

Empresa: Saferay Construcciones S.p.A.

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico La Huayca

Descripción: Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2018-165

Código de Informe: EE-EN-2018-1028

Revisión: A

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

saferay

29 de agosto de 2018



Este documento EE-EN-2018-1028-RA fue preparado para Saferay Construcciones S.p.A. por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Román Comelli
Departamento de Ensayos
roman.comelli@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 20 páginas y ha sido guardado por última vez el 29/08/2018 por Román Comelli, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	29/08/2018	Para presentar.	RC	PA	AC



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Medidores utilizados.....	4
1.2	Nomenclatura y observaciones generales.....	4
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	5
3	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	6
3.1	Unifilar de planta.....	6
3.2	Control de potencia.....	8
3.3	Datos de los paneles solares.....	8
3.4	Datos de los inversores.....	9
3.5	Datos de los transformadores.....	12
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....	13
4.1	Descripción del ensayo.....	13
4.2	Cálculos realizados y resultados.....	13
5	CONCLUSIONES.....	19



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el valor de Potencia Máxima en el Parque Fotovoltaico La Huayca 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.

Este documento, junto con los informes “EE-EN-2018-1026-RA_Minimo_Tecnico” y “EE-EN-2018-1027-RA_Partida_Detencion”, responden al pedido del CEN realizado en la carta: “DE03464-18 - Informes de parámetros operacionales del PFV La Huayca”.

1.1 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo
Analizador de energía	Janitza (Planta)	UMG 604
Piranómetro	Kipp & Zonen	CMP 11

Tabla 1.1 – Equipos.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se utilizaron datos adquiridos mediante el SCADA de la central.

1.2 Nomenclatura y observaciones generales

Para el ensayo se realizaron registros a una tasa de muestreo de 1 minuto.

La nomenclatura utilizada en el informe es la siguiente:

Tag	Descripción
PBUS	Potencia activa del parque
IR	Irradiancia
STC	Standard Test Conditions
NOCT	Nominal Operative Cell Temperature
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_p	Temperatura de panel
$P_{neta,sc}$	Potencia neta sin corregir
$P_{bruta,sc}$	Potencia bruta sin corregir
$P_{bruta,ir}$	Potencia bruta corregida por irradiancia
$P_{neta,c}$	Potencia neta corregida
$P_{bruta,c}$	Potencia bruta corregida



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 DE LA INSTALACIÓN

El Parque Fotovoltaico La Huayca se encuentra ubicado al sureste de Iquique, por el camino internacional hacia Pica, en la comuna de Pozo Almonte, localidad de La Huayca. Está constituido por 41 inversores de 680 kW cada uno, totalizando una potencia de 27.88 MW, de la cual se declaran 25.05 MW debido al límite impuesto por el PPC tal como se aprecia en la Figura 3.1.

2 Plant Data

Grid Regulation	CDEC-SING
Grid Operator	E-CL
Grid Connection point	S/E Tap-Off Tamarugal, 66 kV Transmission Grid
Nominal Power	27.880 kVA installed AC capacity 25.050 kVA maximum output power (active power limit) 30.435 kWp installed DC capacity
Inverter Types	41x GE PSC – 680 MV-L-QC 21x Inverter Stations
Solar Modules	118.704 ReneSola JC245M-24/Bb 5.842 Canadian Solar CSP-6P

Figura 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 21 estaciones de inversores, cada una de las cuales cuenta con un transformador de bloque (de relación 23/0.375/0.375 kV) y 2 inversores (excepto la estación 2 que cuenta con un solo inversor). A la barra de MT de 23 kV llegan 4 ramas, 2 de las cuales agrupan 7 estaciones de inversores, una rama agrupa 3 estaciones y la restante agrupa 4 estaciones de inversores.

Esto es lo que se muestra en la Figura 3.2.

