

Empresa: ENGIE

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Tamaya

Descripción: Informe de Mínimo Técnico

Código de Proyecto: EE-2020-039

Código de Informe: EE-EN-2021-1875

Revisión: B



7 de diciembre de 2021



Este documento EE-EN-2021-1875-RB fue preparado para ENGIE por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman
Coordinador Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

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

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

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 29 páginas y ha sido guardado por última vez el 10/12/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	7/Dic/2021	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	10/Dic/2021	Correcciones según observaciones de ENGIE.	CiC	AC	PR

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



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	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
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 de bloque.....	14
3.5	Datos del transformador de poder	15
3.6	Datos de consumos de SSAA de planta.....	16
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	17
4.1	Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio.....	18
4.1.1	Potencia Bruta.....	19
4.1.2	Potencia de Servicios Auxiliares	19
4.1.3	Potencia de Pérdidas en la central	19
4.1.4	Potencia Neta	21
4.1.5	Resultados	21
4.2	Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	22
4.2.1	Potencia Bruta.....	23
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	23
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	24
4.2.4	Potencia Neta	25
4.2.5	Resultados	25
5	CONCLUSIONES	26
6	ANEXOS	27
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía	27
6.2	Inestabilidad a baja potencia	28



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Tamaya 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 Tamaya se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna de Tocopilla, y tiene una potencia instalada de 100.000/114.976 MVA (@50°C/25°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 11 \times 1.25%) y de capacidad 78/104/130 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), ubicado en el paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Fernando Montecinos	24 de noviembre de 2021

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	\pm 0.1%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



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:

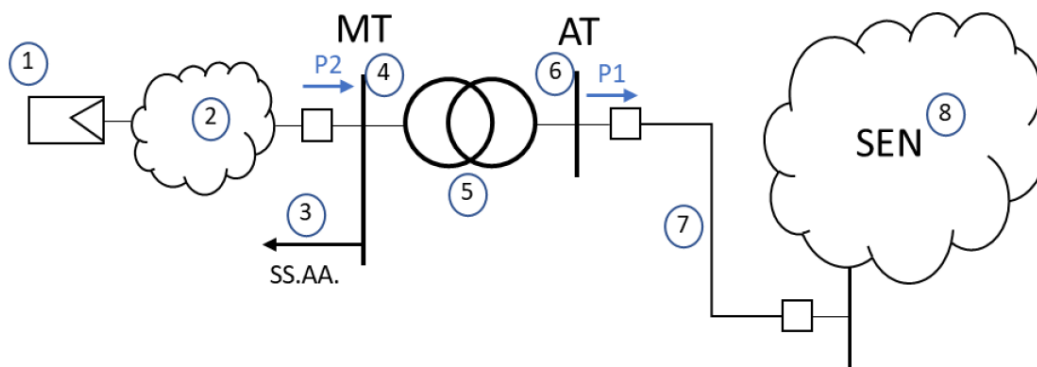


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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]. Este valor corresponde a la **Potencia Neta (Pneta)** del parque.
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pbruta:** Suma de los aportes distribuidos de potencia activa inyectada por los inversores a nivel de baja tensión (BT) del parque [MW] (ver número "1" en Figura 1.1).
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [kW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **Pssaa:** Potencia de Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número "2" en Figura 1.1).



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.

Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico Tamaya, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entrega por un **único inversor** que permite tener un valor de potencia activa neta de 0 MW.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Tamaya está constituido por 16 centros de transformación, en los que se conectan 2 inversores a un transformador de tres devanados, de relación 0.6/0.6/33 kV.

Cuenta con 32 inversores SUNGROW modelo SG3125HV de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y 600V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 100.00/114.976 MVA (@50°C/25°C) de potencia instalada. La red colectora del Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con 6 alimentadores en 33 kV. El parque se conecta a la barra principal de 33 kV del parque por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 11 \times 1.25%) y de capacidad 78/104/130 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), ubicado en el paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV, que permite la inyección de potencia generada al Sistema Eléctrica Nacional.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca TALLMAX modelo TSM-DE15M(II).

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 6 alimentadores en MT, donde 4 de estos alimentadores exportan la energía proveniente de 3 centros de transformación. Los 2 alimentadores restantes exportan la energía de 2 centros de transformación. El número total de centros de transformación distribuidos en los alimentadores es de 16, en los que se encuentran dos inversores conectados a un transformador de tres devanados.

