

Empresa: Saferay Construcciones S.p.A.

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico La Huayca

Descripción: Mínimo Técnico

Código de Proyecto: EE-2018-165

Código de Informe: EE-EN-2018-1026

Revisión: C

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

saferay

10 de diciembre de 2020



Este documento EE-EN-2018-1026-RC 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 24 páginas y ha sido guardado por última vez el 10/12/2020 por Jaime Prieto Ugarte, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	09/10/2018	Para presentar.	PA	AC	PR
B	03/07/2019	Revisión según nota CEN-GO-DCO-MT-LaHuayca-V1	PA	AC	PR
C	10/12/2020	Revisión según nota CEN-GO-DCO-MT-LaHuayca_V2	JP	AC	PR



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Medidor utilizado.....	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 DEL MÍNIMO TÉCNICO.....	13
4.1	Mediciones y accionamientos.....	13
4.2	Descripción del ensayo.....	14
4.3	Resultados.....	17
4.4	Valores detallados.....	17
5	CONCLUSIONES.....	19
6	ANEXOS.....	20
6.1	Configuración interna de los inversores.....	20
6.2	Flujo de carga en condiciones de Mínimo Técnico.....	21
6.3	Antecedentes.....	22
6.4	Unilineal.....	23



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico La Huayca 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.

Este documento, junto con los informes “EE-EN-2018-1027-RA_Partida_Detencion” y “EE-EN-2018-1028-RA_Potencia_Maxima”, responden al pedido del CEN realizado en la carta: “DE03464-18 - Informes de parámetros operacionales del PFV La Huayca”.

1.1 Medidor utilizado

Denominación	Marca	Modelo
Analizador de energía	Janitza (Planta)	UMG 604

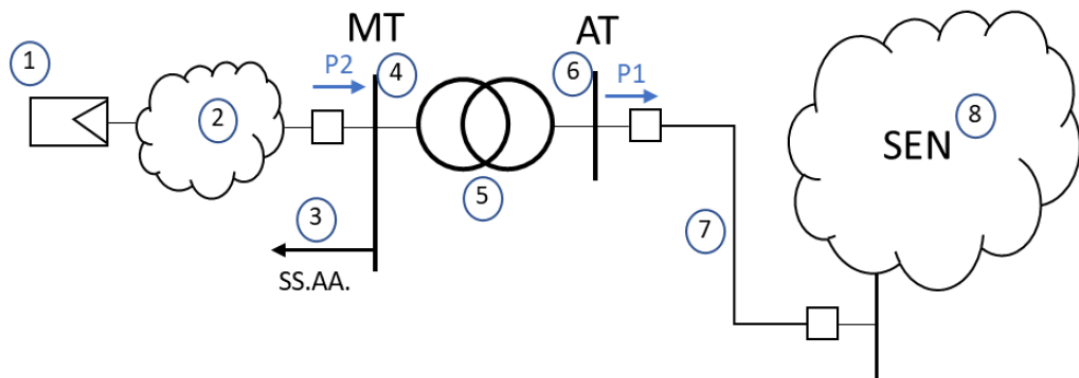
Tabla 1.1 – Equipos.

1.2 Nomenclatura y observaciones generales

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

La nomenclatura utilizada en el informe es la siguiente:

Tag	Descripción
P _{inv}	Potencia activa de cada inversor
P _{POI}	Potencia en el Punto de Interconexión (PPC)
P1	Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central.
P2	Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central.
P _{trafo}	Pérdidas activas en el transformador de poder de la central.
P _{SSAA}	Potencia de Servicios auxiliares de la central [kW].
P _{colector}	Pérdidas en la red colector





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

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.