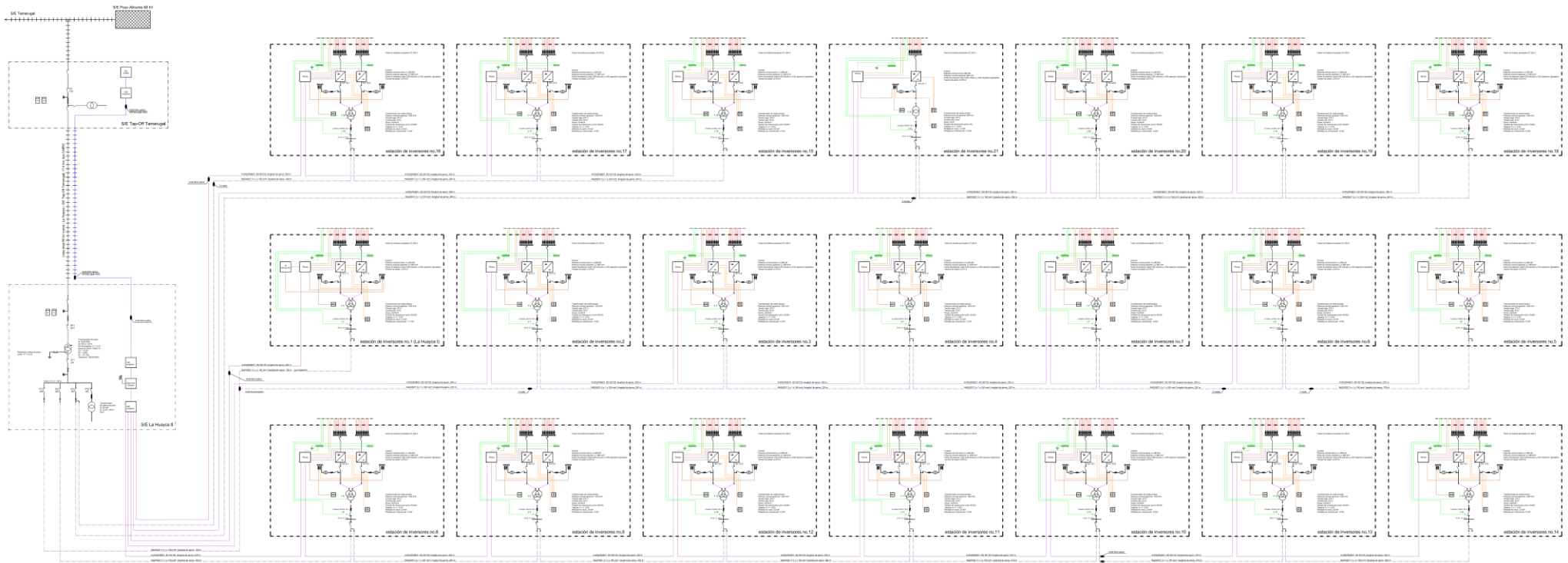


Figura 3.2 – Diagrama de interconexión del parque.



3.2 Control de potencia

El parque puede limitarse respecto a la potencia activa generada ya que el operador cuenta con una consigna para tales efectos. La generación será limitada como máximo al valor del setpoint en caso de incrementos en la intensidad de la radiación.

3.3 Datos de los paneles solares

La estación de inversores nº1 cuenta con 23 paneles por string, marca CanadianSolar, modelos CS6P-230P y CS6P-235P. Sus características se presentan en la Figura 3.3.

Elektrische Daten		CS6P-230P	CS6P-235P
Maximale Nennleistung unter STC (Pmax)		230W	235W
Optimale Betriebsspannung (Vmp)		29,6V	29,8V
Optimaler Betriebsstrom (Imp)		7,78A	7,90A
Leerlaufspannung (Voc)		36,8V	36,9V
Kurzschlussstrom (Isc)		8,34A	8,46A
Betriebstemperatur		-40°C~+85°C	
Maximale Systemspannung		1000V (IEC) /600V (UL)	
Maximaler Bemessungsstrom		15A	
Leistungstoleranz		+5W	
Temperaturkoeffizient	Pmax	-0,43%/°C	
	Voc	-0,34 %/°C	
	Isc	0,065 %/°C	
	NOCT	45°C	

* Standard-Testbedingungen (STC): 1000 W/m² Einstrahlung, AM 1,5 und 25 °C Zelltemperatur

Mechanische Daten	
Zellentyp	Polykristallin
Zellenanordnung	60 (6x10)
Abmessungen	1638 x 982 x 40 mm (64,5 x 38,7 x 1,57 in)
Gewicht	20 kg (44,1 lbs)
Frontabdeckung	gehärtetes Glas
Rahmenmaterial	eloxierte Aluminiumlegierung
Standardverpackung (Module pro Palette)	20 Stck.

Figura 3.3 – Datos de paneles CanadianSolar.

Las demás estaciones, de la nº2 a la nº21, poseen 24 paneles por string, marca Renesola, modelo JC245M-24/Bb. En la Figura 3.4 se muestran los datos correspondientes a estos paneles.