El detalle de la distribución de los centros de transformación y su acometida en el paño HT4 en la S/E Tamaya 110 kV del parque se muestra en las Figura 3.1 y Figura 3.2, respectivamente.

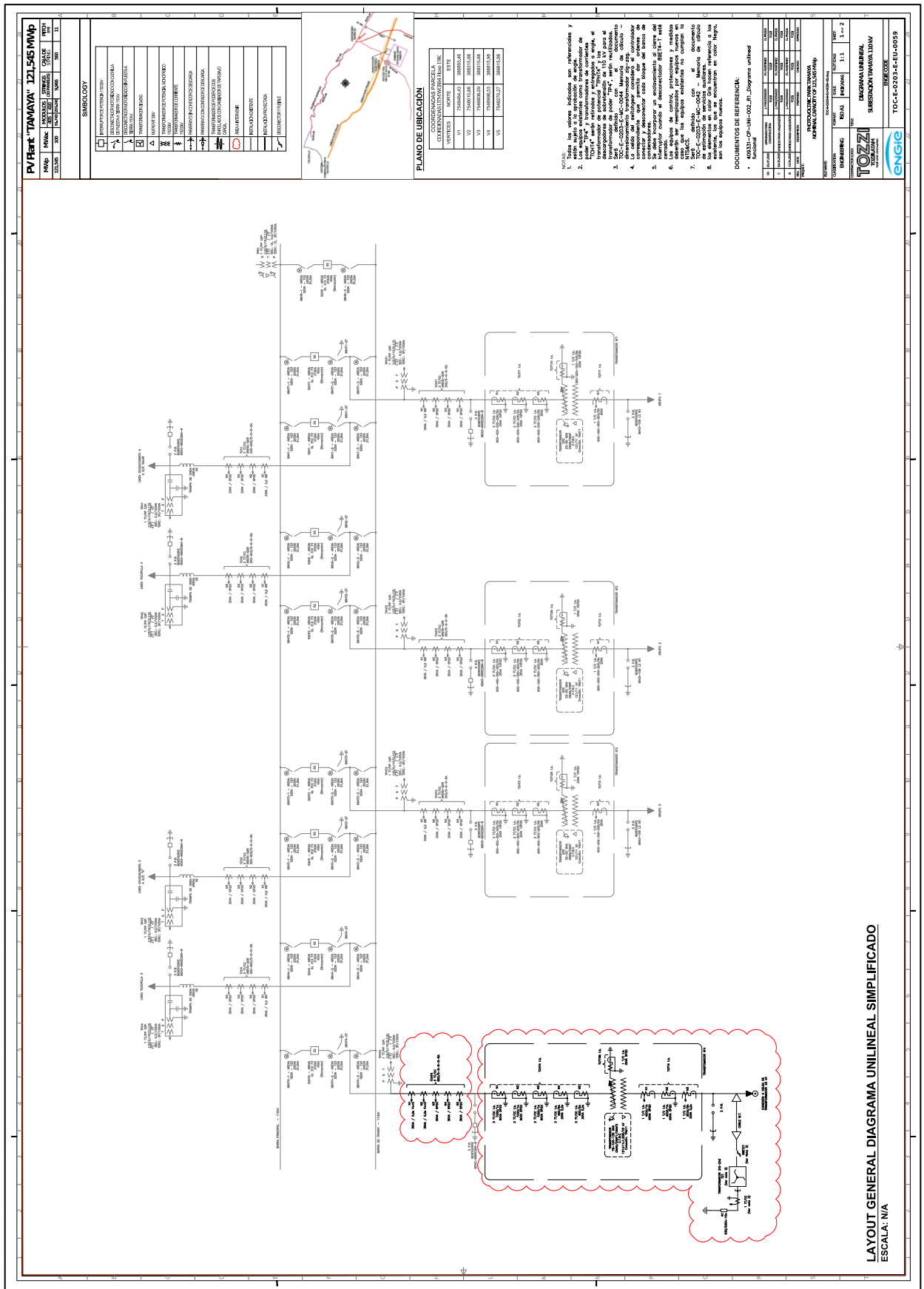


Figura 3.2 - Diagrama unifilar de S/E Tamaya 110 kV - Parque Fotovoltaico Tamaya



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Tamaya son de marca marca TALLMAX modelo TSM-DE15M(II). Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	390	395	400	405	410	415
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- U_{MPP} (V)	40.0	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.75	9.86	9.92	10.0	10.07	10.15
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	48.5	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.30	10.37	10.45	10.52	10.59	10.66
Module Efficiency η_m (%)	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4	20.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5
 * Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NMOT	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	295	299	302	306	310	314
Maximum Power Voltage- U_{MPP} (V)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4	38.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.84	7.90	7.95	8.01	8.07	8.13
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	45.7	45.9	46.2	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.30	8.36	8.42	8.47	8.53	8.58

NMOT: Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 x 24)
Module Dimensions	2015 x 996 x 35 mm
Weight	22.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Cable 4.0mm ² , Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3K)	Operational Temperature	-40 to +85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.36%/K	Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)
