

**Empresa:** AES Gener

**País:** Chile

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

**Descripción:** Informe de Mínimo Técnico

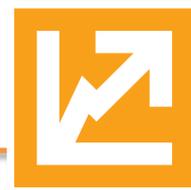
**Código de Proyecto:** EE-2019-185

**Código de Informe:** EE-EN-2020-1236

**Revisión:** B

**Revisión AES:** 0

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



Este documento EE-EN-2020-1236-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](mailto:gonzalo.espinoza@estudios-electricos.com)

Ing. Andrés Capalbo  
Coordinador Dpto. Ensayos  
[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

Ing. Pablo Rifrani  
Gerente de Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 22 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



## Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Fecha ensayo y personal auditor .....	4
1.2	Medidores utilizados.....	4
1.3	Definiciones y Nomenclatura .....	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS .....	6
3	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	7
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares .....	11
3.3	Datos de los inversores .....	12
3.4	Datos de los transformadores.....	14
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO .....	16
4.1	Mediciones y accionamientos.....	16
4.2	Descripción del ensayo.....	17
4.1	Valores detallados.....	18
4.2	Resultados.....	18
5	CONCLUSIONES .....	19
6	ANEXOS .....	20
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía .....	20



## 1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico 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

<b>Personal</b>	<b>Fecha de ensayo</b>
Ing. César Colignon	10/07/2020
Ing. Jaime Prieto	10/07/2020

### 1.2 Medidores utilizados

<b>Denominación</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Precisión</b>	<b>Calibración</b>
Analizador de energía	Yokogawa	WT333E	±0.1%	Ver Anexo 6.1

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.



### 1.3 Definiciones y Nomenclatura

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

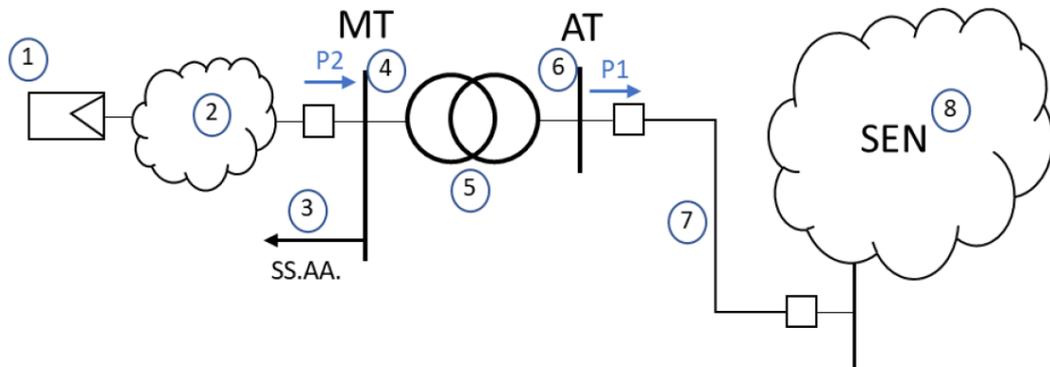


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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].



## 2 ASPECTOS NORMATIVOS

---

El “**Anexo Técnico**: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.



### 3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

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.