Electrical Characteristics STC

JC245M-24/Bb

Maximum Power (Pmax)	245 W
Power Tolerance	0~+5W
Module Efficiency	15.1%
Maximum Power Current (Imp)	8.19 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	29.9 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.3 V

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT

JC245M-24/Bb

Maximum Power (Pmax)	182 W
Maximum Power Current (Imp)	6.53 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	27.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.04 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.0 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Cell Type	156 x156 mm Polycrystalline, 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65 rated, with bypass diodes
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm
Cable Length	1000 mm
Weight	19 Kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

Characteristics

Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ± 2°C

Figura 3.4 – Datos de paneles ReneSola.

3.4 Datos de los inversores

Los inversores con los que cuenta el parque son marca General Electric, modelo ProSolar PSC-680 MV-L-QC. Los mismos poseen una potencia activa nominal de 680 kW cada uno.



A continuación, se presentan sus principales características en la Figura 3.5 y la Figura 3.6.

ProSolar
Central Inverter @ 1,000 VDC (OC)
(outdoor & indoor)

Model Code	PSC - 680 MV - L - QC	
Input side		
Max. allowable DC voltage U_{dcmax}	1,100	V
Rated Input DC voltage $U_{dc,r}$	595 **	V
DC MPP Range $U_{mpgmin} - U_{mpgmax}$	595-1,000 **	V
I_{dcmax}	1,200	A
MPP Tracker	1	unit (s)
Output side		
Rated AC operating voltage $U_{ac,r}$	375	V
AC operating voltage range	±10	%
Max AC current I_{acmax}	1,050	A
AC rated power P_{ac} @ $U_{ac,r}$ U_{mpgmin} - U_{mpgmax}	680	kW
Grid frequency f_g +/- 5 %	50 / 60	Hz
Power factor $\cos\phi$ @ $P_{ac,r}$	1	
$\cos\phi$ range	0-1 ind. or cap.	
Feed in phase / Connection phase	3 / 3	
Self-consumption during night-time	100	W
Efficiency		
Max. Efficiency	98,1	%
EU efficiency	97,8	%
System data		
Width, Height, Depth (W/H/D) [mm]	1,800 (2,800*) / 2,000 (2,200*) / 600	mm
Weight [kg]	<1,500	kg
Aux. consumption in operation (PACnom)****	<1,750	W
Communication interfaces		
Standard	Ethernet, Modbus TCP	
Optional	Profibus, Can	

Figura 3.5 – Datos de inversores.



Equipment		
Earth-fault monitoring	optional	
Heating	yes	
E-Stop pushbutton	yes	
Circuit breaker AC	motorised operation	
Switch-disconnector DC	motorised operation	
Service PC - remote monitoring & control	optional	
Standards		
EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4	
Grid monitoring (BDEW - certified)	✓	
CE - Conformity	yes	
Ambient operating conditions		
IP protection class	IP 54; IP65 (outdoor) ***	
Ambient temperature*	-10°C to +50°C	°C
Humidity	5-100	%
Max. height above sea-level	2,000	m

Figura 3.6 - Datos de inversores (continuación).

