



**ESTUDIOS  
ELECTRICOS**

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

Sonnedix  
Chile  
Parque Fotovoltaico Conejo Solar  
Informe de Potencia Máxima



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2024-039  
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-1061  
REVISIÓN B

ago.-24



Este documento **EE-EN-2024-1061-RB** fue preparado para Sonnedix por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

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

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: *Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.*

Este documento contiene 50 páginas y ha sido guardado por última vez el 16/08/2024 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

<i>Revisión</i>	<i>Fecha</i>	<i>Comentarios</i>	<i>Realizó</i>	<i>Revisó</i>	<i>Aprobó</i>
A	13.08.2024	Para presentar	NS	CiC	AC
B	16.08.2024	Corrige observaciones según Sonnedix	NS	CiC	AC

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



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>4</b>
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....	5
	1.2 Medidores utilizados .....	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada .....	5
<b>2</b>	<b>ASPECTOS NORMATIVOS .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....</b>	<b>11</b>
	3.1 Diagrama unilineal.....	11
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos .....	14
	3.3 Datos de los inversores .....	17
	3.4 Datos de los transformadores de bloque .....	20
	3.5 Datos del transformador principal.....	21
	3.6 Datos de los Consumos de SSAA .....	22
	3.7 Determinación de las Condiciones de Sitio .....	24
	3.7.1 Determinación de la irradiancia en sitio .....	24
	3.7.2 Determinación de la temperatura en sitio.....	25
<b>4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....</b>	<b>26</b>
	4.1 Ensayo de Potencia Máxima .....	27
	4.2 Correcciones y resultados en condiciones de ensayo.....	29
	4.2.1 Potencia Bruta.....	29
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	31
	4.2.3 Potencia de Perdidas en la Central.....	32
	4.2.4 Potencia Neta .....	34
	4.2.5 Resultados .....	34
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>35</b>
<b>6</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>36</b>
	6.1 Certificados de calibración de medidor de energía .....	36
	6.2 Registro de inversores .....	37



# 1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Conejo Solar de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores" y a lo recomendado en la Guía Técnica DCO: "Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía", cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 12 de julio de 2024.

El Parque Fotovoltaico Conejo Solar, ubicado en la comuna de Taltal, región de Antofagasta, se compone de ciento cuatro (104) inversores, marca ABB PVS800-57 de 1.0 MW de potencia activa nominal cada uno, totalizando una potencia instalada de 104 MW.

El parque está constituido por cincuenta y dos (52) centros de transformación, cada uno cuenta con un transformador de bloque con doble devanado en su lado de baja tensión de relación 0.4 kV / 0.4 kV / 33 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) de 2.4 MVA y dos inversores ABB de 1 MW de capacidad nominal cada uno. La red colectora está compuesta por seis (6) circuitos alimentadores en 33 kV, de los cuales dos (2) alimentadores cuentan con diez (10) centros de transformación y los otros cuatro (4) cuentan con ocho (8) centros de transformación.

La barra principal de 33 kV cuenta con un transformador de poder de relación 33 kV / 220 kV ( $\pm 10 \times 1\%$ ) de 70/93/117 (ONAN/ONAF1/ONAF2) de potencia aparente nominal que permite la inyección de potencia en la barra de 220 kV de la S/E Seccionadora Conejo Solar, el cual corresponde al punto de interconexión normativo del parque.

El parque cuenta con un control conjunto de planta marca ABB. Este módulo permite al parque operar con los modos de control de potencia reactiva, factor de potencia y potencia activa.



## 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Matias Parra	12 de julio de 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

## 1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	N° Serie
Adquisidor	Janitza	UMG512	5100/0731

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

El equipo presentado en la Tabla 1.2 se utilizó para registrar la **Potencia Neta** inyectada en el punto de interconexión. Su certificado de calibración se encuentra disponible en el Anexo 6.1.

Para el registro de **Potencia Bruta**, se cuenta con datos adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 5 minutos para todas las mediciones.

En cuanto al registro de **Servicios Auxiliares**, no ha sido posible el registro de sus variables eléctricos. Sin embargo, el experto técnico ha tomado 5 registros fotográficos cada 1 hora en toda la extensión del ensayo a fin de estimar su valor medio. Su valor es determinado en el capítulo 3.6.

El registro de **Temperatura ambiente e Irradiancia** fueron adquiridos desde una estación meteorológica presente en el parque y que cuenta con una tasa de muestreo de 1 minuto para todas las variables.

Finalmente, para la estimación de las **variables ambientales de sitio**, se ha utilizado el registro histórico de irradiancia temperatura disponible, esto es en el período de diciembre de 2023 a mayo de 2024 con una tasa de muestreo de 1 hora por muestra (media). Dichos valores son determinados en el capítulo 3.7.

## 1.3 Nomenclatura Utilizada

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

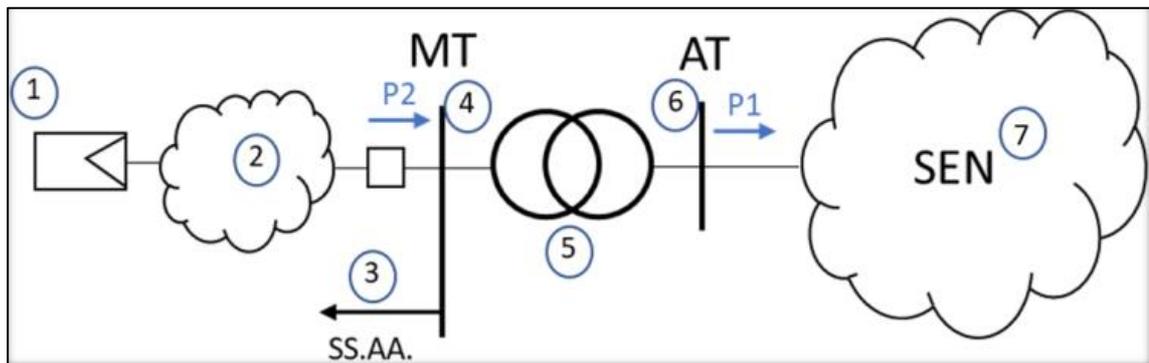


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

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. Se corresponde con el punto de Potencia Neta para efectos de la determinación de los parámetros operacionales.
7. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
8. **P1:** Potencia inyectada por el parque fotovoltaico en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
9. **P2:** Potencia inyectada por el parque fotovoltaico en la barra de media tensión de su subestación de salida.



## 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.

La “Guía Técnica DCO N°01-2024: Recomendaciones para la elaboración de los informes de Determinación de los Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía” indica directrices y sugerencias para dar completitud a los ensayos e informes de las pruebas de Potencia Máxima. En el caso particular del parque fotovoltaico se destacan los capítulos 7.1 y 7.2 mostrados a continuación.

### CONSIDERACIONES GENERALES

- a) Los valores de P. Máx deben ser establecidos mediante pruebas efectivas en terreno con la instalación en operación.
- b) Los ensayos deben ser realizados con todas las unidades de generación (**inversores y/o aerogeneradores**) en servicio al mismo tiempo.
- c) En el caso que el recurso primario disponible no permita realizar la prueba con todas las unidades generando al mismo tiempo, o no sea suficiente para alcanzar su valor de potencia máxima de diseño, se deberán adjuntar respaldos de operaciones previas, realizadas durante el proceso de Puesta en Servicio u operación previa de la planta, que muestren que se puede llegar a su potencia máxima con todas las unidades operando al mismo tiempo.



- d)** Los parámetros de Potencia Activa Bruta, Potencia Activa Neta, SS.AA. y pérdidas deben ser considerados según lo descrito en el Anexo 1 del presente documento, el que representa un sistema equivalente de un parque ERV conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- e)** Considerando lo planteado en el punto previo, la Potencia Activa Neta corresponderá a la potencia en el lado de alta del transformador elevador de la central y/o sistema de almacenamiento.
- f)** Los consumos de SS.AA. deben ser medidos. Sólo en condiciones excepcionales, donde no sea factible su medición, podrán ser estimados y/o debidamente justificados en base a supuestos razonables, los que deberán ser respaldados y validados por el Coordinador.
- g)** Los valores de Potencia Activa Bruta y Potencia Activa Neta deben ser obtenidos en los mediante pruebas efectivas en terreno y no mediante simulaciones.
- h)** En el caso de PFV y PE, la prueba de P. Máx deberá desarrollarse por un periodo de 5 horas. Para la determinación de la potencia máxima de la unidad, se deberán considerar los datos de potencia bruta y neta medido por 15 minutos continuos, donde se haya registrado la mayor potencia máxima promedio por dicho periodo bajo una operación estable y dentro de las 5 horas consideradas en la prueba.
- i)** En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de componentes de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la prueba de PMáx deberá realizarse considerando la máxima potencia que la instalación puede sostener de forma continua por la Cantidad de Horas de Almacenamiento.
- j)** El informe deberá contener los datos y registros gráficos de potencia activa, irradiancia (PFV), temperatura (PFV) y velocidad del viento (PE), según corresponda, de las 24 horas del día de la prueba, para la totalidad de la planta. Con esta información se validarán los datos utilizados en el literal h).



- k) Adicionalmente, se deberán entregar los datos y registros gráficos de potencia bruta para cada uno de los inversores (PFV) y cada uno de los aerogeneradores (PE) que componen la central, durante el periodo considerado para la prueba.
- l) En el caso de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el valor de Potencia Máxima deberá medirse operando a plena carga, en forma continua y sin sobrecarga, por el número de horas declaradas de duración del almacenamiento. Se deberá desarrollar la prueba bajo la máxima inyección/absorción del sistema de almacenamiento para el período de carga y descarga, durante el cual la unidad deberá mantenerse con un nivel de generación estable, continua y sin interrupción de la potencia activa bruta en sus bornes de salida.
- m) Los propietarios de unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación, podrán actualizar el Informe de Potencia Máxima una vez al año, a efectos de reconocer los cambios que puedan producirse en el recurso natural conforme a registros históricos.
- n) La actualización mencionada en el literal previo deberá solicitarse al Coordinador por carta, especificando los motivos de dicha actualización, usando como base lo especificado en el AT de P. Máx. 4 Artículo 39 AT
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras

## CENTRALES PFV

En el caso de los ensayos realizados a centrales fotovoltaicas, estos deben ser realizados en condiciones de irradiancia y temperatura más cercanas a las nominales. En caso de que las condiciones ambientales y/o estacionales no permitan alcanzar sus valores nominales, se aceptará realizar la corrección por irradiancia y temperatura del sitio, incorporando los respaldos necesarios (datasheet panel, inversor e irradiancia y temperatura del sector), utilizando para ello la metodología indicada en el Anexo 2.