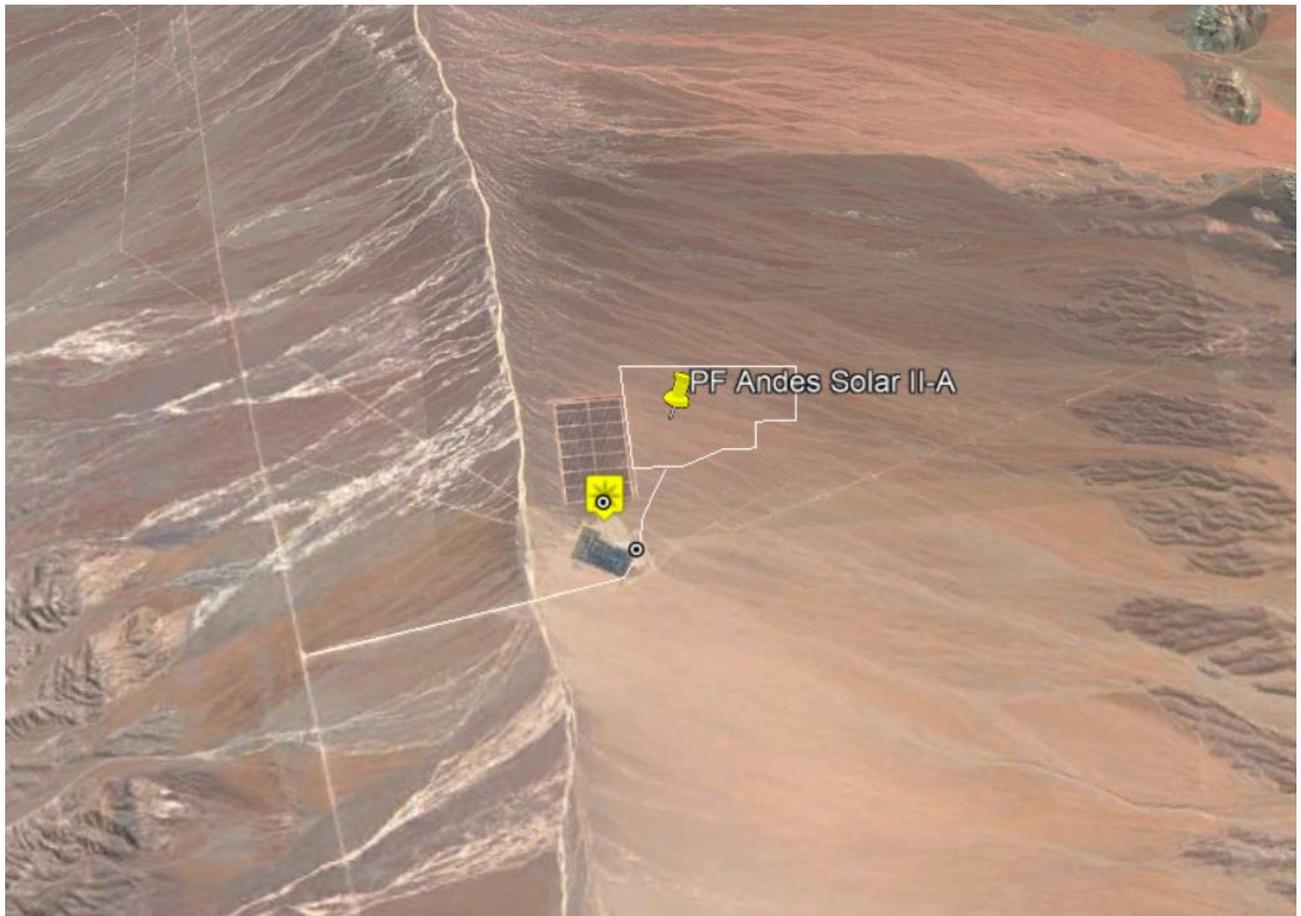


Figura 3.1 – Ubicación del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A



El Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - 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.

<b>Datos de planta</b>	
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.



