [mV]	Sensitivity [µV/W·m⁻²]
1	1004.5	11.02	10.97	6	1004.5	11.01	10.96
2	1004.5	11.03	10.98	7	1004.5	11.02	10.97
3	1004.5	11.02	10.97	8	1004.5	11.03	10.98
4	1004.5	11.02	10.97	9	1004.5	11.03	10.98
5	1004.5	11.02	10.97	10	1004.5	11.03	10.98

Σ Mean *(n= 10)*	11.02	10.97
Std. deviation		0.0058

Calibration Procedure

The pyranometer was calibrated against a calibrated reference pyranometer using a 1000 W/m² (AM1.5 class AAA) sun simulator as source. The pyranometer is situated on a horizontal table and aligned to the optical axis of a normal incidence light source. By alternating the position of the calibrated reference pyranometer with the test pyranometer the output signal of both pyranometers are recorded and used to solve the equation of the unknown sensitivity variable. The operating conditions are maintained constant (e.g. ambient temperature and normal incidence irradiance), hence the pyranometer uncertainty figure from 10 readings (n) is determined by taking into account the sensitivity uncertainty (Us), uncertainty of temperature (Ut), normal distribution (d), and repeatability (Ur) of the reference pyranometer and the max. deviation of the incident irradiance between the measurement intervals.

Uncertainty

The expanded calibration uncertainty associated with the pyranometer sensitivity figure is calculated as the square root of the sum of the squares of the reported uncertainties:

1) Uncertainty of reference (Us)	0.31%
2) Uncertainty of temperature (Ut)	0.07%
3) Repeatability (Ur)	0.04%
4) Distribution (d)	0.05%
Total uncertainty (Uc)	0.32%
Expanded uncertainty (U)	0.64% *(Coverage factor k = 1.96)*

$$\textit{Expanded Uncertainty} = 1.96 \times \sqrt{(Us^2 + Ut^2 + Ur^2 + d^2)}$$

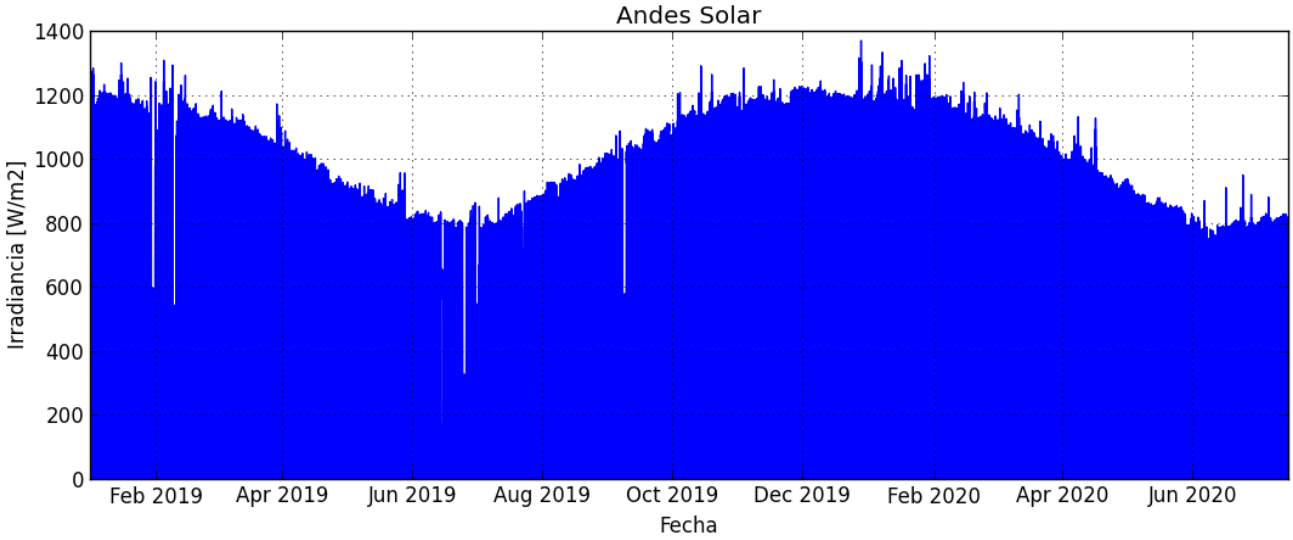
Traceability

Every 2 years the reference pyranometer MS-80 is calibrated against the primary standard PMO-6 according to the sun-and-shade method under ISO9846. The primary standard is directly traceable to the WRR (World Radiometric Reference) and maintained in the group of standard radiometers calibrated every 5 years during the IPC. The data logger is traceable to JEMIC (Japan Electric Meters Inspection Corporation).

Certificate Number : S19046160-EX20-045-C1 Page 2/2

6.3 Histórico de Irradiancia medido en planta

La imagen siguiente muestra el registro de irradiancia obtenido del proyecto Andes Solar II-A en un período de año y medio aproximadamente. Puede verse que la misma fluctúa entre 1200 y 800 W/m2 según la época del año. En particular para los meses de invierno se obtienen valores del orden de 800 W/m2 como máximo tal como se evidenció en la prueba realizada el 10 de Julio de 2020.



No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.