El objetivo de estas correcciones es obtener un parámetro que sea representativo de manera independiente a las condiciones particulares de la prueba. Específicamente:

- a)** El valor de la irradiancia y temperatura a usar para la corrección será el promedio horario, durante 6 horas continuas (se recomienda entre las 10:00 y 16:00 horas), de un periodo de tres meses consecutivos, considerando para ello el mejor periodo en función de la ubicación geográfica del parque. El Anexo 2, especifica los cálculos a incorporar en el informe para respaldar la corrección por irradiancia y temperatura y los bloques horarios representativos a considerar (horas donde el recurso solar está disponible). Cabe destacar que dicha corrección no puede ser mayor a un 20% del valor de la potencia medida.
- b)** El informe debe contener los elementos probatorios que justifiquen los valores considerados en la metodología de corrección por temperatura e irradiancia, considerando el conjunto de datos históricos anuales correspondientes. Los datos deben ser incorporados en un archivo en formato Excel.
- c)** En caso de que la corrección de la Potencia Máxima no puede ser superior a la capacidad nominal de los inversores.
- d)** En el caso de realizar correcciones por irradiancia, debe entregarse en los Anexos del informe técnico los registros históricos de operación de cada inversor, donde se alcancen los valores de potencia máxima nominal en cada uno de ellos.



## 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Conejo Solar, ubicado en la comuna de Taltal, región de Antofagasta, se compone de ciento cuatro (104) inversores, marca ABB PVS800-57 de 1.0 MW de potencia activa nominal cada uno, totalizando una potencia instalada de 104 MW.

El parque está constituido por cincuenta y dos (52) centros de transformación, cada uno cuenta con un transformador de bloque con doble devanado en su lado de baja tensión de relación 0.4 kV / 0.4 kV / 33 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) de 2.4 MVA y dos inversores ABB de 1 MW de capacidad nominal cada uno. La red colectora está compuesta por seis (6) circuitos alimentadores en 33 kV, de los cuales dos (2) alimentadores cuentan con diez (10) centros de transformación y los otros cuatro (4) cuentan con ocho (8) centros de transformación.

La barra principal de 33 kV cuenta con un transformador de poder de relación 33 kV / 220 kV ( $\pm 10 \times 1\%$ ) de 70/93/117 (ONAN/ONAF1/ONAF2) de potencia aparente nominal que permite la inyección de potencia en la barra de 220 kV de la S/E Seccionadora Conejo Solar, el cual corresponde al punto de interconexión normativo del parque.

El parque cuenta con un control conjunto de planta marca ABB. Este módulo permite al parque operar con los modos de control de potencia reactiva, factor de potencia y potencia activa.

### 3.1 Diagrama unilineal

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Conejo Solar. En el recuadro rojo se remarca los TP y TC utilizados para la medición de las señales en el punto de interconexión (Potencia Neta). En tanto, en la Figura 3.2 se muestra el detalle de un centro de transformación, representativo de los 52 que totalizan el parque. Se remarca en un recuadro rojo el punto de medición para la totalización de la Potencia Bruta.



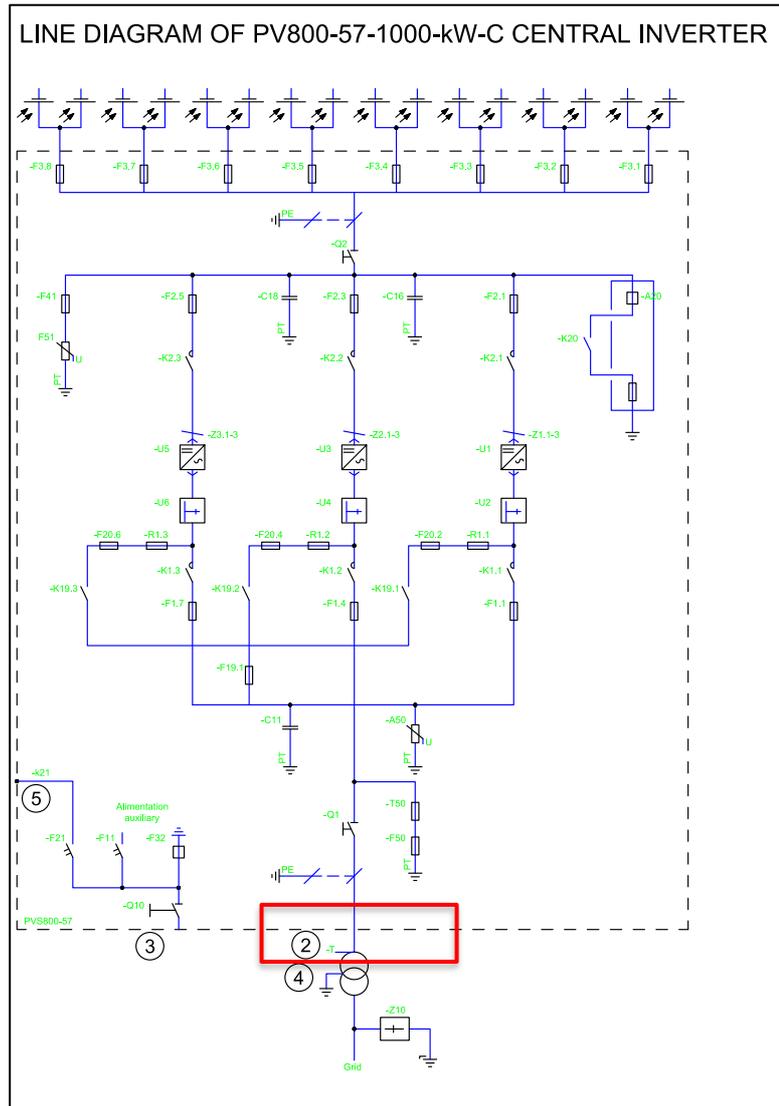


Figura 3.2 – Detalle de los centros de transformación de Parque Fotovoltaico Conejo Solar



### 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles del Parque Fotovoltaico Conejo Solar son paneles marca Jinko Solar modelos JKM310PP y JKM315PP. El Parque Fotovoltaico Conejo Solar posee una capacidad DC de 122.3136 MW DC, a través de sus 392.640 módulos, con una cantidad de 19.632 Strings de 20 módulos en serie cada uno. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

#### Engineering Drawings

#### Electrical Performance & Temperature Dependence

**Current-Voltage & Power-Voltage Curves (305W)**

**Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax**

#### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.06x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, AR Coating Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length:1200mm (47.24 inch)
Fire Type	Type 1

#### Packaging Configuration

(Two boxes = One pallet)  
25pcs/ box, 50pcs/pallet, 600 pcs/40'HQ Container

#### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM305PP		JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	305Wp	226Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.8V	33.6V	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.6V	42.2V	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A
Module Efficiency STC (%)	15,72%		15,98%		16,23%		16,49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (UL)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0,40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0,30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0,06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM =1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM =1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
US-MKT-320PP\_rev2015



Figura 3.3 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos

En la Tabla 3.1 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal en cada centro de transformación.

Centro de Transformación	Módulo Jinko Solar	Strings	Cantidad módulos	Potencia DC [kW]
PV1	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV2	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV3	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV4	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV5	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV6	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV7	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV8	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV9	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV10	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV11	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV12	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV13	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV14	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV15	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV16	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV17	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV18	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV19	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV20	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV21	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV22	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV23	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV24	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV25	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV26	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0



Centro de Transformación	Módulo Jinko Solar	Strings	Cantidad módulos	Potencia DC [kW]
PV27	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV28	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV29	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV30	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV31	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV32	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV33	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV34	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV35	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV36	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV37	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV38	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV39	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV40	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV41	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV42	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV43	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV44	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV45	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV46	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV47	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV48	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV49	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV50	310 Wp	380 (x20 módulos)	7.600	2.356,0
PV51	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
PV52	315 Wp	372 (x20 módulos)	7.440	2.343,6
	<b>Total</b>	<b>19.632 (x20 módulos)</b>	<b>392.640</b>	<b>122.313,6</b>

Tabla 3.1 – Distribución de paneles fotovoltaicos



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Conejo Solar cuenta con 104 inversores marca ABB, modelo PVS800-1000kW-C. Los inversores son de 1.000 kVA (@50°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.4 y Figura 3.5.

## ABB central inverters

### PVS800

#### 100 to 1000 kW



**Technical data and types**

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
<b>Input (DC)</b>							
Maximum input power ( $P_{PV, max}$ ) <sup>1)</sup>	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mpp ( $U_{DC, mpp}$ )	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ( $U_{max, DC}$ )	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ( $I_{max, DC}$ )	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (+-) / 4 <sup>2)</sup>	2, 4, 8 (+-)	2, 4, 8 (+-)	4 to 15 (+-)	4 to 15 (+-)	8 to 20 (+-)	8 to 20 (+-)
<b>Output (AC)</b>							
Nominal power ( $P_{NAC}$ ) <sup>3)</sup>	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power <sup>4)</sup>	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ <sup>5)</sup>	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ( $I_{NAC}$ )	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ( $U_{NAC}$ ) <sup>6)</sup>	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current <sup>7)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Distribution network type <sup>8)</sup>	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
<b>Efficiency</b>							
Maximum <sup>9)</sup>	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta <sup>9)</sup>	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
<b>Power consumption</b>							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage <sup>9)</sup>	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
<b>Dimensions and weight</b>							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. <sup>10)</sup>	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

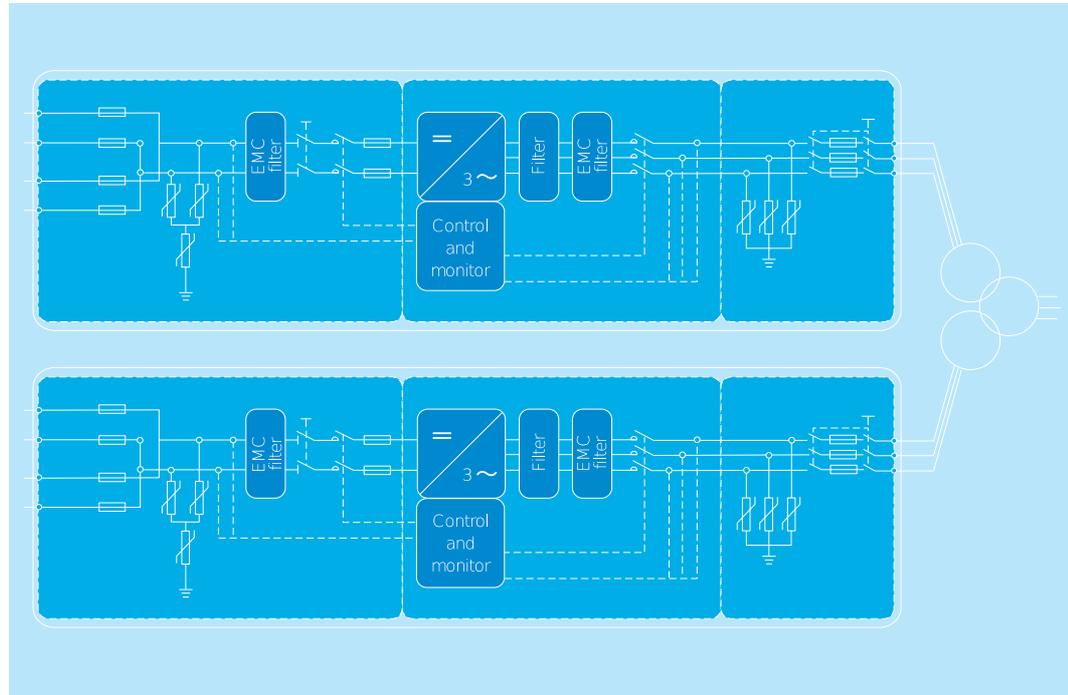
<sup>1)</sup> Recommended maximum input power      <sup>5)</sup> +/- 10%      <sup>10)</sup> For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.  
<sup>2)</sup> Optional MCB inputs, 80 A inputs      <sup>6)</sup> At nominal power  
<sup>3)</sup> 100 and 250 kW units at 40 °C, 315 and 630 kW at 45 °C, 500, 875 and 1000 kW at 50 °C.      <sup>7)</sup> Inverter side must be IT type  
<sup>4)</sup> At 25 °C. See the user manual for details.      <sup>8)</sup> Without auxiliary power consumption at min  $U_{DC}$       <sup>9)</sup> 115 V, 60 Hz optional