=SWITCHGEAR GIS ZX0.2\*

**ETAPA 1**

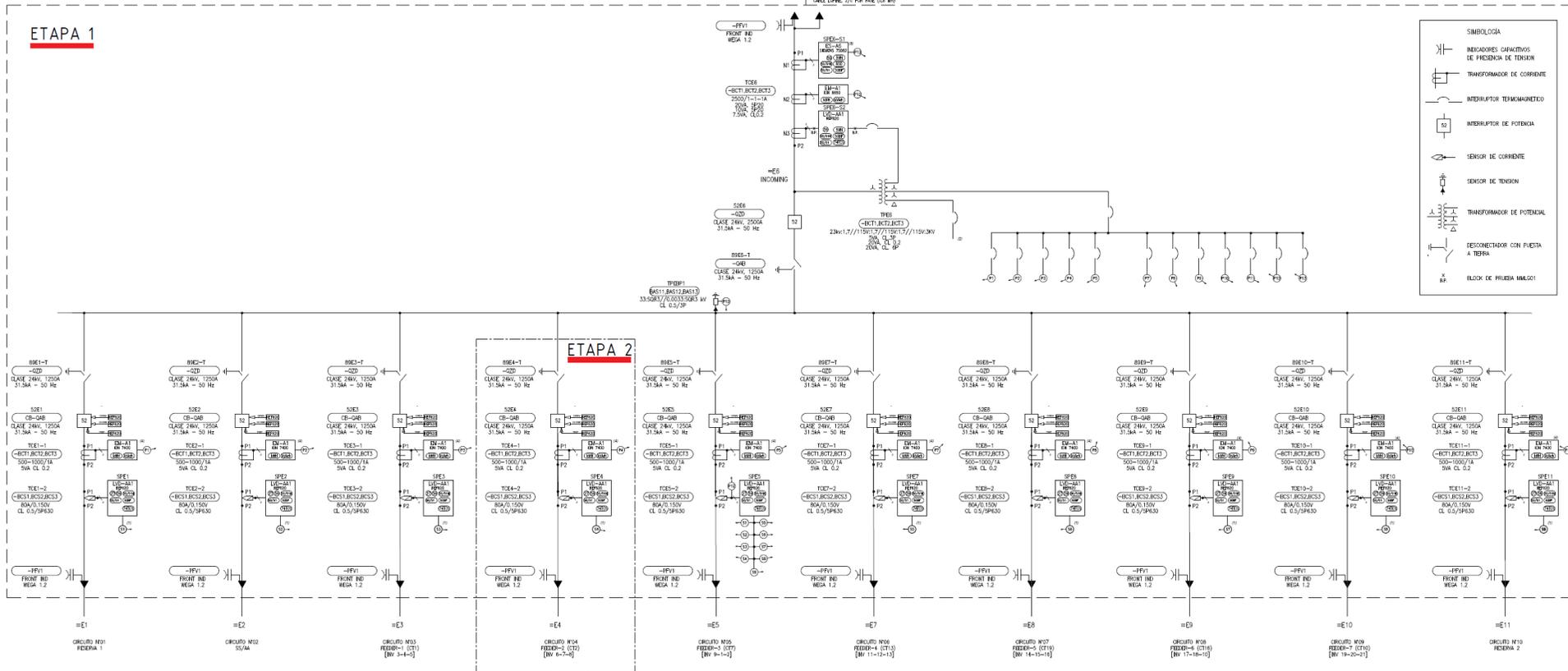


Figura 3.2 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A. Se distinguen Etapa 1 y Etapa 2