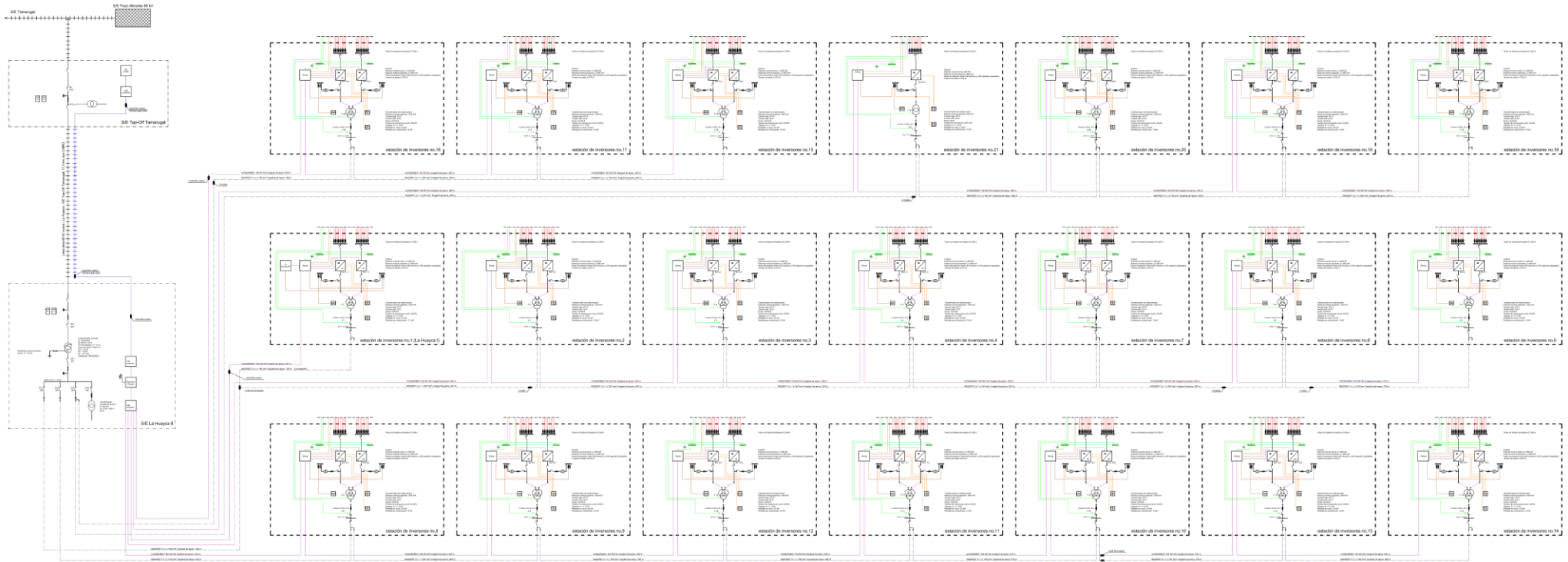


Figura 3.2 – Diagrama de interconexión del parque.



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.



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.

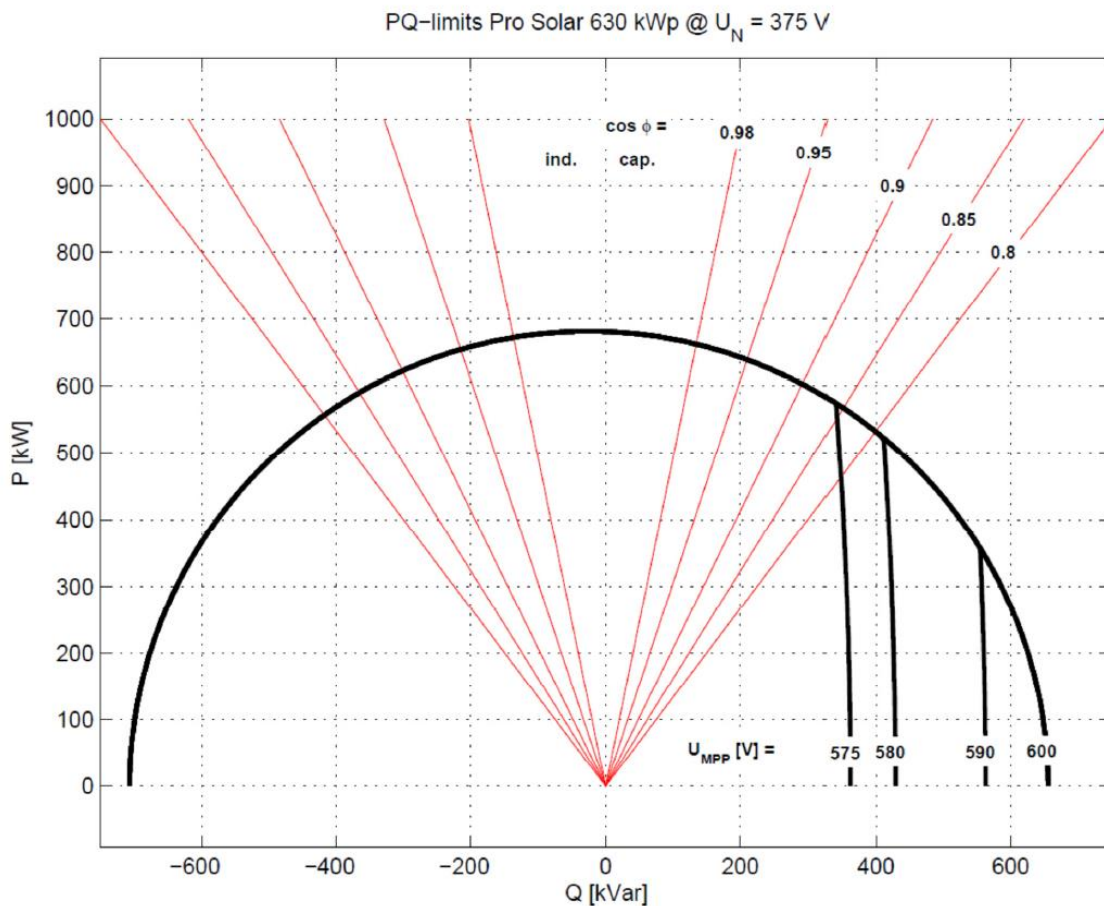


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor.