Product flyer for PVS800 | ABB solar inverters

Figura 3.4 – Hoja de datos de inversores (parte 1 de 2)



ABB central inverter design and power network connection



Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
<b>Environmental limits</b>							
Degree of protection	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42
Ambient temp. range (nom. ratings) <sup>11)</sup>	-15 to +40 °C	-15 to +40 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +50 °C
Maximum ambient temperature <sup>12)</sup>	+50 °C	+50 °C	+55 °C				
Relative humidity, not condensing	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%
Maximum altitude (above sea level) <sup>13)</sup>	2000 m <sup>14)</sup>	2000 m <sup>14)</sup>	2000 m <sup>14)</sup>	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Maximum noise level	75 dBA	75 dBA <sup>15)</sup>					
Maximum air flow of the inverter section	1300 m <sup>3</sup> /h	2500 m <sup>3</sup> /h	2500 m <sup>3</sup> /h	5000 m <sup>3</sup> /h	5000 m <sup>3</sup> /h	7950 m <sup>3</sup> /h	7950 m <sup>3</sup> /h
<b>Protection</b>							
Ground fault monitoring <sup>16)</sup>	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Anti-islanding	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
<b>User interface and communications</b>							
Local user interface	ABB local control panel						
Analog inputs/outputs	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Digital inputs/relay outputs	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, EtherNet						
<b>Product compliance</b>							
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives						
Certifications and approvals <sup>17)</sup>	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA						
Grid support and grid functions	Reactive power compensation <sup>18)</sup> , Power reduction, LVRT, HVRT, Anti-islanding						

<sup>11)</sup> Frosting is not allowed. May need optional cabinet heating. <sup>15)</sup> At partial power typically <70 dBA  
<sup>12)</sup> Power derating after 40 °C/45 °C/50 °C <sup>16)</sup> Optional  
<sup>13)</sup> Power derating above 1000 m <sup>17)</sup> More detailed information, please contact ABB  
<sup>14)</sup> With option 2000 to 4000 m <sup>18)</sup> Also during the night

Product flyer for PVS800 | ABB solar inverters

Figura 3.5 – Hoja de datos de inversores (parte 2 de 2)



La Figura 3.6 es un extracto de la Figura 3.4, y demuestra que el máximo consumo de potencia en operación es de 0.650 kW en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

Efficiency							
Maximum <sup>8)</sup>	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta <sup>9)</sup>	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage <sup>8)</sup>	230 V, 50 Hz						
Dimensions and weight							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. <sup>10)</sup>	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

Figura 3.6 – Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.7.

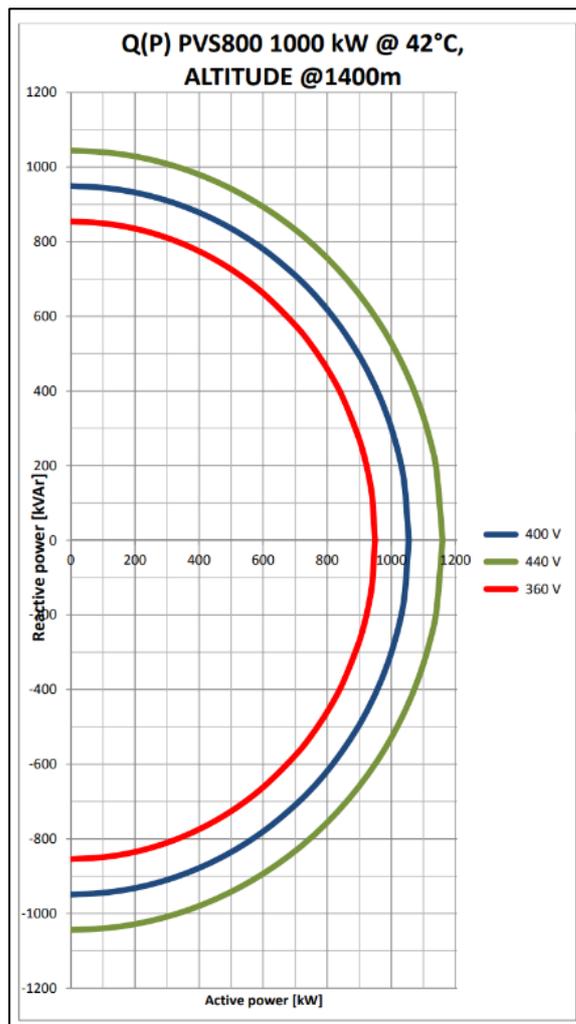


Figura 3.7 – Curva de capacidad de los inversores



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Conejo Solar cuenta con 52 transformadores de bloque de tres devanados que permiten la interconexión de dos inversores. Su relación de transformación es de 0.4 / 0.4/ 33 kV y de 2.400 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	2.400 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV1	0.4 kV
Tensión nominal lado LV2	0.4 kV
Grupo de conexión	Dyn11d0
Impedancia HV-LV1	6%
Impedancia HV-LV1+LV2	7%
Pérdidas en carga	20.62 kW
Pérdidas en vacío	3.380 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \% \pm 2 \times 5.0 \%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



### 3.5 Datos del transformador principal

El Parque Fotovoltaico Conejo Solar cuenta con 1 transformador principal de dos devanados que permiten la interconexión del parque con el SI. Su relación de transformación es de 33 / 220 kV y de 117 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	70/90/117 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	13.49%
Pérdidas en carga	452.23 kW
Pérdidas en vacío	44.4 kW
Posiciones de TAP	±10 x 1.0 %

Tabla 3.3 – Datos del transformador principal



### 3.6 Datos de los Consumos de SSAA

Los consumos de servicios auxiliares (SSAA) del Parque Fotovoltaico Conejo Solar se determinaron monitorearon durante la ejecución de las pruebas. Para ello se realizó un registro fotográfico, cada una de las 5 horas del ensayo, al medidor de SSAA esenciales del parque. A partir de las imágenes mostradas a continuación, se demuestra un consumo de SSAA estable con una media de 4 kW, valor que será utilizado en el presente informe.



Figura 3.8 – Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Hora 1



Figura 3.9 – Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Hora 2



Figura 3.10 – Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Hora 3



Figura 3.11 – Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Hora 4



Figura 3.12 – Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Hora 5



## 3.7 Determinación de las Condiciones de Sitio

### 3.7.1 Determinación de la irradiancia en sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Conejo Solar debe ser determinada por las condiciones de irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a los registros históricos (adjuntos) y las indicaciones de la "Guía Técnica DCO N°01-2024: Recomendaciones para la elaboración de los informes de Determinación de los Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía", se determina el valor de irradiancia de sitio a través del promedio diario, durante 6 horas continuas, de un período de 3 meses consecutivos de registro.

De acuerdo con la metodología mostrada y a los registros históricos utilizados, se determinó que el período de 3 meses consecutivos es entre los días 1/12/2023 y 29/02/2024 y que el mejor bloque horario de 6 horas corresponde al período entre 11:00 y 17:00 horas.

Se presenta en Figura 3.13 el registro histórico de 4 meses del cual se ha obtenido que la irradiancia de sitio es de 1120.5 W/m<sup>2</sup>.

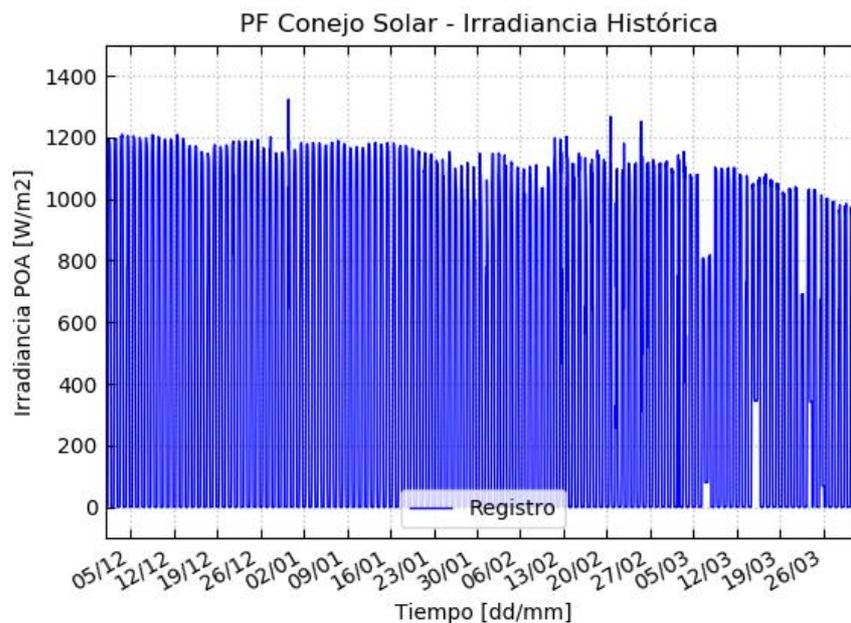


Figura 3.13 –Registro histórico para la determinación de la Irradiancia de sitio



### 3.7.2 Determinación de la temperatura en sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Conejo Solar debe ser determinada por las condiciones de irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a los registros históricos (adjuntos), se determina el valor de irradiancia de sitio a través del promedio diario, durante 6 horas continuas, de un período de 3 meses consecutivos.

De acuerdo con la metodología mostrada y a los registros históricos, se utilizó el período coincidente con el anexo anterior, siendo el período entre los días 1/12/2023 y 29/02/2024 y el bloque horario entre 11:00 y 17:00 horas el seleccionado.

Se presenta en Figura 3.14 el registro histórico de 4 meses del cual se ha obtenido que la temperatura ambiente de sitio es de 25.6 °C.