Temperature Coefficient of U_{OC}	- 0.26%/K	Max Series Fuse Rating	20A
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/K	Snow Load	5400 Pa (3600 Pa*)
		Wind Load	2400 Pa (1600 Pa*)

Figura 3.3 – Datos de paneles TALLMAX modelo TSM-DE15(II)



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con 32 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV. Los inversores son de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.4.

Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Max. DC short-circuit current		4800 A	
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD		< 3 % (at nominal power)	
DC current injection		< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0%	
Inverter Euro. efficiency		98.7%	
Protection and Function			
DC input protection		Load break switch + fuse	
AC output protection		Circuit breaker	
Overvoltage protection		DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
Q at night function		Optional	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		2991*2591*2438 mm	
Weight		6.5 T	
Isolation method		Transformerless	
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (>3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display		Touch screen	
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support		Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 3.4 – Datos de inversor SG3125HV



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.5.

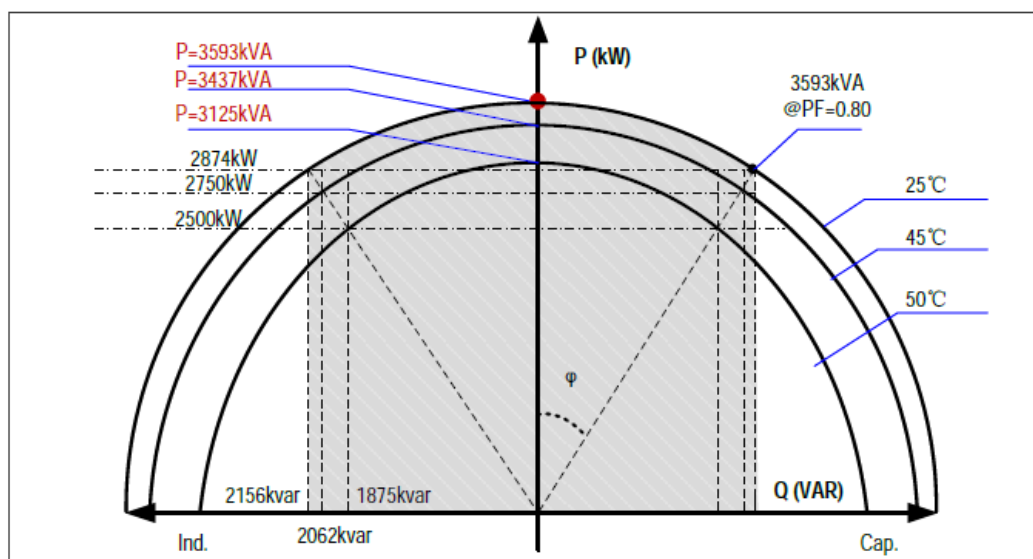


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor

En la Figura 3.6 se presenta el detalle de consumos propios del inversor, considerando el equipo en servicio o en condición de standby.