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

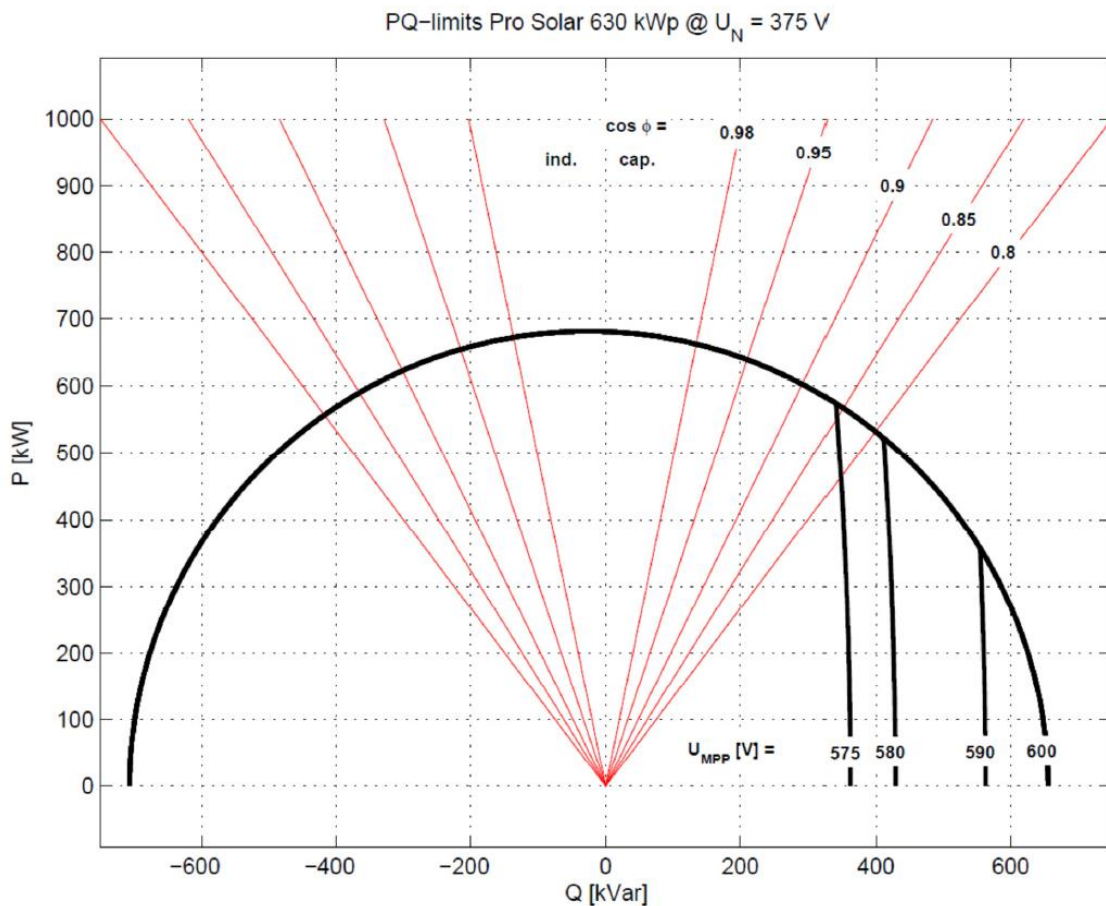


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor.



3.5 Datos de los transformadores

Cada transformador, de potencia nominal 1,25/1,5 MVA, cuenta con dos devanados iguales de baja tensión de 375 V y un arrollamiento de alta tensión es de 23 kV.