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.

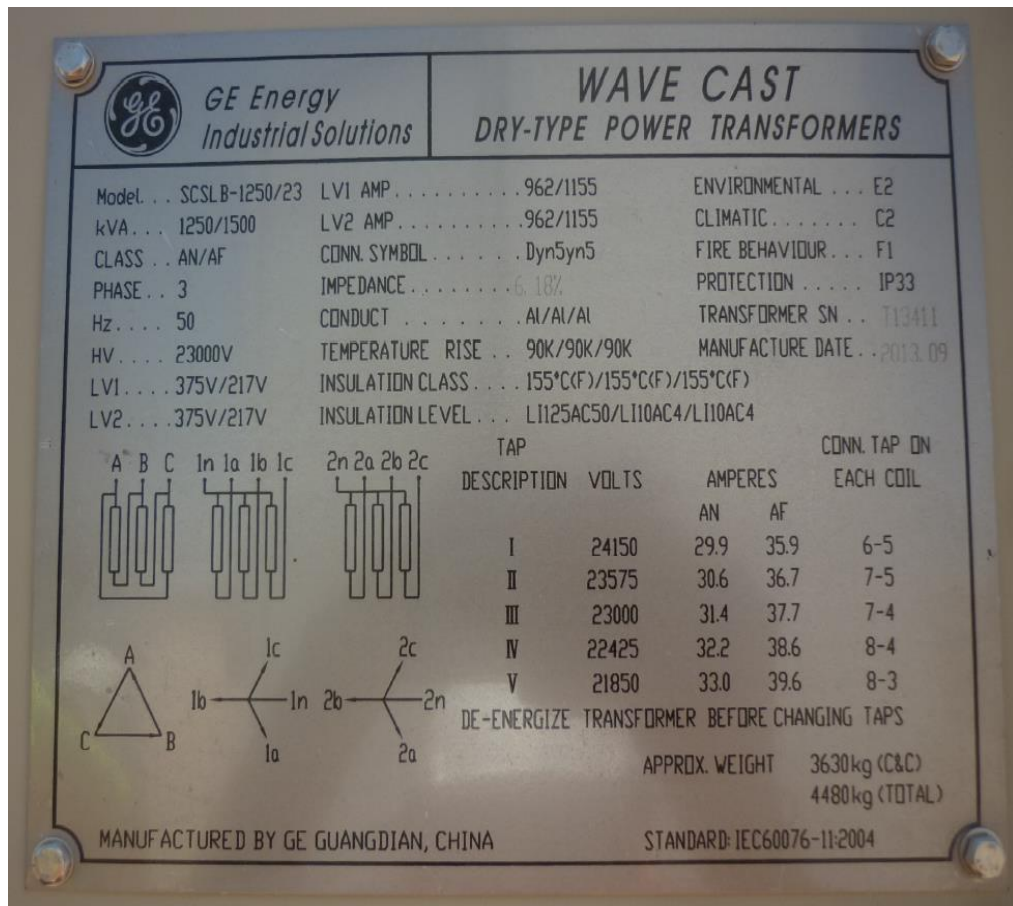


Figura 3.8 – Placa del transformador.



4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

El valor correspondiente al Mínimo Técnico responde a una limitación en la potencia mínima de los inversores¹ individuales lo que resulta en un valor total de 400kW en el punto de interconexión. Dicho valor fue verificado por medio de un ensayo sobre el parque fotovoltaico completo.

El despacho a nivel inversor requerido para lograr el mínimo técnico indicado puede observarse en la Tabla 4.2 y el correspondiente unilíneal en condiciones de Mínimo Técnico se encuentra en el Anexo 6.2.

4.1 Mediciones y accionamientos

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.