SG3125HV-20		Max self-consumption-in-operation (W)	Standby Consumption (W)	Q at night (kW)
Inverters	Control-power-consumption	312	200	Max.32.81 (reactive power output:2062KVar)
	Fans consumption@full power	4500	0	
LV cabinet	Monitoring	15	15	
	Light	0	0	
	Fans of container activated @>40C ambient Temp.	0	0	
	Fans of LV cabinet	64	0	
Max. in total		4891	215	

Figura 3.6 – Consumos propios de inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los centros de transformación cuentan con transformadores de bloque de tres devanados. Cada transformador es de potencia nominal 6.250/7.186 MVA (@50°C/25°C), y su relación de transformación es 0.6/0.6/33 kV.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	6.250/7.186 MVA (@50°C/25°C)
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV1	0.6 kV
Tensión nominal lado LV2	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia (HV-LV1 y HV-LV2)	5.99 %
Pérdidas en carga	22.67 kW (por devanado)
Pérdidas en vacío	4.65 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 78/104/130 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF1/ONAF2. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 110 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	78/104/130 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	110.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	17.04 %
Pérdidas en carga	374.83 kW
Pérdidas en vacío	37.4 kW
Posiciones de TAP	$\pm 11 \times 1.25$ %

Tabla 3.2 - Datos del transformador principal



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con un transformador de poder, para alimentar sus servicios auxiliares, de potencia nominal 330 kVA. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

En el documento “*TOC-E-0203-E-MC-0042_01_CCO CONSUMOS SSAA*” se realiza el dimensionamiento de las cargas de corriente alterna y corriente adicionales a las cargas de servicios auxiliares ya existentes de la Subestación Tamaya, debido a la operación del parque conectado al paño HT4 de la subestación.

Para las pruebas de Mínimo Técnico se ha considerado los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.3) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.4). Estos consumos corresponden a 11.225 kW esenciales en corriente alterna y 5.858 kW en corriente continua, totalizando 17.08 kW de SSAA esenciales y permanentes.

	Servicios No Esenciales			Servicios Esenciales		
	R	S	T	R	S	T
Corriente [A]	229,17	231,79	231,45	21,92	18,36	17,70
P. Aparente [VA]	50.417	50.994	50.919	4.822	4.039	3.894
P. Aparente [VA] trifásica	152.329			12.755		
P. Aparente [VA] total	165.085					
Factor de Potencia	0,95			0,88		
Potencia Activa [W]	47.896	48.444	48.373	4.243	3.554	3.427
P. Activa [W] trifásica	144.713			11.225		
P. Activa [W] total	155.937					

Tabla 3.3 – Servicios de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Tamaya

CARGAS PERMANENTES PROYECTADOS	
Total [W]	5858
Corriente Consumida [A]	53,26

Tabla 3.4 – Servicios de corriente continua permanentes del Parque Fotovoltaico Tamaya



4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Tamaya	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque Parque Fotovoltaico Tamaya.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 110 kV en paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV.



4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 24 de noviembre de 2021 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio. Para lograr esta condición se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CT05-1. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CT05-1 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 32 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo CT05-1. A continuación, se procede a consignarle un valor de potencia activa de 0.14 MW, ya que se ha verificado previamente que es el valor de potencia activa que consume el parque con todos los inversores apagados. En esta condición se registra un valor de potencia neta de 0 MW en el paño HT4 de la S/E Tamaya.

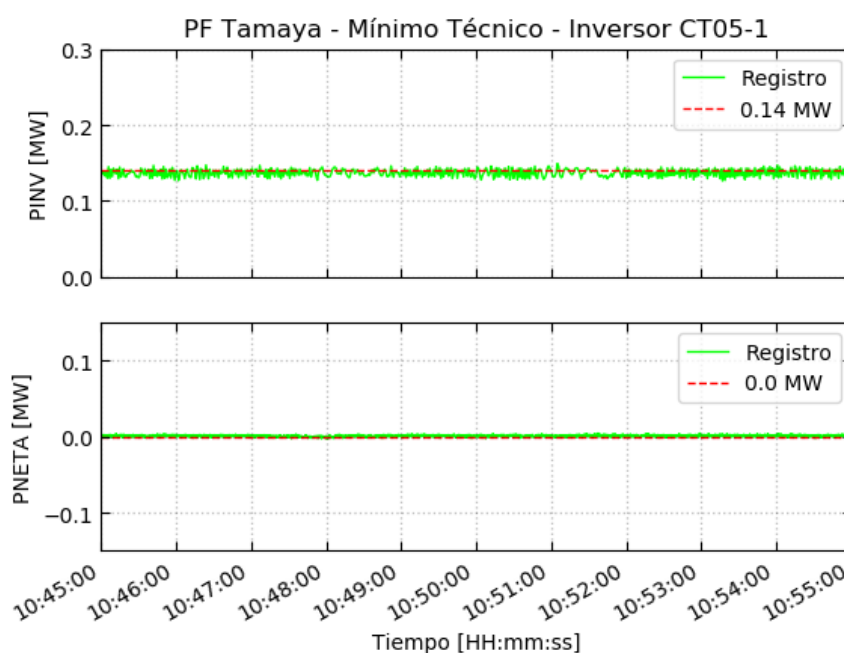


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor CT05-1

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.