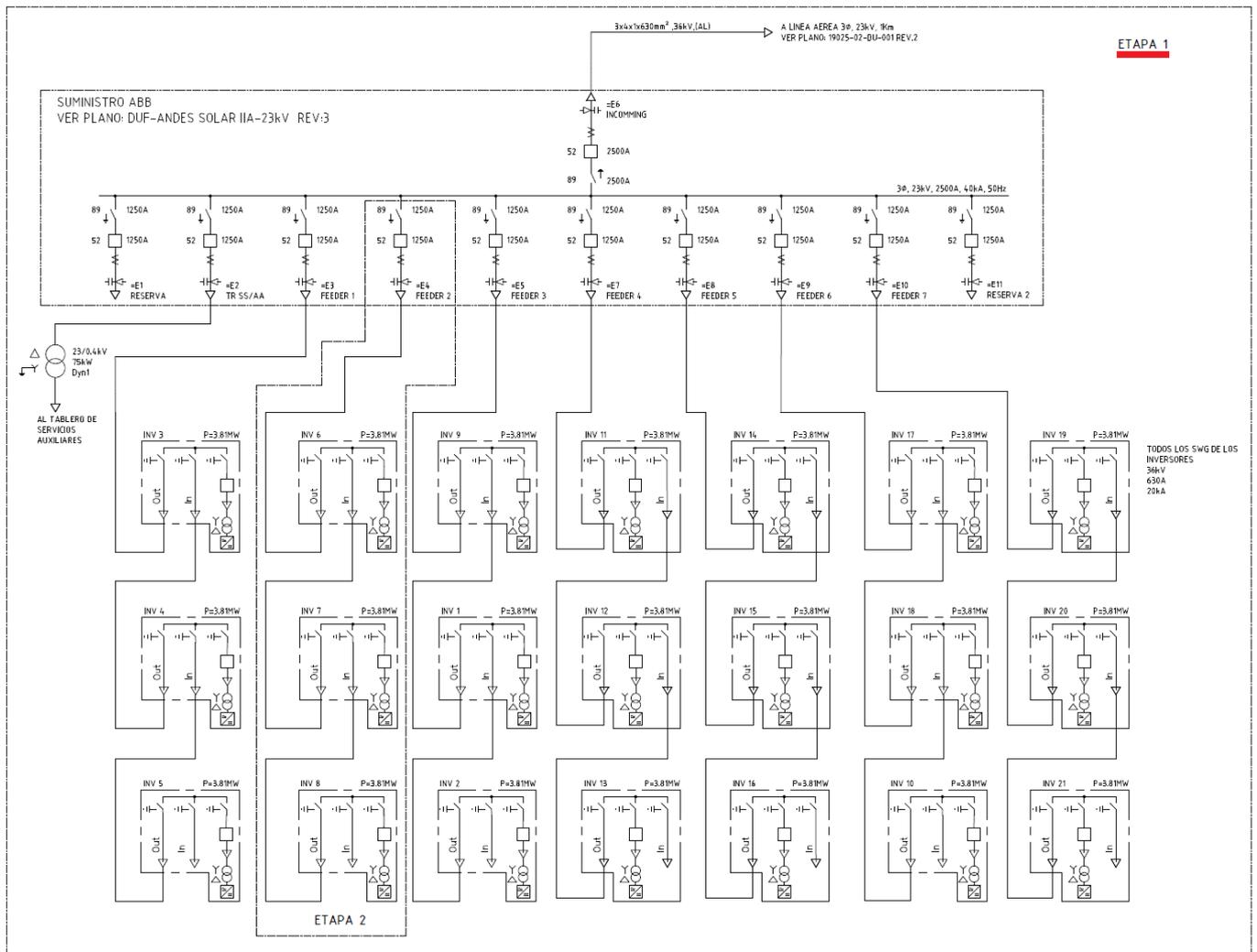


Figura 3.3: Red Colectora – Circuitos 1 a 7. Se distinguen Etapa 1 y Etapa 2



### 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 <sub>DC</sub>									
Number of diodes	3									
Junction box IP rating	IP 68									
Maximum series fuse rating	20 A									

\* Measurement tolerance +/- 3%  
STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, 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
② Cable length (IEC/UL)	130(+) / 300(-) mm / 5.12 / 11.81 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm <sup>2</sup> / 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