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

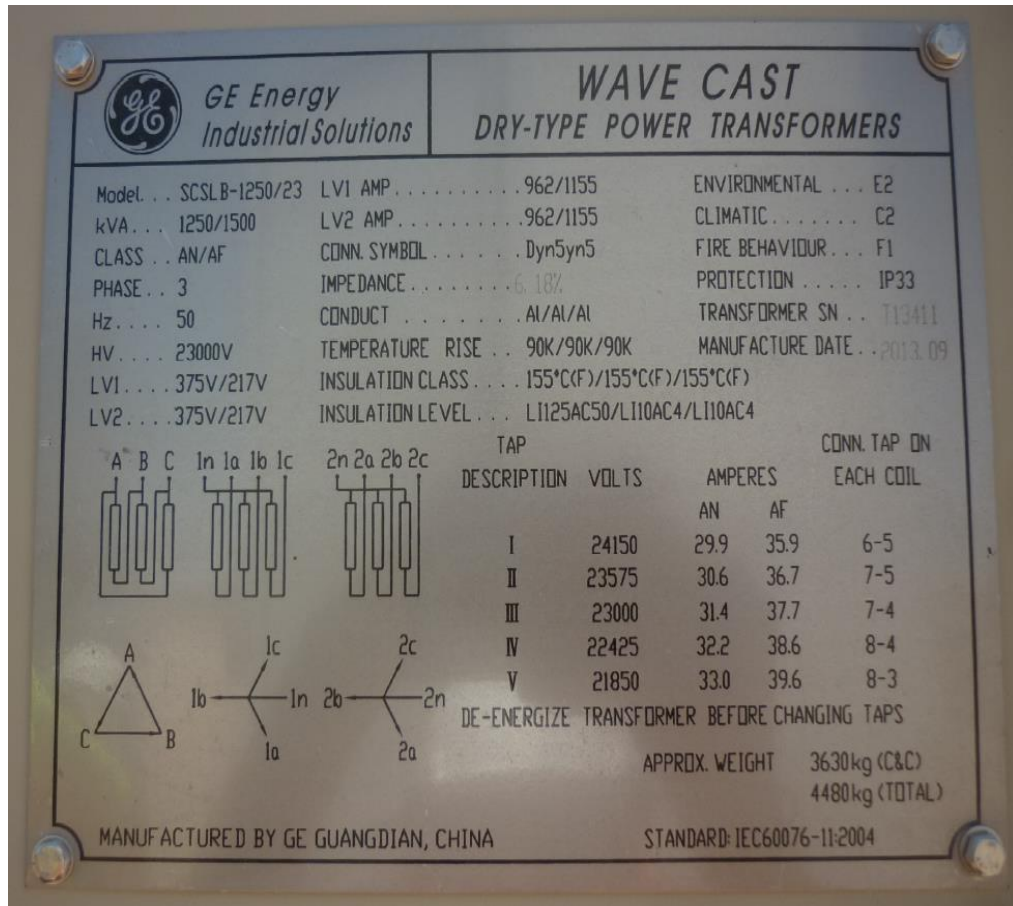


Figura 3.8 – Placa del transformador.



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

4.1 Descripción del ensayo

Se utilizó un registro de operación normal del día 11 de mayo de 2018. En el mismo se consignó potencia nominal en el Power Plant Controller de modo de obtener la máxima potencia extraíble del recurso durante todo un día.

Las mediciones de potencia neta se realizaron mediante el equipo Janitza UMG 604, ubicado en la subestación Tamarugal (Punto de Interconexión) como se muestra en el detalle de la Figura 4.1.

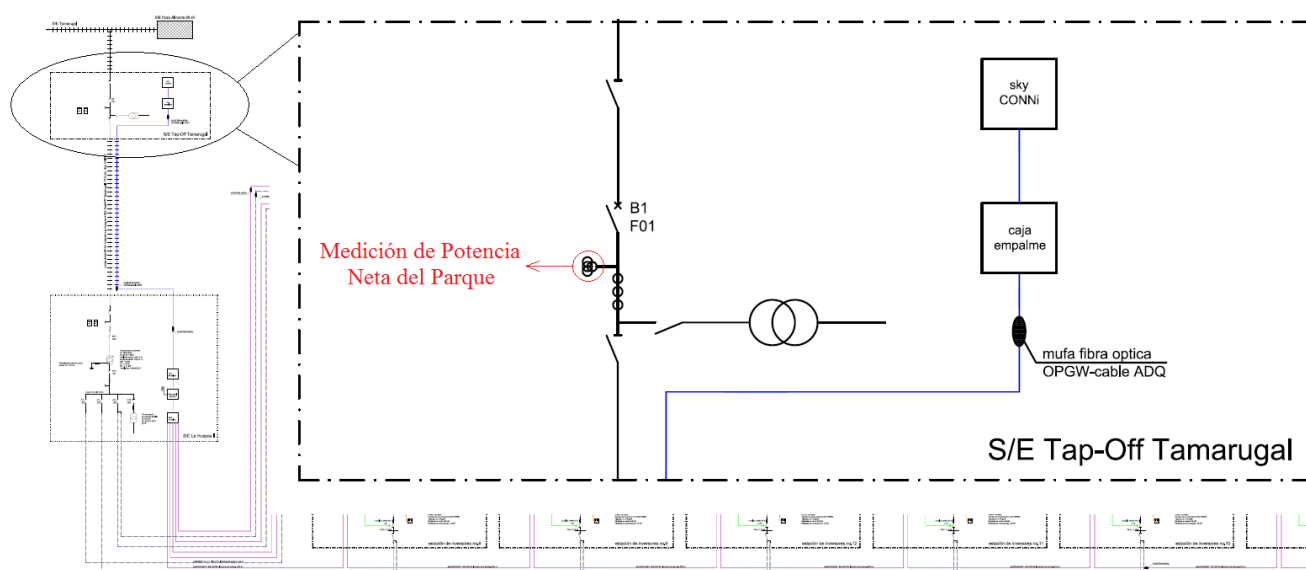


Figura 4.1 – Punto de medición de Potencia Neta del Parque.

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.

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 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 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 pérdida en la red de media tensión del parque.

La potencia neta y la irradiancia registradas durante el día del ensayo son las mostradas en la Figura 4.2