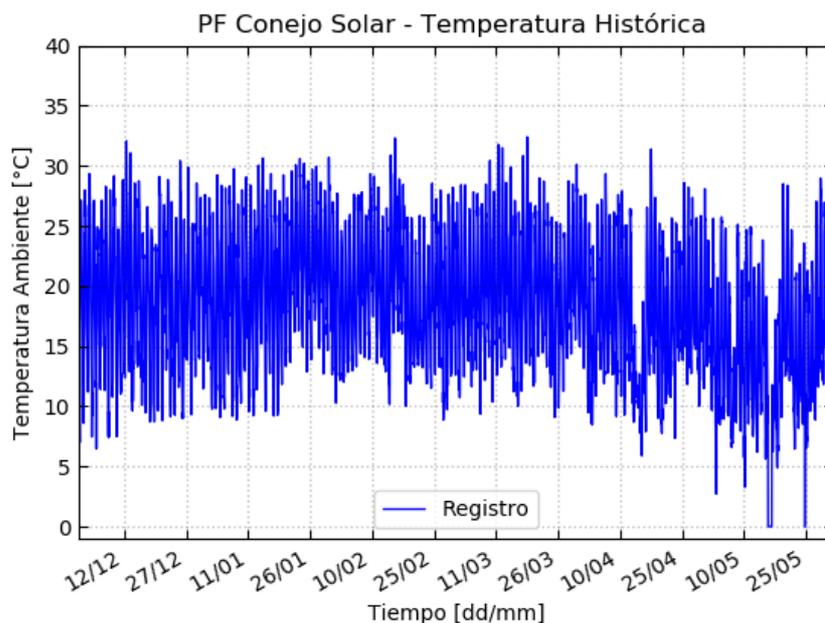


Figura 3.14 – Registro histórico para la determinación de la Temperatura de sitio



## 4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Conejo Solar se cuenta con la medición de la potencia generada por los inversores por medio del sistema de adquisición de datos del PPC y de la Potencia Neta registrada en el POI.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	Consumos propios [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Conejo Solar	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de las unidades de generación con sus consumos propios.
- (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 la S/E Conejo 220 kV (POI).



## 4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 12 de julio de 2024 se realizó el ensayo de Potencia Máxima con la totalidad de los inversores y elementos de red del Parque Fotovoltaico Conejo Solar en servicio.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida ( $P_{Neta}$ ) durante las 5 horas de la prueba. Se destaca con la línea segmentada roja la ventana móvil de 15 minutos en que se obtiene el máximo valor medio de potencia activa.

En la Figura 4.2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) y el período de 15 minutos correspondiente a la máxima generación alcanzada.

En la Figura 4.3 se muestra el registro de temperatura ambiente y de irradiancia perpendicular a los paneles durante el período de prueba ( $I_{r_{med}}$ ).

Finalmente, en la Figura 4.4 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo de Potencia Máxima, enmarcando el período de prueba efectiva. Es importante mencionar que los ensayos se realizaron en condiciones de baja irradiancia.

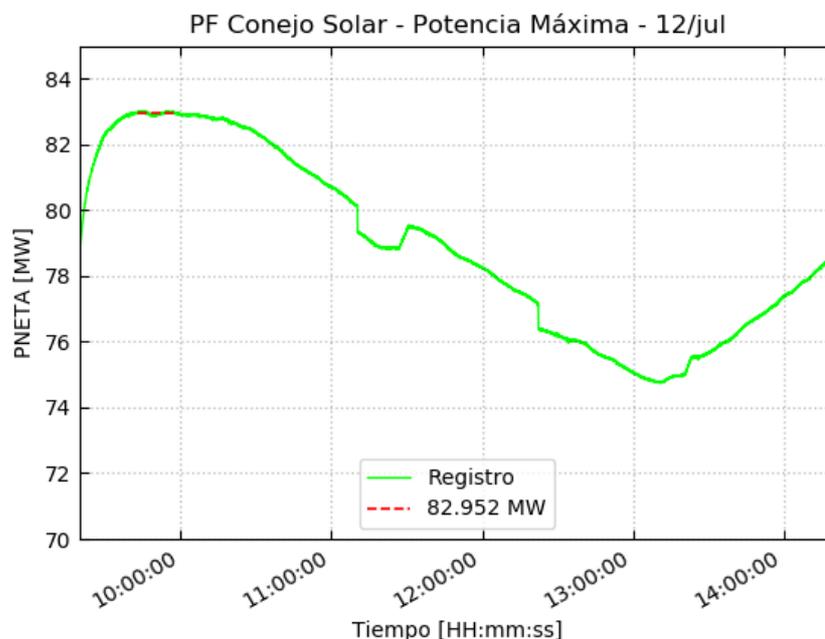


Figura 4.1 – Ensayo de Potencia Máxima – Potencia neta

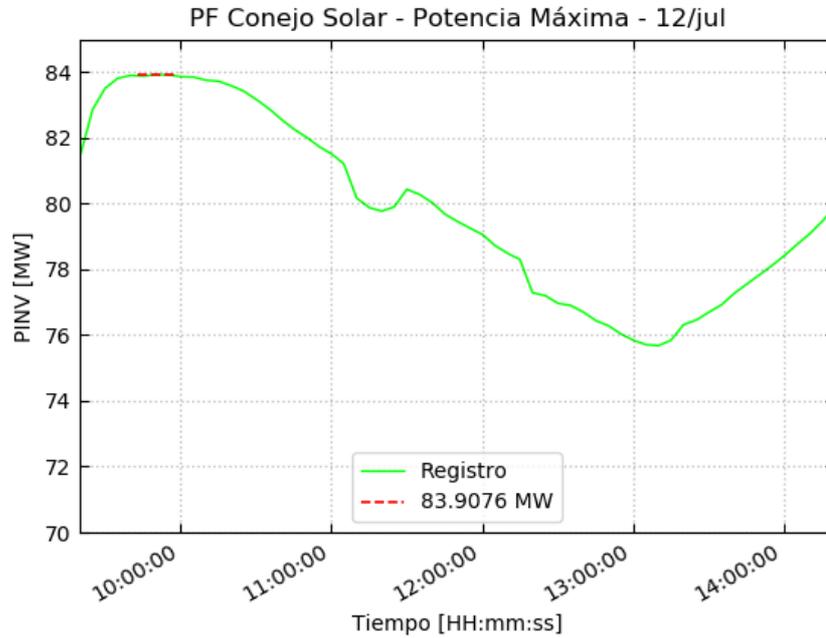


Figura 4.2 – Ensayo de Potencia Máxima – Potencia de inversores

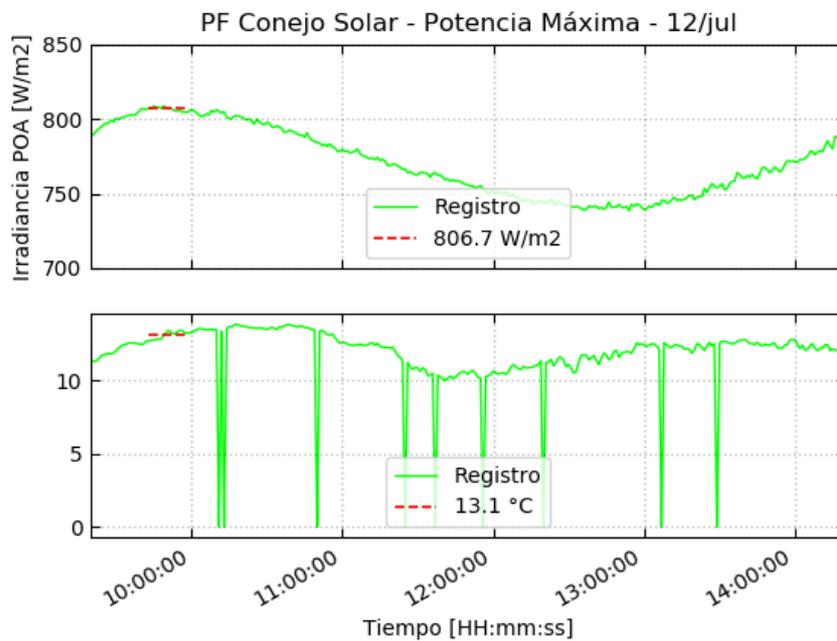


Figura 4.3 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia POA y Temperatura ambiente

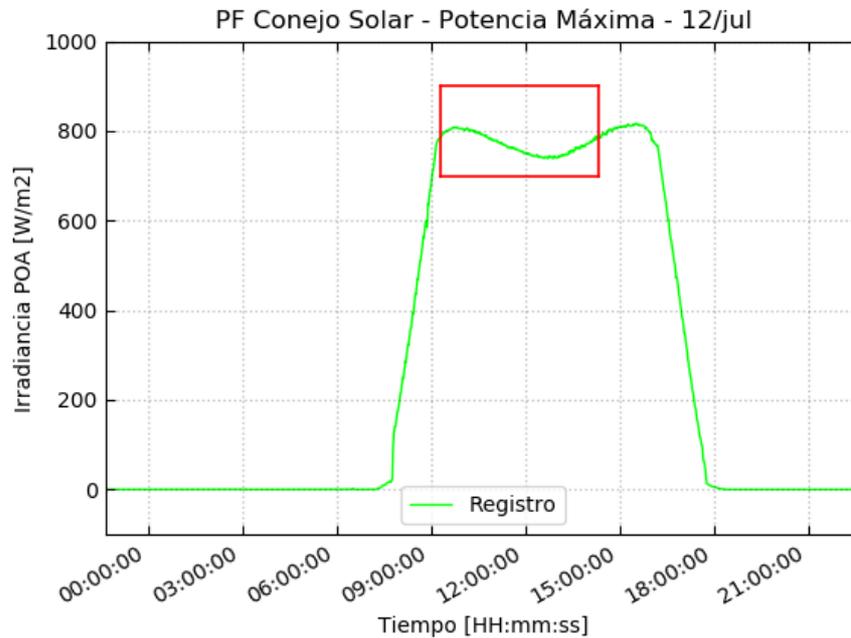


Figura 4.4 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia día completo

## 4.2 Correcciones y resultados en condiciones de ensayo

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el periodo de medición, los cuales se han presentado en las Figura 4.1 a Figura 4.4.

### 4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Conejo Solar debe ser determinada para las condiciones de irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. Se cuenta con un registro histórico de variables ambientales los cuales se encuentran en los títulos 3.7.1 y 3.7.2 junto con la metodología para determinar los valores de sitio.

En base al registro histórico, se han determinado las siguientes condiciones de sitio:

- Irradiancia de sitio ( $I_{r\_sitio}$ ): 1120.5 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura ambiente ( $T_{amb\_sitio}$ ): 25.6 °C

En primer lugar, se realiza la determinación de Potencia Bruta Medida ( $P_{Bruta,med}$ ) durante el ensayo. Esta medición de potencia es presentada en la Figura 4.2 y se realiza en bornes del equipo, en consecuencia, ya



se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 0.6500 kW según se observa en la Figura 3.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,med} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos\ propios$$

$$P_{bruta,med} = 83.9076\ MW + 104 \times 0.6500\ kW = 83.9752\ MW$$

La corrección por irradiancia se debe realizar considerando una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.3.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{Bruta,ir} = P_{Bruta,med} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med}}$$
$$P_{Bruta,ir} = 83.9752\ MW * \frac{1120.5\ \frac{W}{m^2}}{806.7\ \frac{W}{m^2}} = 116.6409\ MW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ( $T_{p,med}$ ) para las condiciones de ensayo. La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ( $Ir_{med}$ ) y temperatura ( $T_{amb}$ ) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT ("Normal Operation Cell Temperature").

En base a la información del fabricante se determina el valor de NOCT equivalente, el cual corresponde a 45°C. Así mismo, se ha determinado el coeficiente de temperatura equivalente en  $C_{temp} = -0.40\ \%/^{\circ}C$ .

La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_{p,med} = T_{amb} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{Ir_{med}}{Ir_{NOTC}}$$
$$T_{p,med} = 13.1\ ^{\circ}C + (45\ ^{\circ}C - 20\ ^{\circ}C) * \frac{806.7\ \frac{W}{m^2}}{800.0\ \frac{W}{m^2}} = 38.3094\ ^{\circ}C$$

Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio.