② 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



### 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	
<b>DC input</b>	
MPP Voltage range <sup>(1)</sup>	897 – 1500 V
MPP Voltage range @full power [V] <sup>(1)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	3x10000A
Number of MPPT	3
Grounding kit	Not included
<b>DC Cabinet</b>	
Switch type	DC load break switch
Number of DC Inputs	Up to 36
DC inputs protection <sup>(3)</sup>	Fuses
DC overvoltage protection	SPD (Type I+II). One per module
Integrated DC monitoring	Not included (Optional)
<b>AC output</b>	
Nominal AC voltage	620V
Max. AC voltage range <sup>(4)</sup>	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 <sup>(5)</sup>	4368
Rated apparent AC power [kVA] @ 95 °F/35 °C @ 1250Vdc <sup>(5)</sup>	3798
Rated apparent AC power [kVA] @ 122 °F/50 °C up to 950Vdc <sup>(5)</sup>	3913
Rated apparent AC power [kVA] @ 122 °F/50 °C @ 1250Vdc <sup>(5)</sup>	3402
Rated AC power. Pmax [kW] @ 95 °F/35 °C up to 950Vdc <sup>(5)</sup>	4342
Rated AC power. Pmax [kW] @95 °F/35 °C up to 1250 Vdc <sup>(5)</sup>	3775
Total Current Demand Distortion (TDD)	<3%
Power factor	Adjustable
<b>AC Cabinet</b>	
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



Integrated AC monitoring	Not Included (Optional)
<b>Efficiency</b>	
Max Peak Efficiency <sup>(1)</sup>	>98,6%
European Efficiency <sup>(2)</sup>	>98,4%
CEC Efficiency <sup>(3)</sup>	>98,5%
Self-consumption in standby <sup>(7)</sup>	<550W
Self-consumption in operation	<10kW
Average Daily Self-consumption 12h. (CEC)	5.9 kW
<b>Notes</b>	
(1) At 100% Uac_nom, full power according to Figure 6 and $\cos \phi = 1$	
(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 below 35 °C	
(7) The losses in standby and consumption of auxiliaries may vary depending on the model of transformer required by the customer	
<b>Table 1. Electrical characteristics 3MWD3-V620</b>	
<b>Ambient conditions</b>	
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 <sup>3</sup> /h
Max. altitude above sea level without derating	1000m
Max. altitude above sea level allowed	4000m
<b>Mechanical Characteristics</b>	
Dimensions(W x D x H)	5560/4260/2960* x 1650x 2460 [mm]
Weight	<7000g
Protection degree	3R, IP54NEMA
<b>(*Standard AC output length is 350 mm)</b>	
<b>AC Protections</b>	
Anti-islanding	Yes
Grid voltage variations	Yes
Frequency failures	Yes
Asymmetric currents	Yes
Asymmetric voltage	Yes
Low Voltage Ride Through (LVRT) capability	Yes
<b>DC Protections</b>	
Inverter shutting down on overload error	Yes
PV-field isolation detector	Yes
DC disconnection capability	Yes

Figura 3.6 - Datos de inversores (continuación)