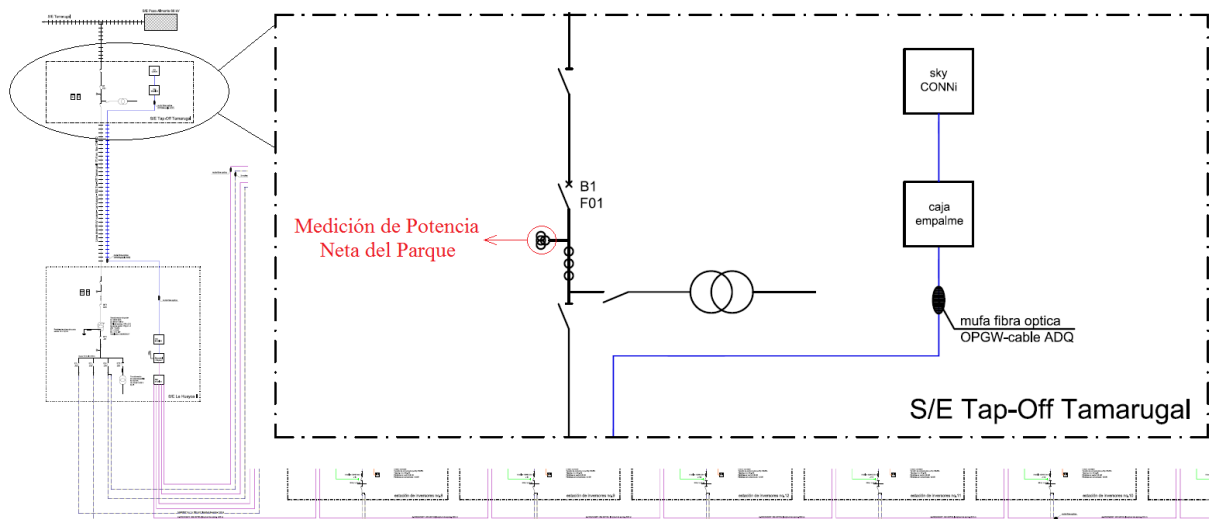


Figura 4-1 – Punto de medición de Potencia Neta del Parque.

Los interruptores que se accionaron para desconectar el parque del Sistema son los indicados como E1, E2 y E3 en la Figura 4-2

¹ Los inversores tienen un parámetro de control llamado llama *Pac_min_for_stop* que define la potencia por debajo de la cual se apaga cada inversor. Actualmente ese parámetro está ajustado en 10kW como puede observarse en el printout incluido en el Anexo 6.1

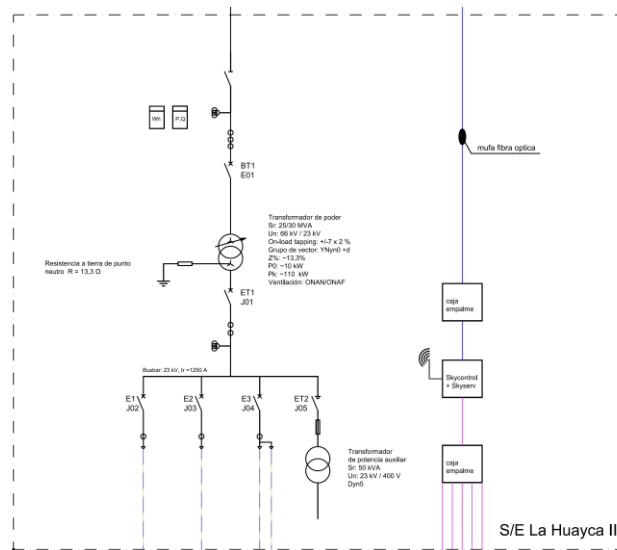


Figura 4-2 – Interruptores de salida del parque.

4.2 Descripción del ensayo

El día 27 de septiembre de 2018 se realizó un ensayo de detención y posterior partida del parque. El mismo consistió en:

1. Consignar 400kW estando el parque despachado con la máxima potencia extraíble del recurso. Esta acción lleva al parque a su Mínimo Técnico (MT).
2. Consignar 0kW. Esto produce la salida de servicio de todos los inversores del parque.
3. Abrir los interruptores E1, E2 y E3 de la subestación La Huayca II (ver Figura 4-2) desconectando el parque del Sistema (F/S).
4. Cerrar los interruptores E1, E2 y E3 de la subestación La Huayca II (ver Figura 4-2) reconectando el parque al Sistema.
5. Consignar 400 kW para llegar al Mínimo Técnico.
6. Consignar 25,05 MW para llevar la planta a la máxima potencia extraíble del recurso.

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



Paso	Hora	Descripción
1	13:27:04	Se ingresa consigna de 400 kW
2	13:35:00	Se ingresa consigna de 0 kW
3	13:37:03	Abierto 52E1,2,3 circuito 1,2,3
4	13:38:00	Cerrado 52E1,2,3 circuito 1,2,3
5	13:41:04	Se ingresa consigna de 400 kW
6	13:45:06	Se ingresa consigna de 25050 kW

Tabla 4.1 – Secuencia de eventos

El registro obtenido para el día completo es el que se muestra en la Figura 4-3.