$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{NOTC}}}$$

$$T_{p_{sitio}} = 25.6^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{1120.5 \frac{W}{m^2}}{800.0 \frac{W}{m^2}} = 60.6156^{\circ}C$$

La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones de sitio ( $\Delta T$ ) se presenta a continuación.

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$

$$\Delta T = 38.3094^{\circ}C - 60.6156^{\circ}C = -22.3062^{\circ}C$$

Utilizando el coeficiente de temperatura calculado de  $C_{temp} = -0.40 \%/^{\circ}C$ , se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$

$$P_{bruta,corr} = \frac{116.6409 MW}{1 - 0.40 \frac{\%}{^{\circ}C} * -22.3062^{\circ}C} = 107.0862 MW$$

Es importante destacar que esta la Potencia Bruta Corregida obtenida excede la capacidad AC de los inversores del parque. Es por esto que este valor debe ser redefinido a 104 MW. Sin embargo, se comprueba que el parque es capaz de generar dicha potencia ante condiciones ambientales favorables.

$$P_{bruta,corr} = 104 MW$$

#### 4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** ( $P_{SSAA}$ ) 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 Consumos de SSAA registrados en la Sección 3.6.

Según se observa en la Figura 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 0.650 kW.



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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{Consumo,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 104 \times 0.650 \text{ kW} + 0.004 \text{ MW} = 0.0716 \text{ MW}$$

#### 4.2.3 Potencia de Perdidas en la Central

La **Potencia de Perdidas en la Central**, corresponde a las perdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de las Perdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque y la Potencia Neta Medida ( $P_{Neta}$  ver Figura 4.1). Además, se debe considerar el valor de potencia de los servicios auxiliares, registrados en 0.004 MW.

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

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{Consumo,SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 83.9076 \text{ MW} - 0.004 \text{ MW} - 82.9520 \text{ MW} = 0.9516 \text{ MW}$$

Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío en el transformador principal del parque, los transformadores de bloque y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.

$$P_{perd,central,med,carga} = P_{perd,central,med} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} - N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,med,carga} = 0.9516 \text{ MW} - 44.4 \text{ kW} - 52 \times 3.380 \text{ kW} = 0.7314 \text{ MW}$$

$$P_{perd,central,vacio} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 44.4 \text{ kW} + 52 \times 3.380 \text{ kW} = 220.16 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ( $P_{perd,central,med,carga}$ ) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central**



en carga corregida ( $P_{perd,central,carga,corr}$ ). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

$$P_{perd,central,carga,corr} = P_{perd,central,med,carga} \times \left( \frac{P_{bruta,corr}}{P_{bruta,med}} \right)^2$$

$$P_{perd,central,corr,carga} = 0.7314 \text{ MW} \times \left( \frac{104 \text{ MW}}{83.9752 \text{ MW}} \right)^2 = 1.1218 \text{ MW}$$

Entonces el valor total de **Pérdidas en la central corregida** ( $P_{perd,central,corr}$ ) queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,central,corr,carga} + P_{perd,central,vacio}$$

$$P_{perd,central,corr} = 1.1218 \text{ MW} + 220.16 \text{ kW} = 1.3420 \text{ MW}$$

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 3.3 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 de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ( $P_{Perd,carga,tr_{ppal}}$ ) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{bruta,corr}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 452.26 \text{ kW} \times \left( \frac{104 \text{ MW}}{117 \text{ MVA}} \right)^2 = 357.3412 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{Perd,carga,tr_{ppal}} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$



$$P_{Perd, tr_{ppal}} = 357.3412 \text{ kW} + 44.4 \text{ kW} = 401.7412 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd, redMT} = 1.3420 \text{ MW} - 0.4017 \text{ MW} = 0.9403 \text{ MW}$$

#### 4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del Parque Fotovoltaico Conejo Solar se obtuvo a partir de la medida en la barra de 220 kV de la S/E Conejo (POI) y el cálculo del mayor valor medio en una ventana de 15 minutos dentro del período total de pruebas. Este valor se encuentra en la Figura 4.1.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares en la condición de operación normal y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

$$P_{neta, corr} = P_{bruta, corr} - P_{SSAA} - P_{perd, central, corr}$$

$$P_{neta, corr} = 104 \text{ MW} - 0.0716 \text{ MW} - 1.3420 \text{ MW} = 102.5864 \text{ MW}$$

#### 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. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Conejo Solar considerando el parque completamente operativo.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Conejo Solar	104.0000	0.0716	1.3420	102.5864

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Conejo Solar – Resumen de Cálculos

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima Ensayada** calculada está dentro de lo esperado en base a los registros de potencia disponibles de los inversores.



## 5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Conejo Solar.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta máxima de 104 MW resultando en una inyección de 102.5864 MW en el POI, correspondiente a S/E Conejo 220 kV.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Conejo Solar	104.0000	0.0716	1.3420	102.5864

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Conejo Solar

El valor de '**Pérdidas en la central**' se desglosa en 0.4017 MW de pérdidas en el transformador principal y 0.9403 MW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



## 6 ANEXOS

### 6.1 Certificados de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 <b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: 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.			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG512 Pro	4201-5361	11/4/2024	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Proxima calibración
VALIJA OKICRON 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025
Fecha de evaluación: 11/4/2024 Certificado número: EE-CI-2024-0410		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
<b>Power System Studies &amp; Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning</b>			



## 6.2 Registro de inversores

En la presente sección se muestra el registro de cada inversor para la prueba de Potencia Máxima

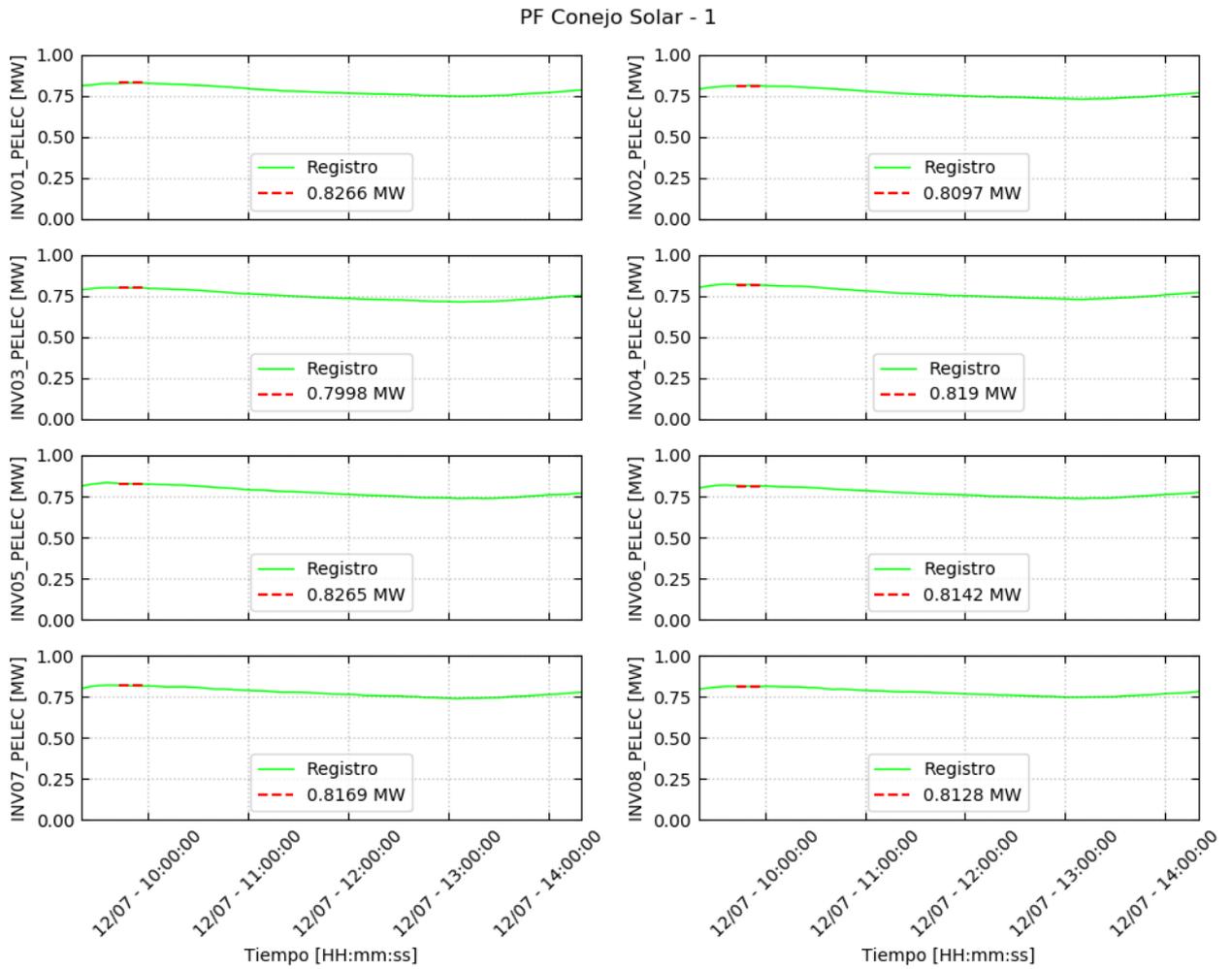


Figura 6.1 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 1 de 13)