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

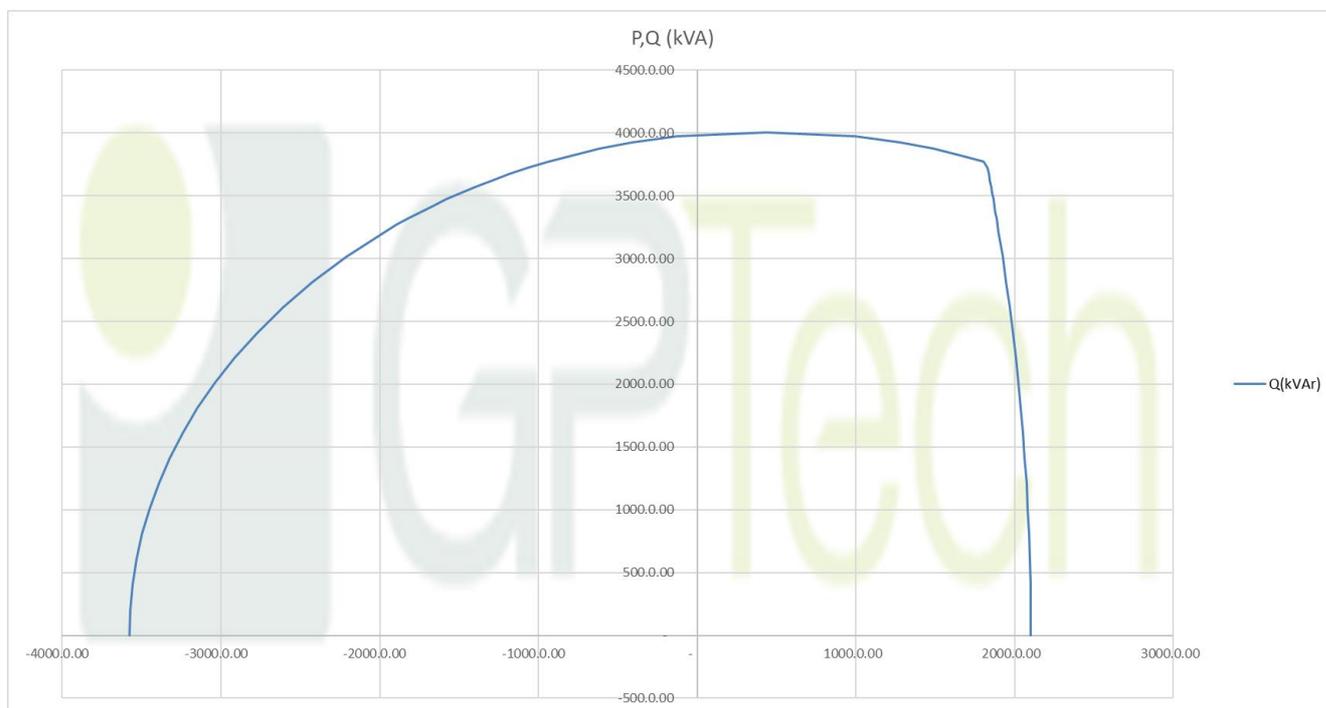


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor

### 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.



Characteristics of the 4500 kVA power transformer

Power Transformer 4500 kVA	
<b>Electrical ratings</b>	
Total Power	4500 kVA @40° C
Type	Oil-Immersed
Connection	Yn-d11 or Yn-d11-y0-d11 <sup>(1)</sup>
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%
<b>Environmental conditions</b>	
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
<b>Gauges and fittings</b>	
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
<b>Protection relay</b>	
Liquid level gauge	Yes, with alarm contacts
Pressure gauge	Yes, with alarm contacts
Dial Thermometer	Yes, with alarm contacts
<b>Standards</b>	
	IEC 60076

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

Figura 3.8 – Datos del transformador





## 4.2 Descripción del ensayo

El día 9 de julio de 2020 se realizó de mínimo técnico del parque.

La Tabla 4.1 resume los pasos realizados y sus correspondientes tiempos.

Paso	Hora	Descripción
1	11:03:36	Con el parque despachando 10MW, se consigna en el PPC un despacho de 0MW
2	-	Una vez alcanzado los 0MW, se verifica la estabilidad del despacho.
3	11:58:03	Ya verificada la estabilidad, se vuelve a consignar 10MW de despacho en el PPC.

Tabla 4.1 – Secuencia de eventos

El registro obtenido para el proceso completo del ensayo es el que se muestra en la Figura 4.2 en color verde claro, en la que también se ha marcado en azul segmentado el tiempo correspondiente a cada uno de los pasos del ensayo realizado.