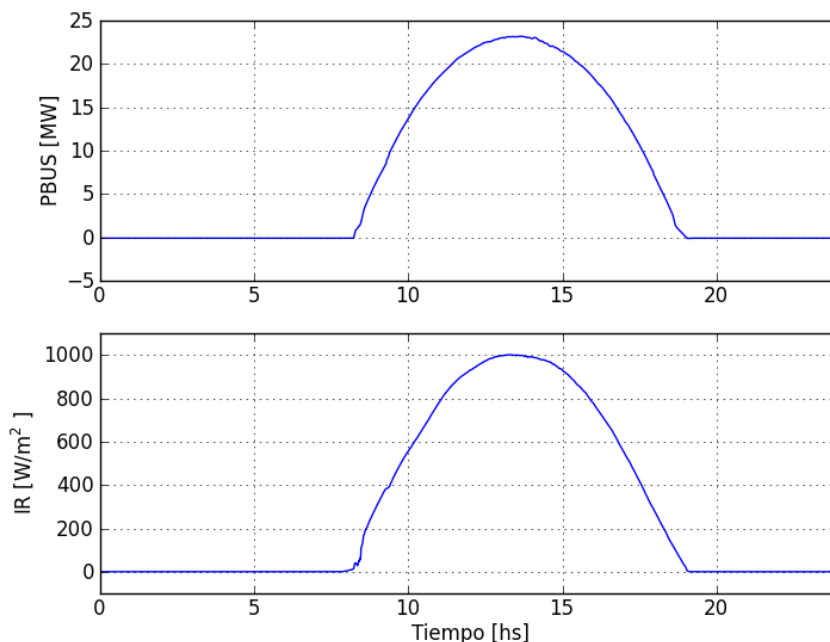


Figura 4.2 – Potencia neta e irradiancia durante el ensayo.

Para hallar la potencia neta medida se realiza el promedio de la misma durante la parte del día en la que la irradiancia se mantuvo prácticamente en el valor de las condiciones nominales de modo de reducir los errores en las correcciones posteriores. Se seleccionaron para este promedio los datos mostrados en la Tabla 4.1.

Tiempo de muestro [hh:mm]	Potencia neta [kW]	Irradiancia [W/m²]	Temperatura [°C]
13:05	23035.00	998.51	25.04
13:06	23023.40	998.53	25.3
13:07	23012.10	999.27	25.34
13:08	23001.40	999.3	25.5
13:09	23011.40	998.88	25.72
13:10	23045.30	998.6	25.69
13:11	23077.50	999.46	25.61
13:12	23099.20	1001.05	25.5
13:13	23129.20	1000.49	25.73
13:14	23138.00	1000.76	25.43
13:15	23144.70	1000.53	25.28
13:16	23146.70	1000.60	25.33
13:17	23131.70	1000.51	25.37
13:18	23114.50	1000.79	25.24
13:19	23110.50	1001.59	25.7
13:20	23120.00	1001.49	26.1
13:21	23139.80	1000.88	26.1
13:22	23156.60	1001.15	25.97



13:23	23167.00	998.99	26.01
13:24	23167.90	998.63	25.89
13:25	23148.80	999.72	26.06
13:26	23135.60	1000.06	26.3
13:27	23126.00	999.65	26.41
13:28	23129.90	998.82	26.16
13:29	23125.70	998.73	25.93
13:30	23151.70	997.53	26.2
13:31	23154.70	996.86	26.04
13:32	23146.70	1001.17	25.98
13:33	23152.60	1000.09	26.12
13:34	23135.70	999.28	26.13
13:35	23137.20	998.84	26.35
13:36	23163.00	998.66	26.08
13:37	23181.90	998.66	26.1
13:38	23185.50	998.11	26.11
13:39	23185.70	999.15	26.48
13:40	23180.00	998.1	26.83
13:41	23178.90	997.75	26.62
13:42	23183.50	998.48	26.27
Promedio	23125.66	999.47	25.90

Tabla 4.1 – Muestras usadas para cálculos y correcciones posteriores.

Se determinó una potencia neta sin corregir ($P_{neta,sc}$) de 23125.66 kW con una irradiancia de 999.47 W/m² y 25.9°C de temperatura ambiente. La misma constituye la salida de potencia del parque en la subestación Tamarugal, 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 La Huayca en DigSILENT, mostrado en la Figura 4.3, hecho y validado por Estudios Eléctricos S.A. en el informe “EE-EN-2016-0466-RI_Informe_de_Validacion_NT_PV_La_Huayca”. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor, quedando por fuera el consumo de los servicios auxiliares de planta.

El valor de los servicios auxiliares de planta fue estimado en 17.5 kW promediando las mediciones durante la noche (cuando sólo hay consumo de los servicios auxiliares) y teniendo en cuenta las pérdidas mencionadas.

Para hallar la potencia generada por cada inversor, se procede a despacharlos a todos por igual de modo de conseguir una potencia objetivo en el punto de interconexión equivalente a la potencia neta medida más la consumida por los servicios auxiliares: $P_{obj} = P_{neta,sc} + 17.5 \text{ kW}$.