PF Conejo Solar - 2

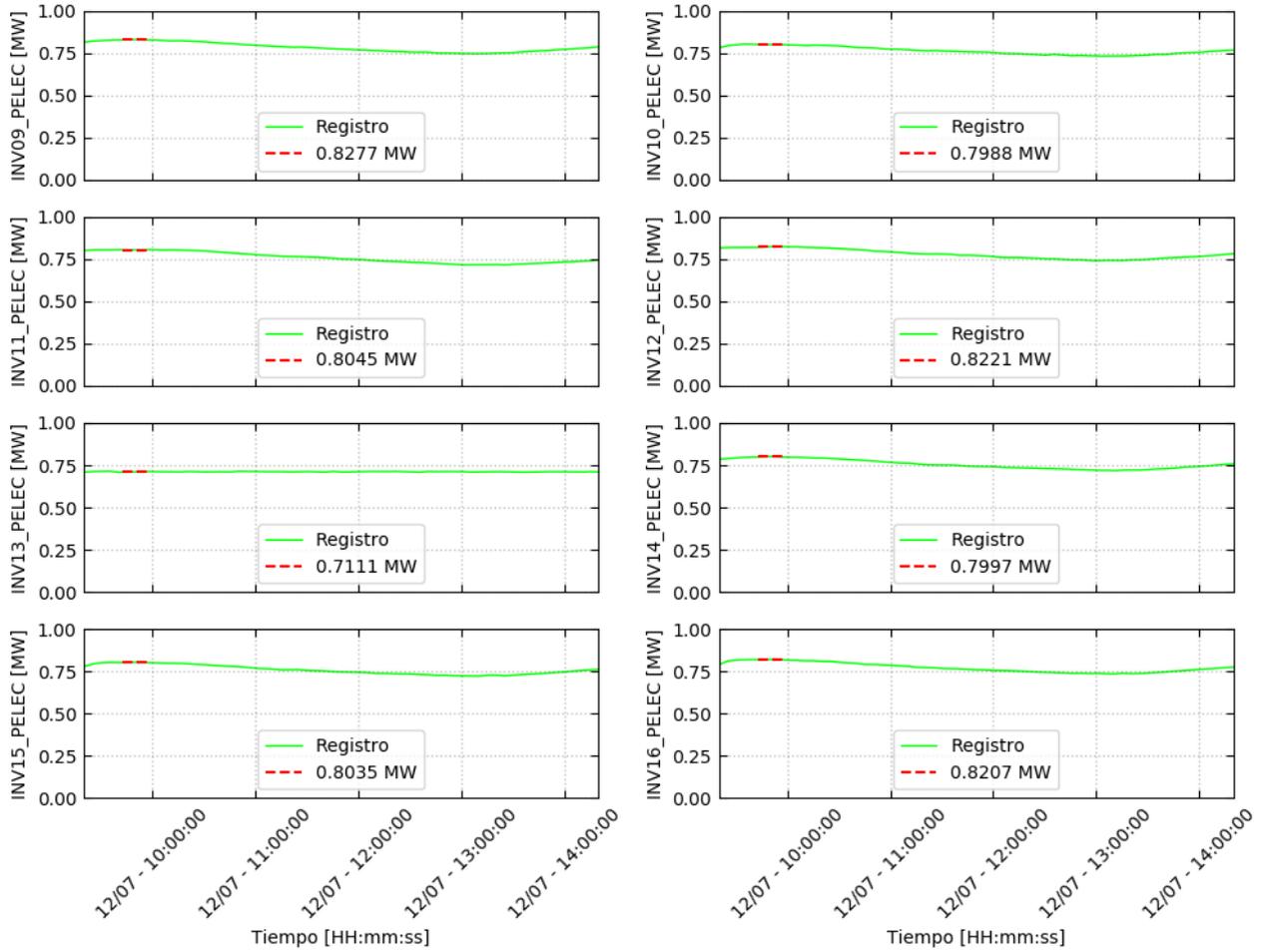


Figura 6.2 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 2 de 13)



PF Conejo Solar - 3

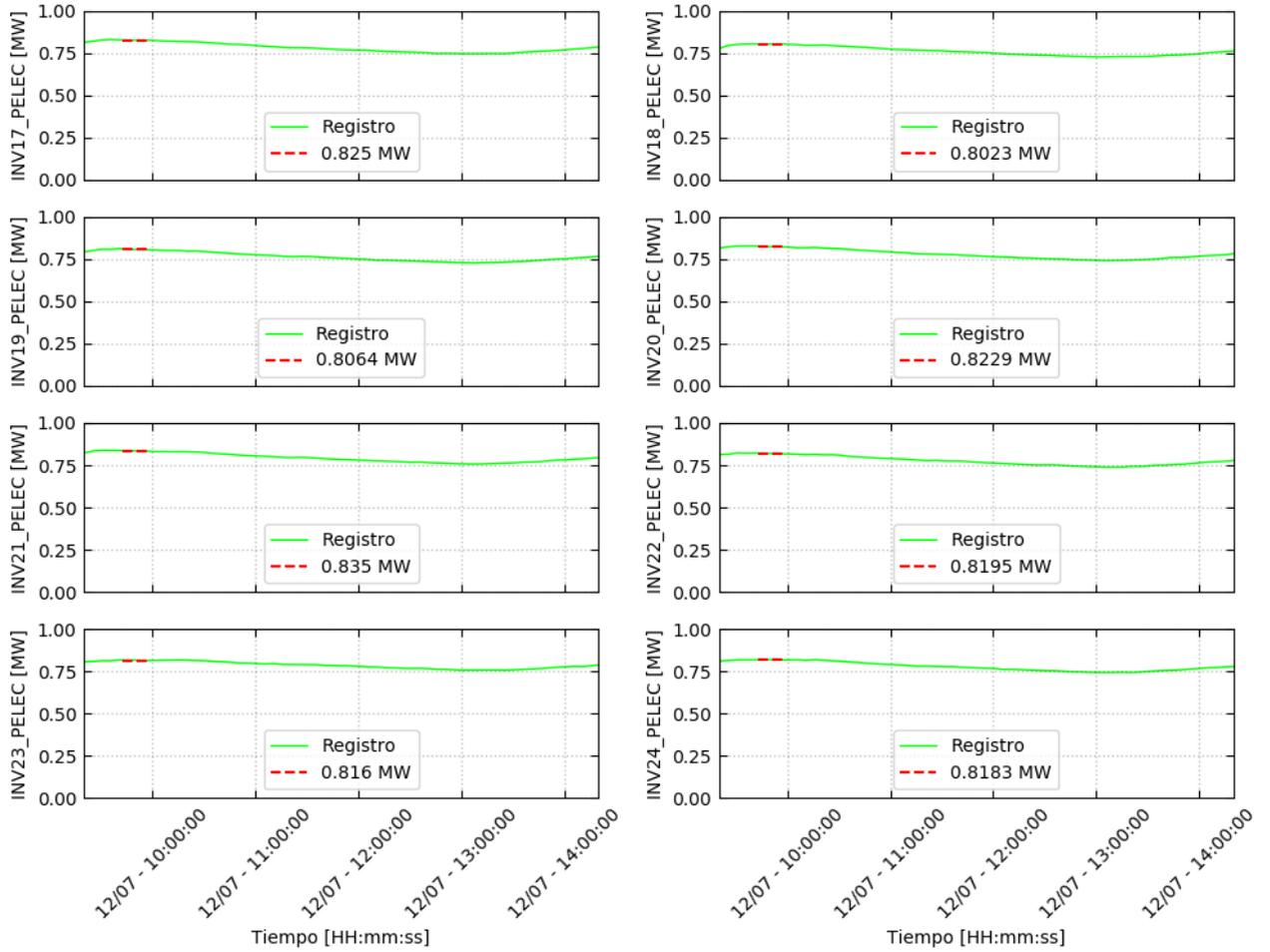


Figura 6.3 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 3 de 13)



PF Conejo Solar - 4

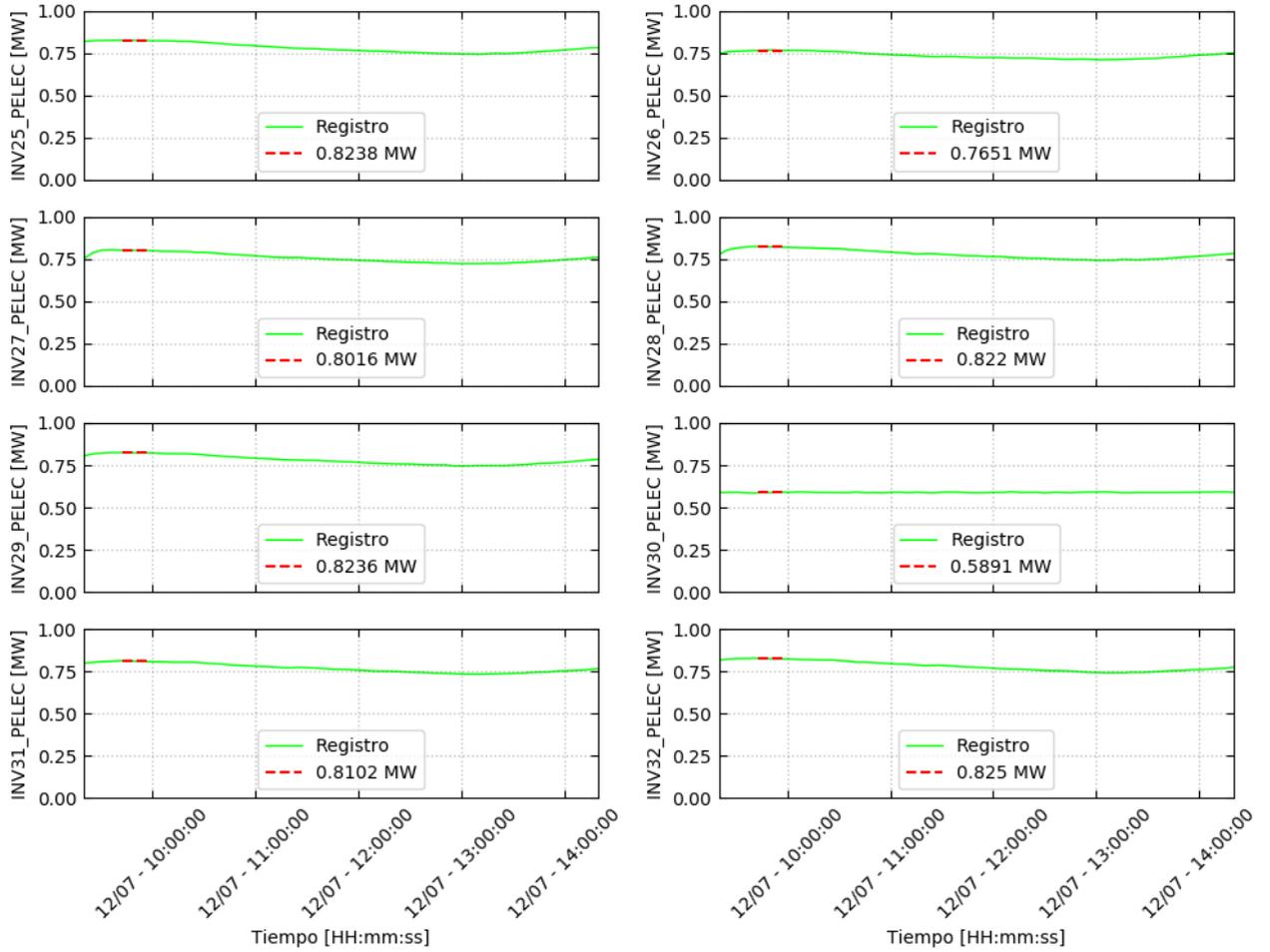


Figura 6.4 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 4 de 13)