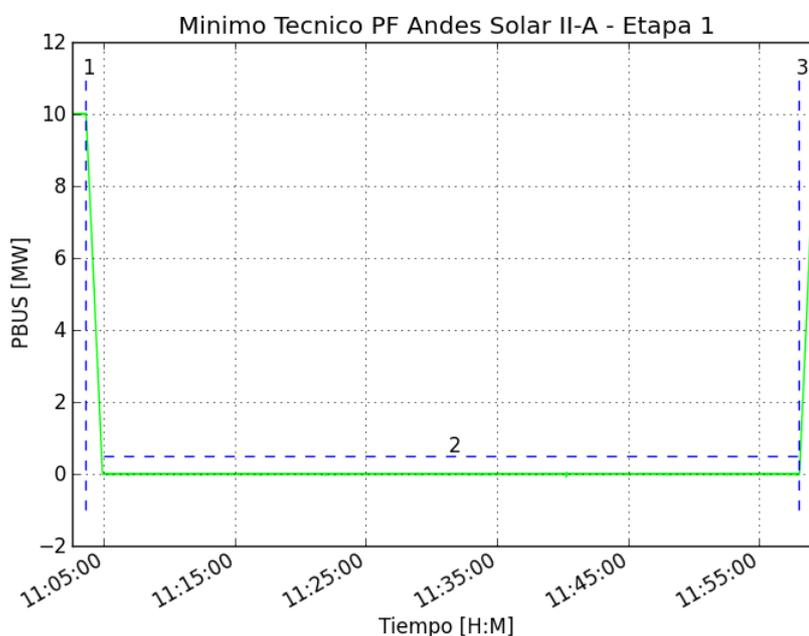


Figura 4.2 – Detalle de la potencia de salida y eventos del ensayo.



## 4.1 Valores detallados

Considerando que los valores de potencia intermedios no existen como mediciones físicas reales, se procede a calcular los mismos por simulación. Para esto, se utiliza como base el modelo completo del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 en DigSILENT (EE-EN-2020-1236-RB-PF\_Andes\_Solar\_II\_A\_Etapa1\_MinTec.pfd). El mismo contempla las pérdidas en la red, a las que se le agregan las pérdidas en los transformadores de cada inversor, totalizando 152kW, y los consumos de SSAA establecidos en 75kW, según las características del transformador.

La simulación consiste en despachar 0MW en el punto de interconexión y tomar lectura de los valores solicitados.

Para lograr este objetivo fue necesario despachar cada inversor individual en 12.61kW.

<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor [kW]</b>
P <sub>inv</sub>	Potencia activa de cada inversor	12.61
<b>Mínimo Técnico</b>	<b>P<sub>bruta</sub> = P<sub>inv</sub> x 18</b>	<b>227</b>
<b>P<sub>POI</sub></b>	<b>Potencia en el Punto de Interconexión</b>	<b>0.0</b>
P <sub>SSAA</sub>	Potencia de Servicios auxiliares de la central (máximo).	75
P <sub>colector</sub>	Pérdidas en la red colectora	152

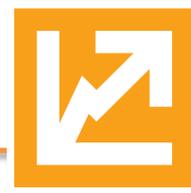
Tabla 4.2 – Valores en cada punto para una condición de MT

## 4.2 Resultados

El Anexo Técnico define el Mínimo Técnico como la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.

Con el ensayo realizado se demostró que el Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 puede entregar valores tan bajos como potencia activa nula en el POI en forma estable al sistema sin restricciones y llegar al mismo en base a consignas dadas por el propio sistema de control desde valores de potencia correspondientes a plena carga o desde la condición de desconectado.

El valor determinado es 0MW en el punto de conexión al Sistema. Mientras que si se debe calcular una potencia bruta esta corresponde a 227kW resultante de multiplicar la cantidad de inversores por 12.61kW que es el valor de despacho requerido en cada uno de ellos y una cota de 75kW máximo para el consumo de Servicios Auxiliares.



## 5 CONCLUSIONES

---

En conformidad con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y su “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, se verificó mediante ensayos que el valor de Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Andes Solar II-A - Etapa 1 es de 0MW.

Se observó una operación estable en la condición de Mínimo Técnico y se verificó que se puede llegar a ella desde cualquier condición operativa previa del parque (plena carga/desconectado).