4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversor (PINV) presentada en la Figura 4.1 se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 4.89 kW, según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 0.14 MW + 1 \times 4.89 kW = 144.9 kW$$

4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores más los Servicios Auxiliares de la central, además del consumo en *standby* para los equipos en dicha condición y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.6, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 4.89 kW, en tanto, para los inversores en *standby* se considera un consumo de 215 W. Adicionalmente, en base a lo presentado en las Tabla 3.3 y Tabla 3.4, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 17.08 kW.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} + N^{\circ} INV_{en\ servicio} \times Consumos_{en\ servicio} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 31 \times 0.215 kW + 1 \times 4.89 kW + 17.08 kW = 28.6 kW$$

4.1.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en el inversor CT05-1 y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.1).



Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 17.08 kW y el consumo del resto de los inversores en condición *standby*.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central** se presenta a continuación.

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central} = 0.14 \text{ MW} - 17.08 \text{ kW} - 31 \times 0.215 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 116.3 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd,tr_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd,redMT}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición particular de carga particular del ensayos. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 37.4 \text{ kW} = 37.4 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd,redMT} = P_{Perd,central} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,redMT} = 116.3 \text{ kW} - 37.4 \text{ kW} = 78.9 \text{ kW}$$



4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 110 kV en el paño HT4 de la S/E Tamaya. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0 \text{ kW}$$

4.1.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Tamaya	144.9	28.6	116.3	0.0

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor CT05-1 – Parque Fotovoltaico Tamaya



4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

En la Figura 4.2 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia inyectada por la totalidad de los inversores en servicio y de la potencia neta, inyectada en el lado de 110 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Tamaya. La diferencia registrada entre ambos valores es de 0.14 MW.

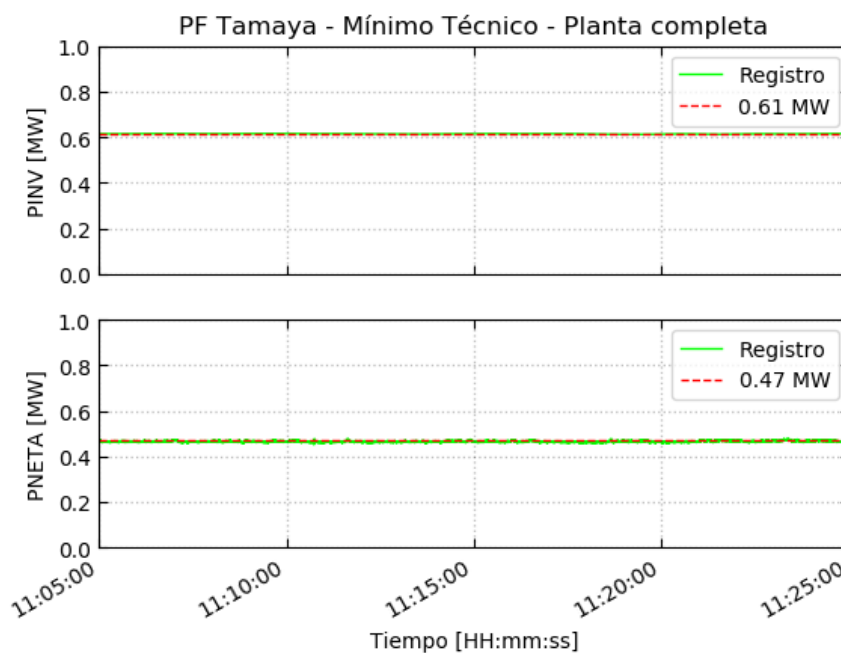


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.