PF Conejo Solar - 5

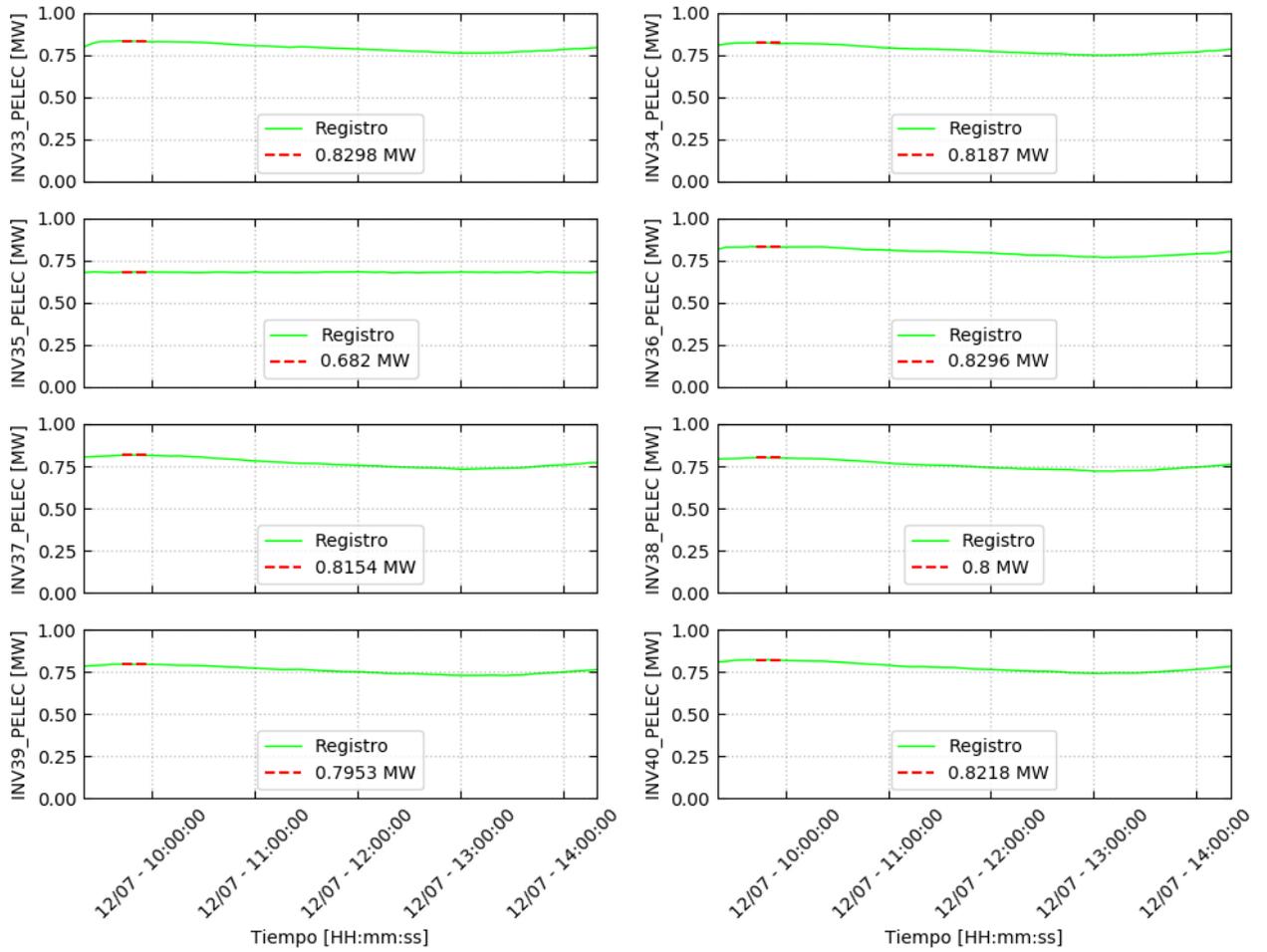


Figura 6.5 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 5 de 13)



PF Conejo Solar - 6

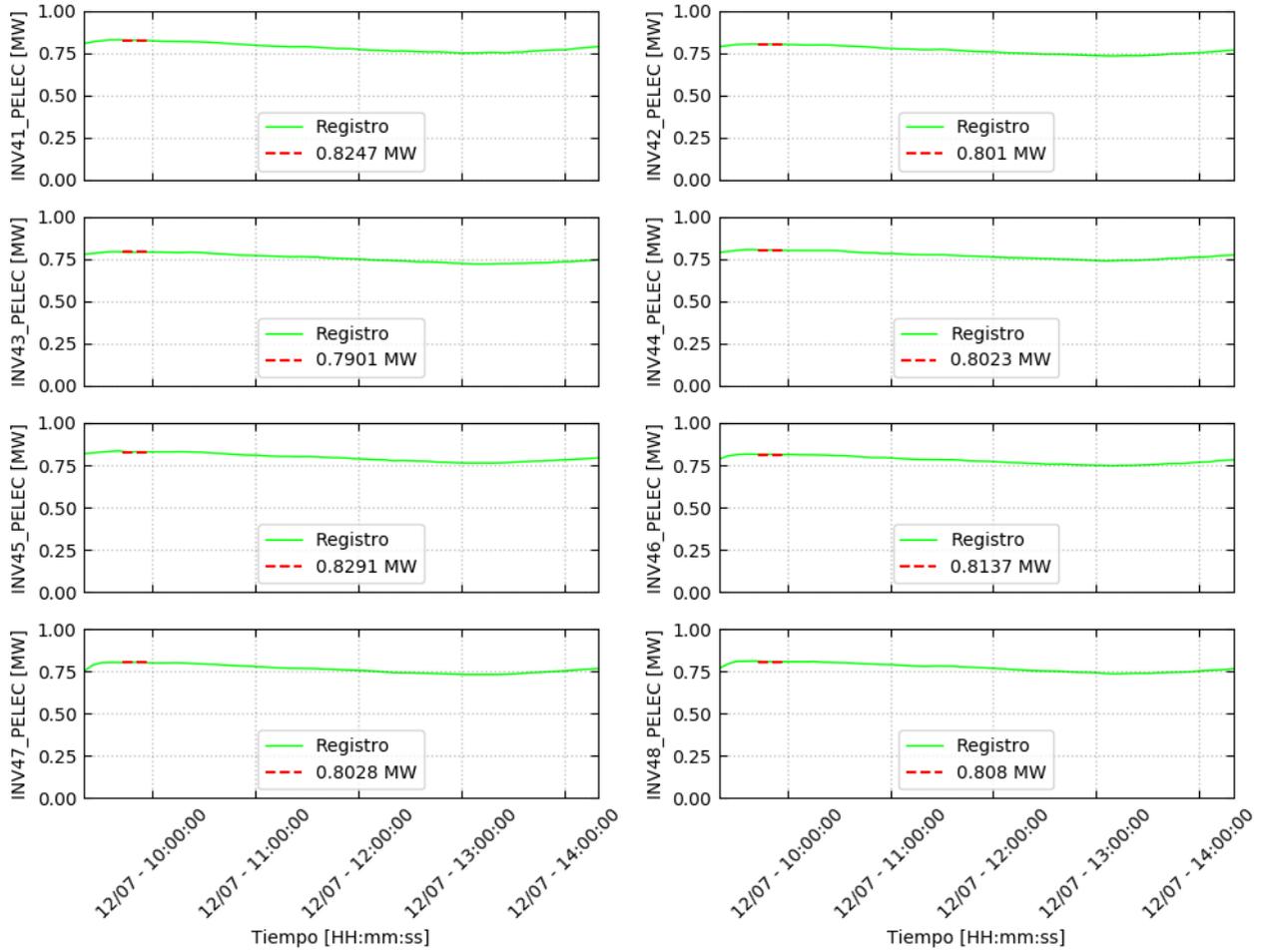


Figura 6.6 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 6 de 13)



PF Conejo Solar - 7

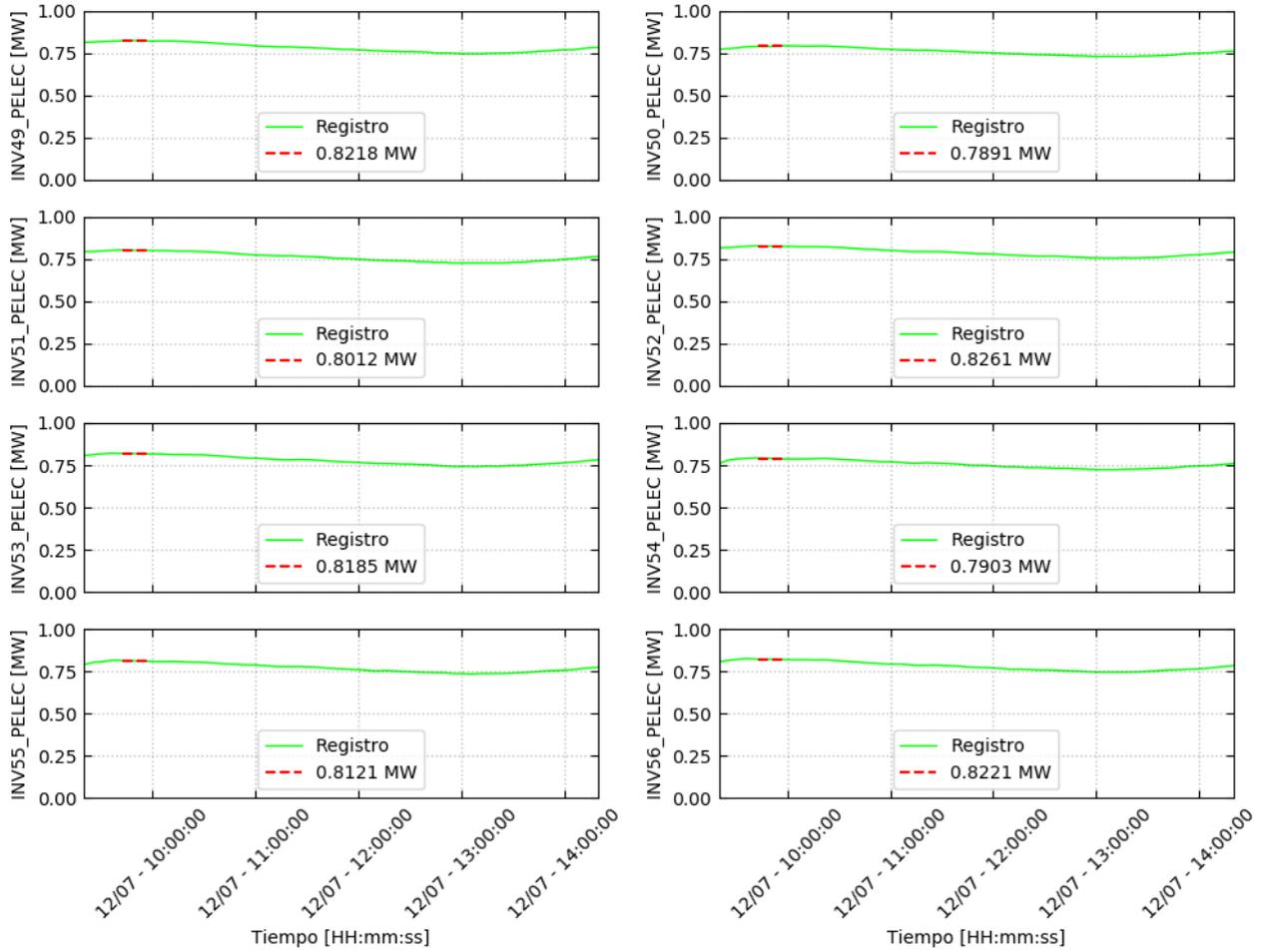


Figura 6.7 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 7 de 13)