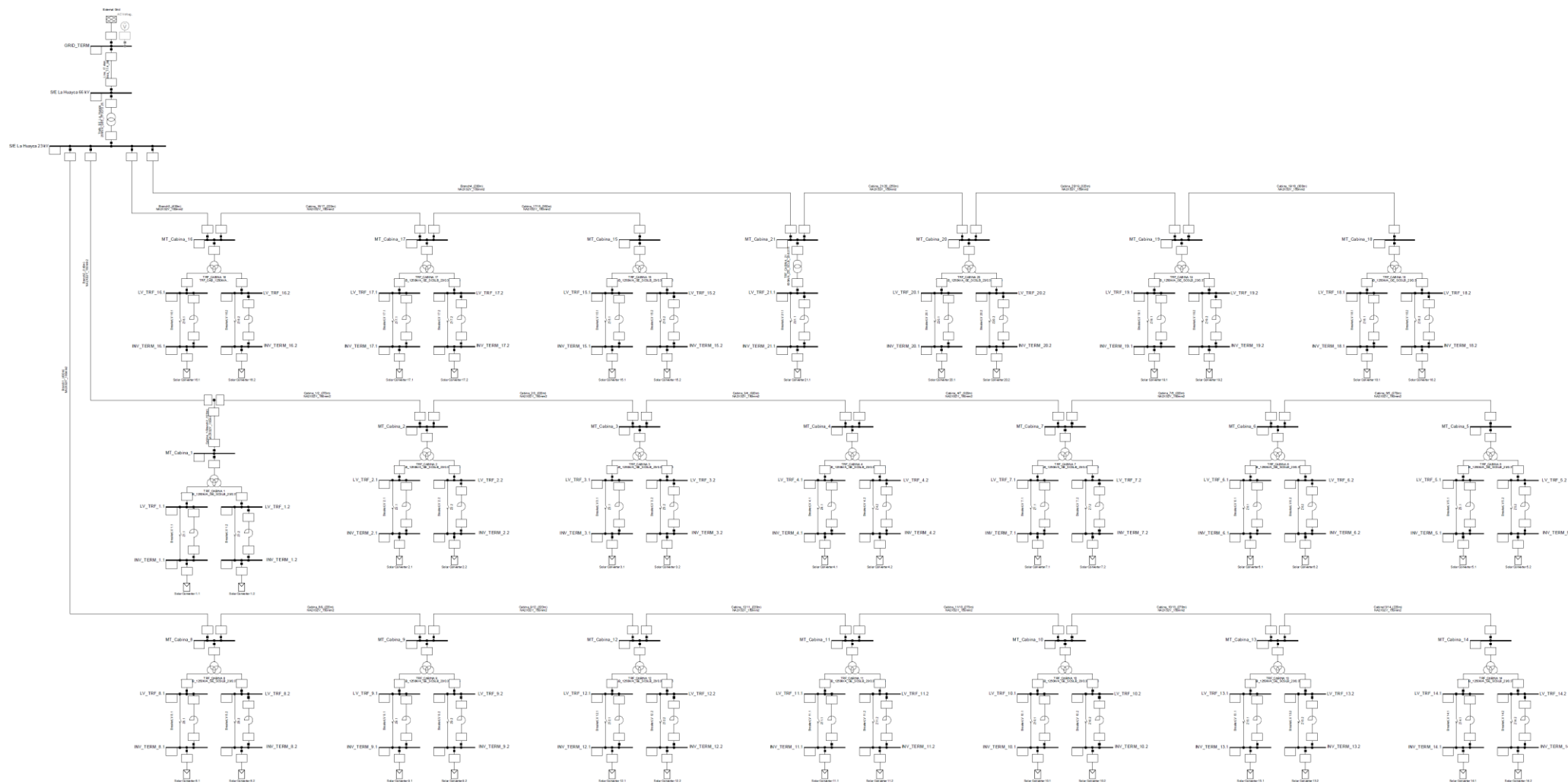


Figura 4.3 – Modelo DigSILENT del Parque Fotovoltaico La Huayca.



Se obtiene así que la potencia de despacho de cada inversor debe ser de 593.95 kW. Por lo tanto, la potencia bruta sin corregir es:

$$P_{bruta,sc} = 593.95 \text{ kW/inversor} * 41 \text{ inversores} = 24351.95 \text{ kW}$$

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 4.4.