En la Figura 4-4 se muestra el detalle de la zona de interés donde se ha marcado en azul el tiempo correspondiente a cada uno de los pasos del ensayo realizado.

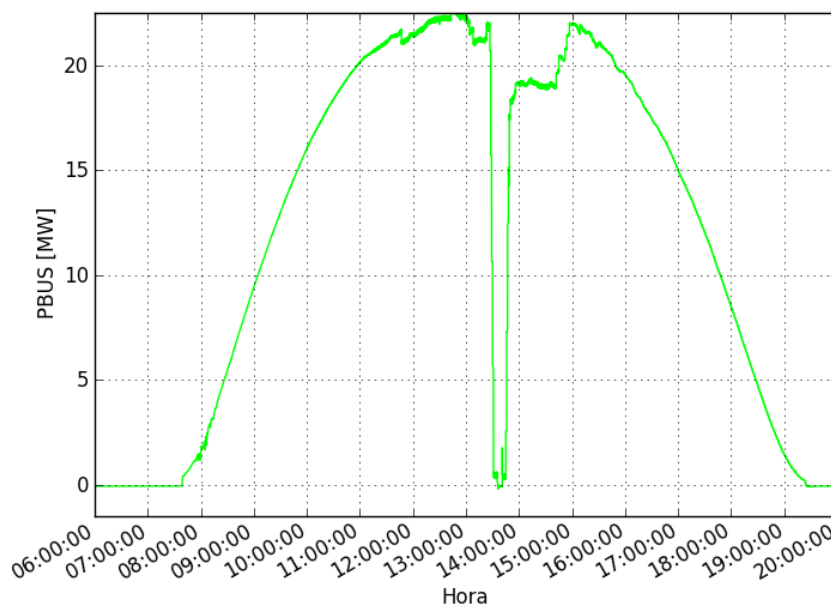


Figura 4-3 – Potencia de salida para el día completo.

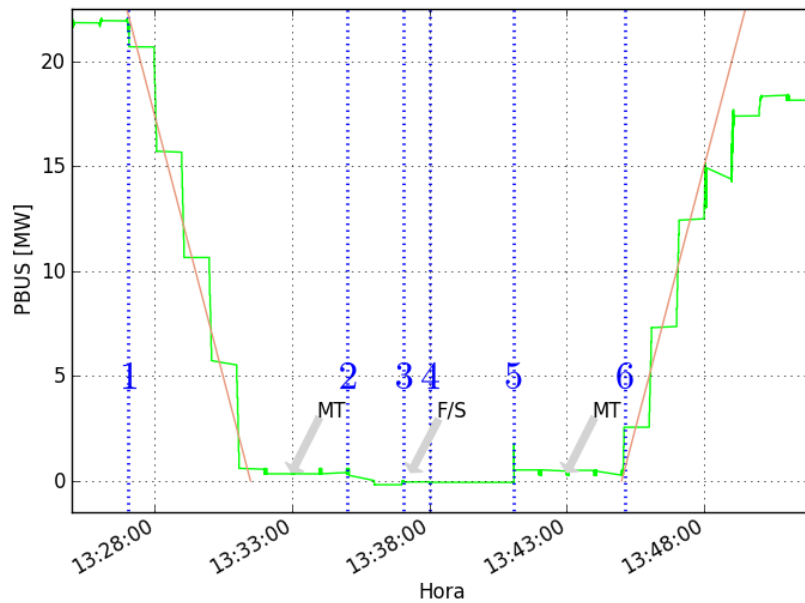


Figura 4-4 – Detalle de la potencia de salida y eventos del ensayo.

Adicionalmente, se indicaron en color rojo las rectas correspondientes a un gradiente de toma de carga de $\pm 5\text{MW}/\text{min}$, verificándose que el parque cumple con lo exigido por NT.

Finalmente, en la Figura 4-5 se muestra un acercamiento dónde se verifica que en los períodos correspondientes al Mínimo Técnico (indicados como MT) el parque opera estable entregando una potencia de 400kW medida en el punto de interconexión.