## 6 ANEXOS

### 6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

Universidad de Buenos Aires  
Facultad de Ingeniería



DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA  
PASEO COLÓN 850



**LABORATORIO ELÉCTRICO DE METROLOGÍA**

<b>Descripción:</b>	WATTÍMETRO TRIFÁSICO DIGITAL		
<b>Marca y Modelo:</b>	YOKOGAWA, WT333E	<b>Nº de Certificado:</b>	11230
<b>Serie y Nº:</b>	C3TB10007E	<b>Fecha:</b>	18-09-18
<b>Requerido por:</b>	ESTUDIOS ELÉCTRICOS S.A. Jorge Newbery 8796, Rosario, Santa Fe		

**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:  $\pm 0,03 \%$ ; 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<sub>LEM</sub> y ohm<sub>LEM</sub>, Trazables a los del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), IEN, Italia, NIST, E.E.U.U. 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. PÉREZ  
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](mailto:lem@fi.uba.ar) \* Certlem 11230.doc



Universidad de Buenos Aires  
Facultad de Ingeniería

DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA  
PASEO COLÓN 850



### LABORATORIO ELÉCTRICO DE METROLOGÍA

**Descripción:** Calibraciones realizadas en:  
**Patrón viajero Resistor L&N tipo Thomas N° 1883-406 denominación LEM 6 (06)**  
Depositados a 25°C ± 0,01 °C

Año	N° Certificado	Valor certif. Ω	Incertidumbre ppm	Diferencia en μΩ en años (valor certif. anual)				País
				1997-1994	2003-1997	2009-2003	2014-2009	
IEN	29206-07	1.000.000.44	0.1					Italia
	31038-01	1.000.000.70	0.1	0,37 (0,37)				
INTI	2003	1.000.000.58	0.5		-0,21 (-0,02)			Argentina
	2009	1.000.000.38	0.2			-0,10 (0,02)		
	2014	0102-00010031	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. Mención	Año	N° Certificado	Valor certif. V	Incertidumbre ppm	Diferencia en μV en años (valor certif. anual)				País
					1997-1994	2004-1997	2009-2004	2014-2009	
IEN	1994	29206-01	1.018.150.9	1					Italia
	1997	31038-02	1.018.147.6	1	-5,3 (-2,7)				
INTI	2004	7520	1.018.145.7	0.3		-1,9 (-0,27)			Argentina
	2009	13072	1.018.143.8	0.2			-1,0 (-0,08)		
	2014	FM-0102-00010031	1.018.142.2	0.2				-1,6 (-0,12)	

**Descripción:** Grupos Patrones de Referencia:  
**De Resistencia (GPRR) ohm<sub>LEM</sub> tipo Thomas depositados a 25 °C ± 0,01 °C**

Ciclo de Comparación	45 2014	46 2015	Δ(46-45) μΩ/año
<b>RESISTOR</b>	<b>CALIBRACIÓN [Ω]</b>	<b>ASIGNACIÓN [Ω]</b>	
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
<b>MEDIA Ω<sub>LEM</sub></b>	<b>0,999 995 50</b>	<b>0,999 995 50</b>	

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

Ciclo de Comparación	41 2009	46 2014	Δ <sub>46-41</sub> / 5 años μV/año
<b>PILA</b>	<b>CALIBRACIÓN [V]</b>	<b>CALIBRACIÓN [V]</b>	
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
10 Muirhead	1,018 231 74 (0,19)	1,018 226 66 (0,22)	-1,02
50 Muirhead	1,018 234 22 (0,31)	1,018 230 82 (0,28)	-0,68
<b>MEDIA V<sub>LEM</sub></b>	<b>1,018 226 76</b>	<b>1,018 223 72</b>	

\*\*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.laboratoriouselectricodemetrologia.fi.uba.ar> ó <http://www.fi.uba.ar/laboratorios/lem>  
E-mail: [lem@fi.uba.ar](mailto:lem@fi.uba.ar)

\* Certlem 11230.doc



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.