4.2.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversores (PINV) presentada en la Figura 4.2 se realiza en bornes de los equipos y ya se encuentran descontados los consumos propios de cada inversor. Estos consumos se estiman en 4.89 kW, según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 0.61 MW + 32 \times 4.89 kW = 766.5 kW$$

Cabe mencionar que el valor de 766.5 kW de potencia bruta implica un despacho aproximado de 19.1 kW por cada inversor, se ha observado durante los ensayos que, para valores menores de potencia activa, los inversores entran y salen de servicio de forma recurrente y no se permite obtener una operación estable del Parque Fotovoltaico Tamaya (ver 6.2).

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.89 kW y debe considerarse la totalidad de equipos en servicio. Adicionalmente, en base a lo presentado en las Tabla 3.3 y Tabla 3.4, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 17.08 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 32 \times 4.89 kW + 17.08 kW = 173.6 kW$$



4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en el inversor inversores y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.2).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 17.08 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central** se presenta a continuación.

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

$$P_{perd,central} = 0.61 MW - 17.08 kW - 0.47 MW = 122.9 kW$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd,tr_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd,redMT}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición particular de carga particular del ensayos. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{Vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 kW + 37.4 kW = 37.4 kW$$



En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd,redMT} = P_{Perd,central} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,redMT} = 122.9 \text{ kW} - 37.4 \text{ kW} = 85.5 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 110 kV en el paño HT4 de la S/E Tamaya. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0.47 MW, considerando la operación estable de todos los inversores.

$$P_{neta} = 0.47 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Tamaya	766.5	173.6	122.9	0.47

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Tamaya



5 CONCLUSIONES

Se determinó mediante ensayos el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**. Los resultados se resumen a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Tamaya	144.9	28.6	116.3 ¹	0.0

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor SE01-1 – Parque Fotovoltaico Tamaya

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Tamaya	766.5	173.6	122.9 ²	0.47

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Tamaya

¹ Desglosado en 37.4 kW de pérdidas en el transformador principal y 78.9 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

² Desglosado en 37.4 kW de pérdidas en el transformador principal y 85.5 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Janitza UMG 510 Número de Serie: 5100/0731		
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Multímetro patrón Fluke 8845A – 6 ½ dígitos	1822003	04/07/2018

Fecha de evaluación: 05/08/20
Certificado número: EE-CI-2021-0440

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



6.2 Inestabilidad a baja potencia

Se presenta en la Figura 6.1 un registro obtenido el día 23 de noviembre que demuestra la operación inestable para consignas del PPC menores a los 0.47 MW presentados en la Figura 4.2.

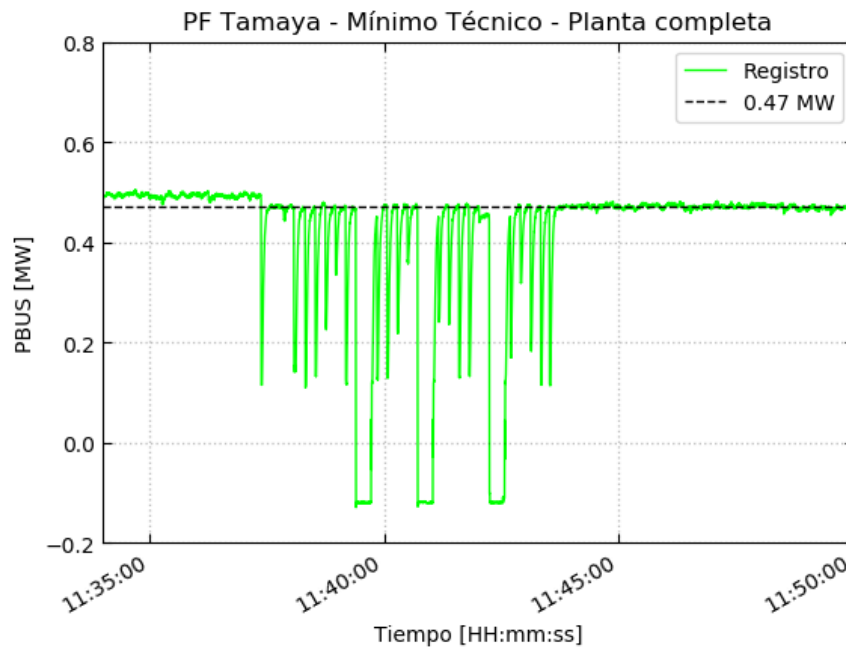


Figura 6.1 – Operación inestable



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.