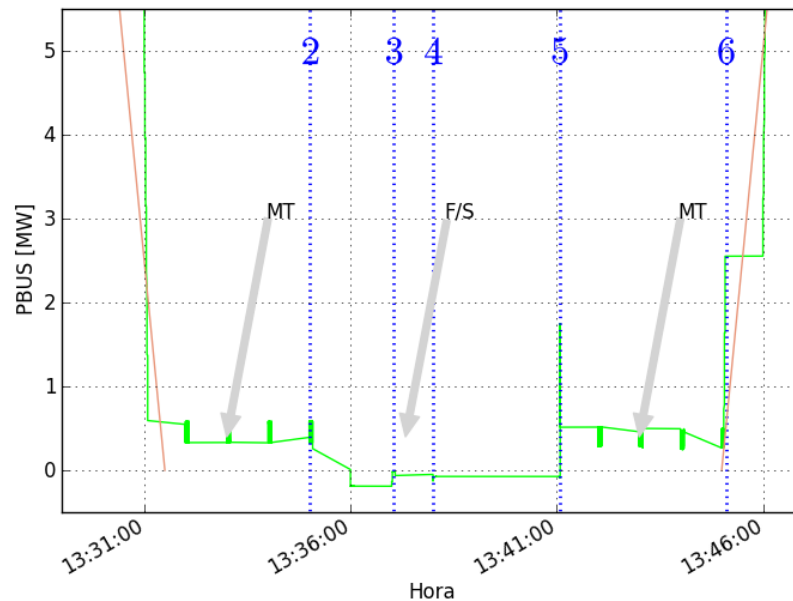


Figura 4-5 – Detalle de la potencia de salida y eventos del ensayo.

4.3 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 La Huayca puede entregar energía 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 de mínimo técnico determinado es 400kW en el punto de conexión al Sistema. Mientras que si se debe calcular una potencia bruta esta corresponde a 428.04kW resultante de multiplicar la cantidad de inversores por 10.44kW que es el valor de despacho requerido en cada inversor.

4.4 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 La Huayca en DigSILENT, mostrado en el Anexo 6.4, 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, y los consumos de SSAA establecidos² en 17.5 kW.

La simulación consiste en despachar 400 kW en el punto de interconexión y tomar lectura de los valores solicitados.

Para lograr este objetivo fue necesario despachar cada inversor individual en 10.44 kW.

La tabla siguiente y el unilineal del Anexo 6.2 muestran el detalle de los valores obtenidos.

Tag	Descripción	Valor [kW]
Pinv	Potencia activa de cada inversor	10.44
Pbruta	Pinv x 41	428.04
P_{POI}	Potencia en el Punto de Interconexión (PPC)	400
P1	Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central.	400.2
P2	Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central.	428.02
Ptrafo	Pérdidas activas en el transformador de poder de la central.	10.1
P _{SSAA}	Potencia de Servicios auxiliares de la central [kW].	17.5
Pcolector	Pérdidas en la red colectora	0.02

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

² Ver informe EE-EN-2018-1028-RB_Potencia_Maxima.pdf



5 CONCLUSIONES

Se verificó mediante ensayos el valor de Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico La Huayca.

El valor obtenido está en línea con la limitación de potencia mínima impuesta por cada inversor individual.

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 Configuración interna de los inversores

La siguiente imagen corresponde a una captura de la configuración de los inversores dónde se observa el parámetro *Pac_min_for_stop=10kW* que corresponde al mínimo valor en el cual los inversores se mantienen en servicio.

Variable Address	KKS ^	Value	Default	Unit	Access Level	Comment
R01387	LC.Cmd.BUS_FastStop_Mask	true	true		3	
R01360	LC.Cmd.HMI_Fast-Stop	false	false		0	1means drive fast stop
R02210	LC.Ctrl.Pac_min_for_Stop	10,00	10,00	kW	3	Minimum required active power to stay at RUN mode
R02240	LC.Ctrl.Qac_min_for_Stop	0,010	0,010	p.u.	3	Minimum required reactive power to stay at RUN mode
R00509	LC.FRT_FDet.Pulse_Stop_Handling_En	false	true		2	
R00510	LC.FRT_FDet.TimeOut_Pulse_Stop	0,001	0,001	s	2	
R01459	LC.PRef.RSSE_Fast_Stop_Wago_aktiv	false	false		3	
R00372	LC.UdcMeas.Hyst_xdUdc_pulse_stop	0,10	0,10	p.u.	3	
R00371	LC.UdcMeas.Trigger_xdUdc_pulse_stop	0,10	0,10	p.u.	3	
R00374	LC.UdcMeas.max_pulse_stopm_duration	1,00	1,00	s	3	
R02905	OPData.Time.Offset_ExternatStopTime	0	0	min	3	
R02904	OPData.Time.Offset_ExternatStopTime_Enable	false	false		3	Offset external stop time enable