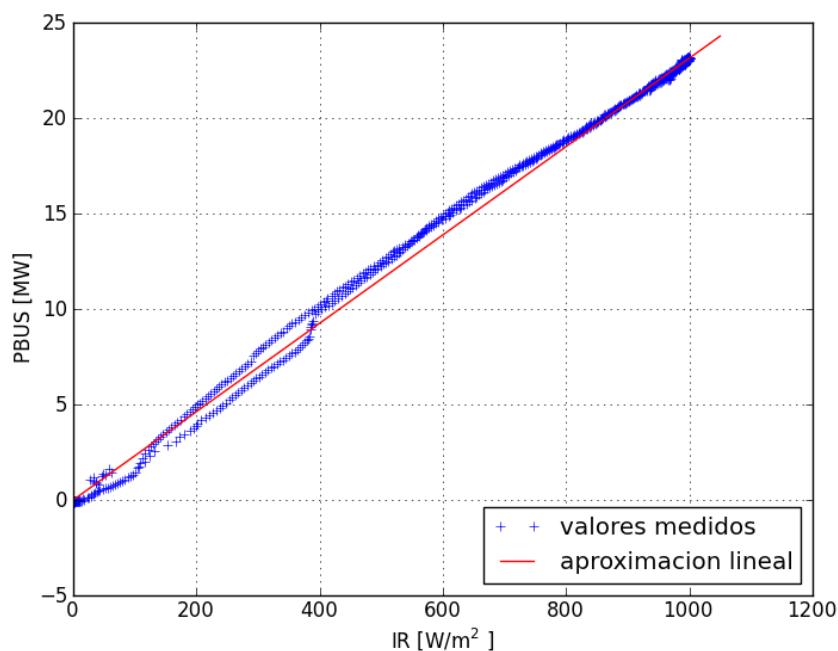


Figura 4.4 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada).

El resultado es el siguiente:

$$P_{bruta,ir} = 24351.95 \text{ kW} * \frac{1000}{999.47} = 24364.86 \text{ kW}$$

Para hacer la corrección por temperatura, se determina en primer lugar la temperatura del panel, a partir de la temperatura ambiente y la irradiancia medidas, los datos de NOCT de los fabricantes de los paneles y la expresión siguiente:

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - 20 \text{ °C}) * \frac{Ir}{800 \frac{W}{m^2}} = 57.13 \text{ °C}$$

La diferencia entre la temperatura de los paneles hallada y la correspondiente a las condiciones nominales (25 °C) es de 32.13 °C.



Utilizando los coeficientes de temperatura para P_{max} dados por los fabricantes para cada tipo de panel ($-0.43 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ para los paneles de la estación 1 que tiene 2 inversores y $-0.4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ para los otros 39) se obtiene un coeficiente equivalente $C_{temp} = -0.00401 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.

Por medio de la relación $P_{bruta,ir} = P_{bruta,c} * (1 + C_{temp} * \Delta T)$ puede corregirse la potencia bruta por temperatura del siguiente modo:

$$\Rightarrow P_{bruta,c} = \frac{24364.86 \text{ kW}}{0.871} = 27973.12 \text{ kW}$$

El valor obtenido de potencia bruta corregida implica un despacho de cada inversor superior a su valor nominal de diseño. Se concluye que el parque es capaz de alcanzar la potencia de diseño de los inversores individuales y en consecuencia se calcula:

$$P_{bruta,c} = 680 \text{ kW} * 41 = \mathbf{27.880 \text{ MW}}$$

Para obtener la potencia neta corregida ($P_{net,c}$) se despachan cada uno de los 41 inversores en 680 kW en el modelo en DigSILENT y del valor de potencia de salida estimado por el modelo se restan los servicios auxiliares anteriormente considerados.

Realizando esto se obtiene un valor de potencia neta corregida de 26.313 MW.

Considerando la restricción impuesta por el sistema de control (PPC – Ver cap. 3) se concluye que el PV La Huayca es capaz de entregar al sistema una potencia neta de 25.05 MW en condiciones nominales (STC).



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 es de 27.88 MW, sin embargo, en el punto de interconexión (Potencia Neta) este valor queda limitado a 25.05 MW.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Potencia		Valor [MW]
$P_{bruta,sc}$	Potencia Bruta Sin Corregir	24.352
$P_{bruta,c}$	Potencia Bruta Corregida	27.880
$P_{neta,c}$	Potencia Neta Corregida	26.313
$P_{neta,c}$	Potencia Neta Limitada por el PPC	25.050

Tabla 5.1 – Potencias determinadas a STC.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.