Figura 6.1 – Printout inversores



6.2 Flujo de carga en condiciones de Mínimo Técnico

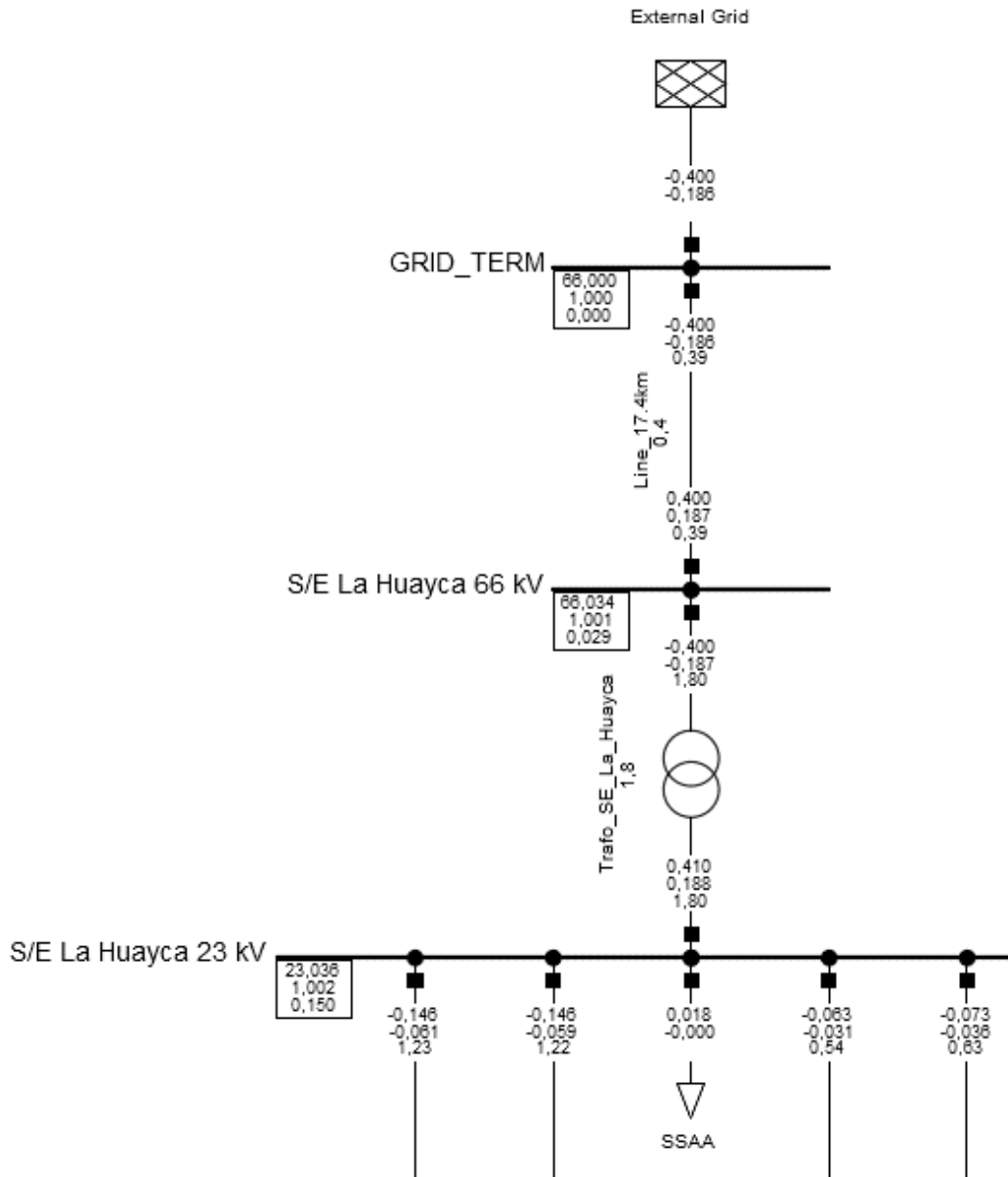


Figura 6.2 – Flujo de carga en condiciones de MT



6.3 Antecedentes

Se incluye a continuación antecedentes nacionales de plantas de generación de la misma tecnología.

Se puede calcular el Percentil 50 de los valores de Mínimo Técnico en 1.7MW por lo que se concluye que La Huayca se ubica por debajo del valor típico en Chile.

Lista de Parques Fotovoltaicos en Chile				
Nombre Central	Potencia Máxima Bruta (MW)	Potencia neta efectiva (MW)	Mínimo Técnico (MW)	Fuente
Luz del Norte	141	141	0	Infotécnica
Carrera Pinto	93	93	0,53	Infotécnica
Santiago Solar	92,73	90,83	0,91	Infotécnica
San Andrés	49,7	49,7	1,2	Infotécnica
Finis Terrae	138	138	1,25	Infotécnica
Solar Jama II	22	22,47	1,42	Infotécnica
Solar Llanos de Llampos	101,02	101,02	1,55	Infotécnica
Solar Jama I	32,1	31,5	1,84	Infotécnica
Lalackama	55	55	2,5	Infotécnica
Bolero	138,2	135,7	2,79	Infotécnica
Pampa Solar Norte	69,3	69,3	3	Infotécnica
El Pelicano	108,103	105,032	5	Infotécnica
El Romero	196,02	196	5,39	Infotécnica
Conejo Solar	104	104	10,33	Infotécnica
Huatacondo	130,169	98	N/A	Infotécnica



6.4 Unilineal

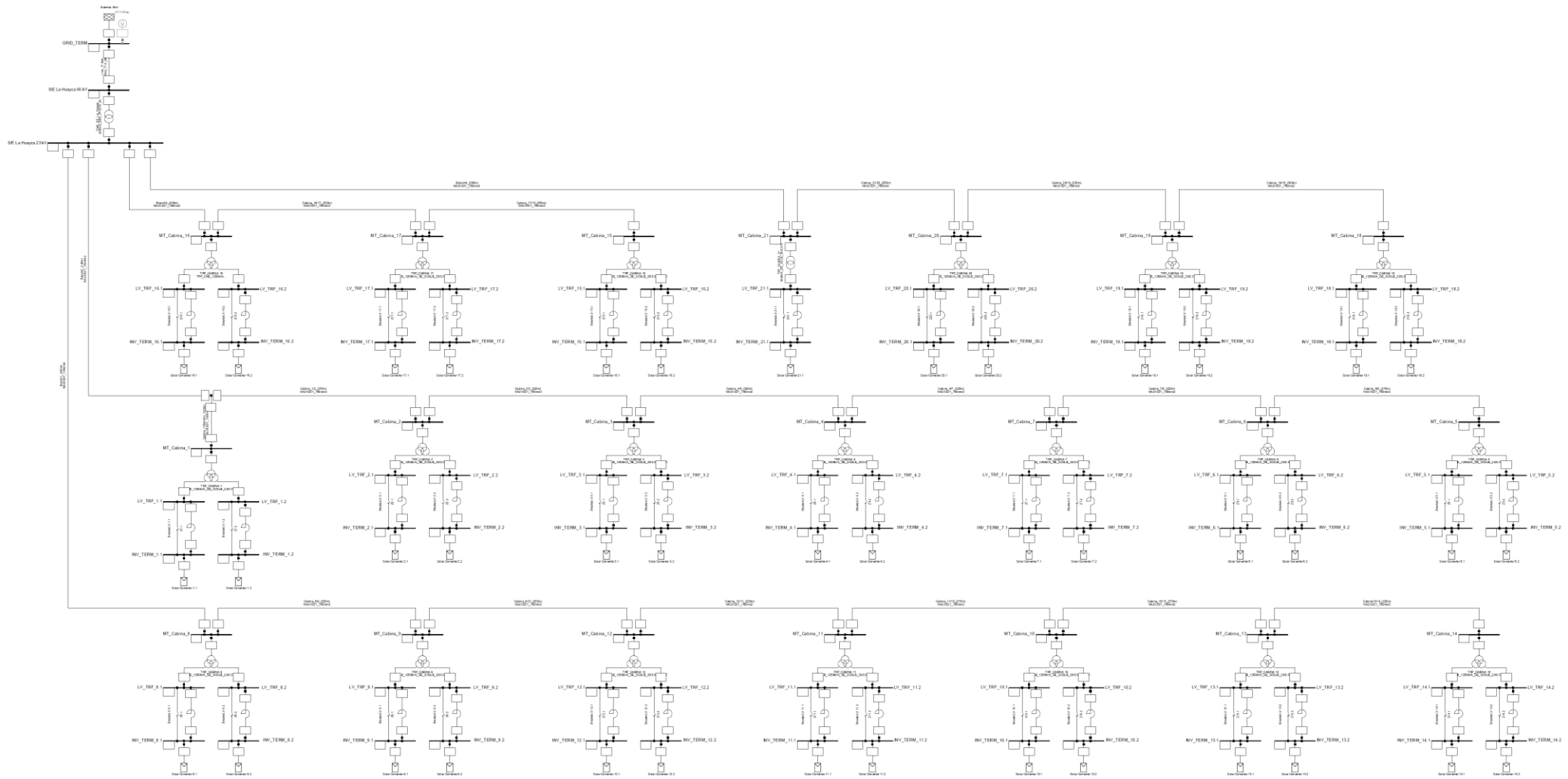


Figura 6.3 – Modelo DiGSILENT del Parque Fotovoltaico La Huayca.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.