PF Conejo Solar - 8

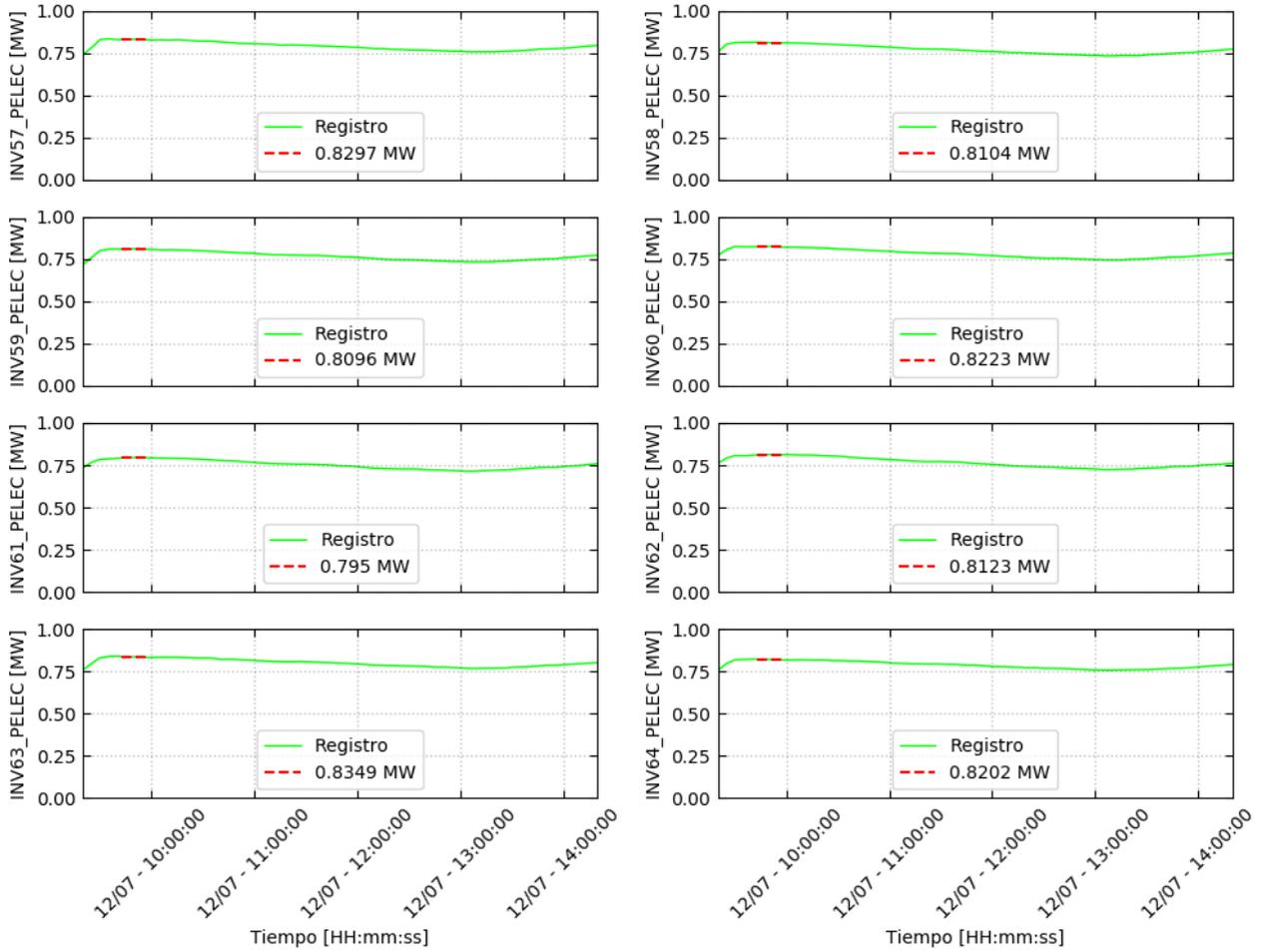


Figura 6.8 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 8 de 13)



PF Conejo Solar - 9

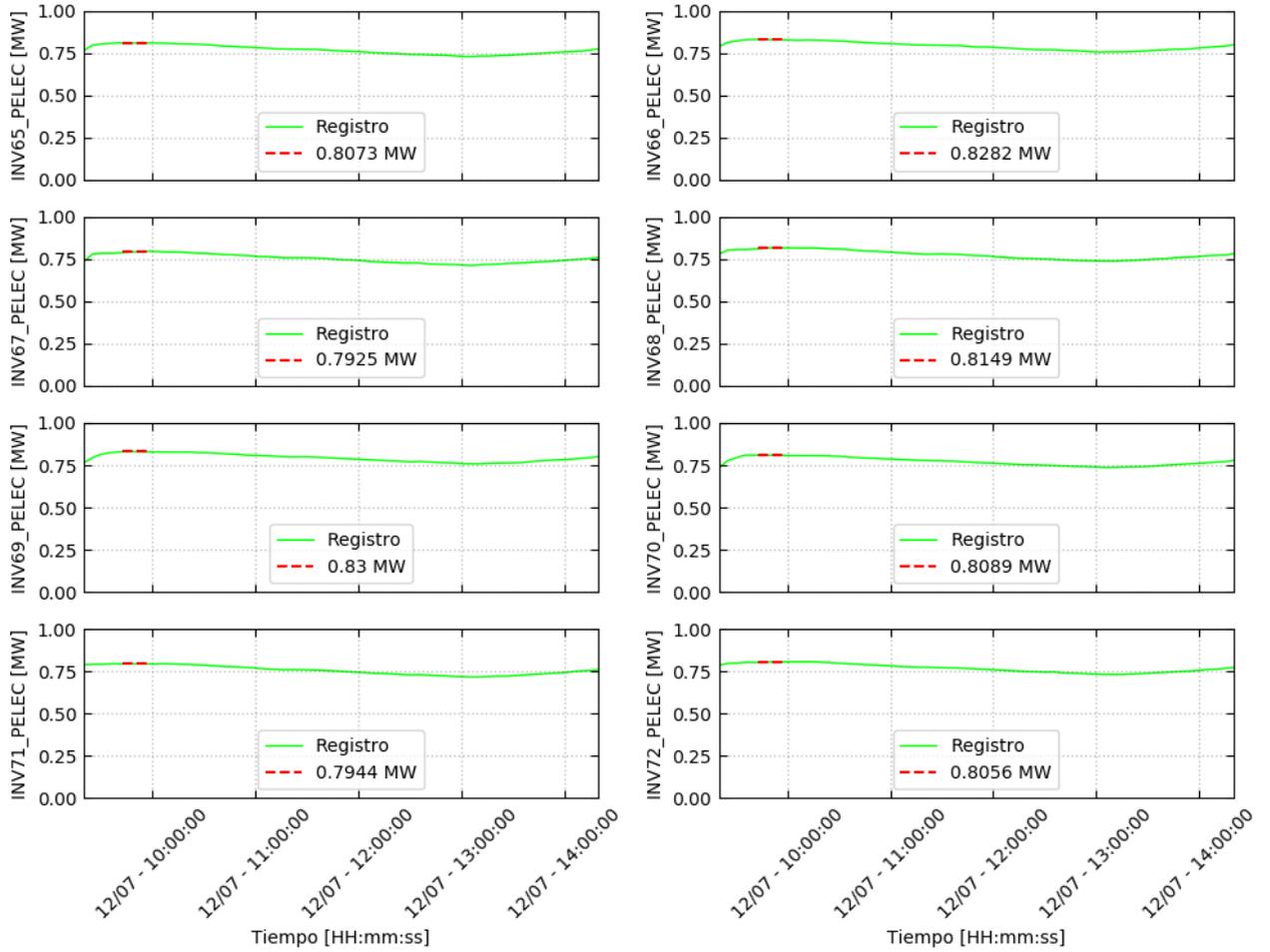


Figura 6.9 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 9 de 13)



PF Conejo Solar - 10

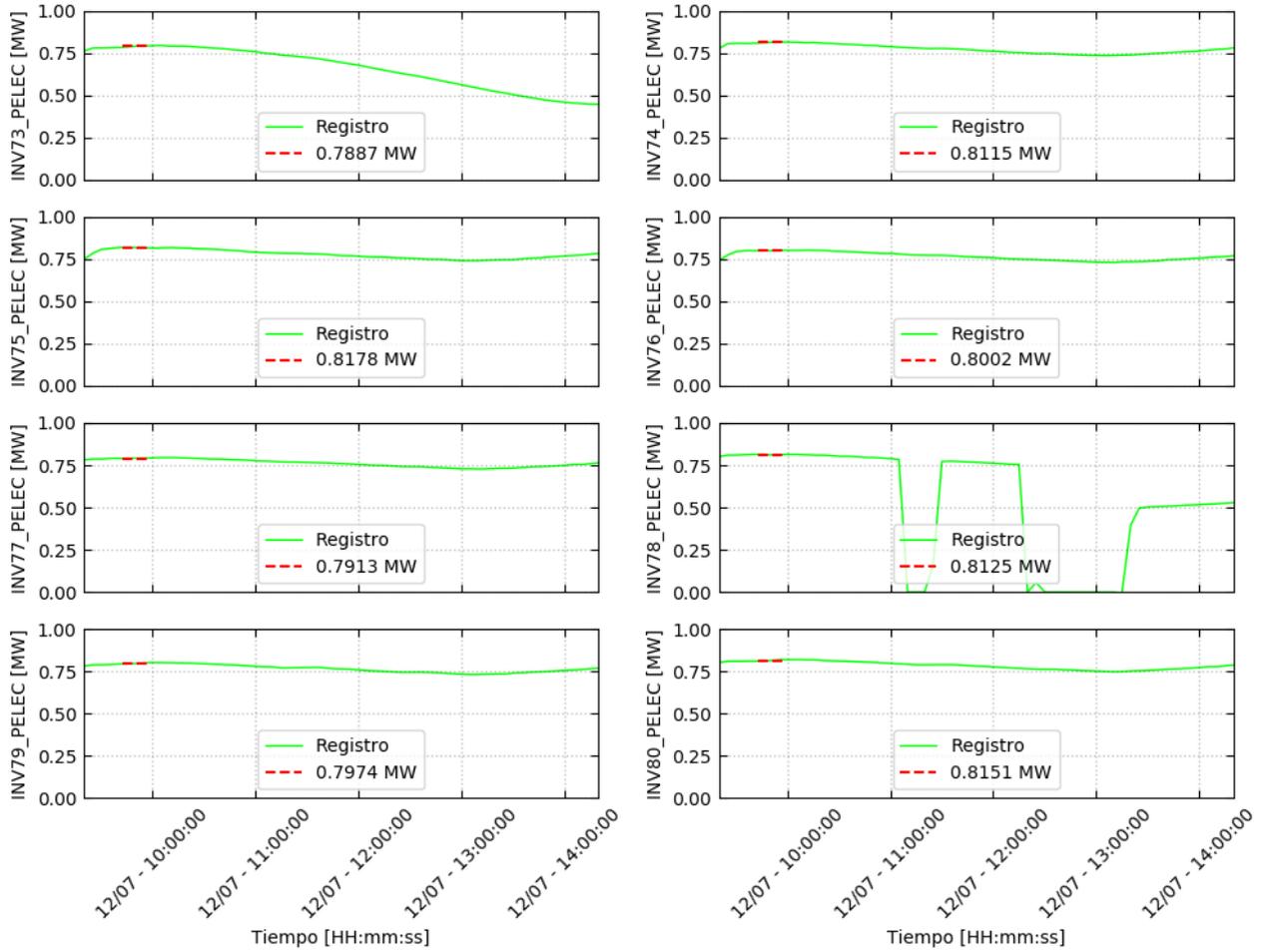


Figura 6.10 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 10 de 13)



PF Conejo Solar - 11

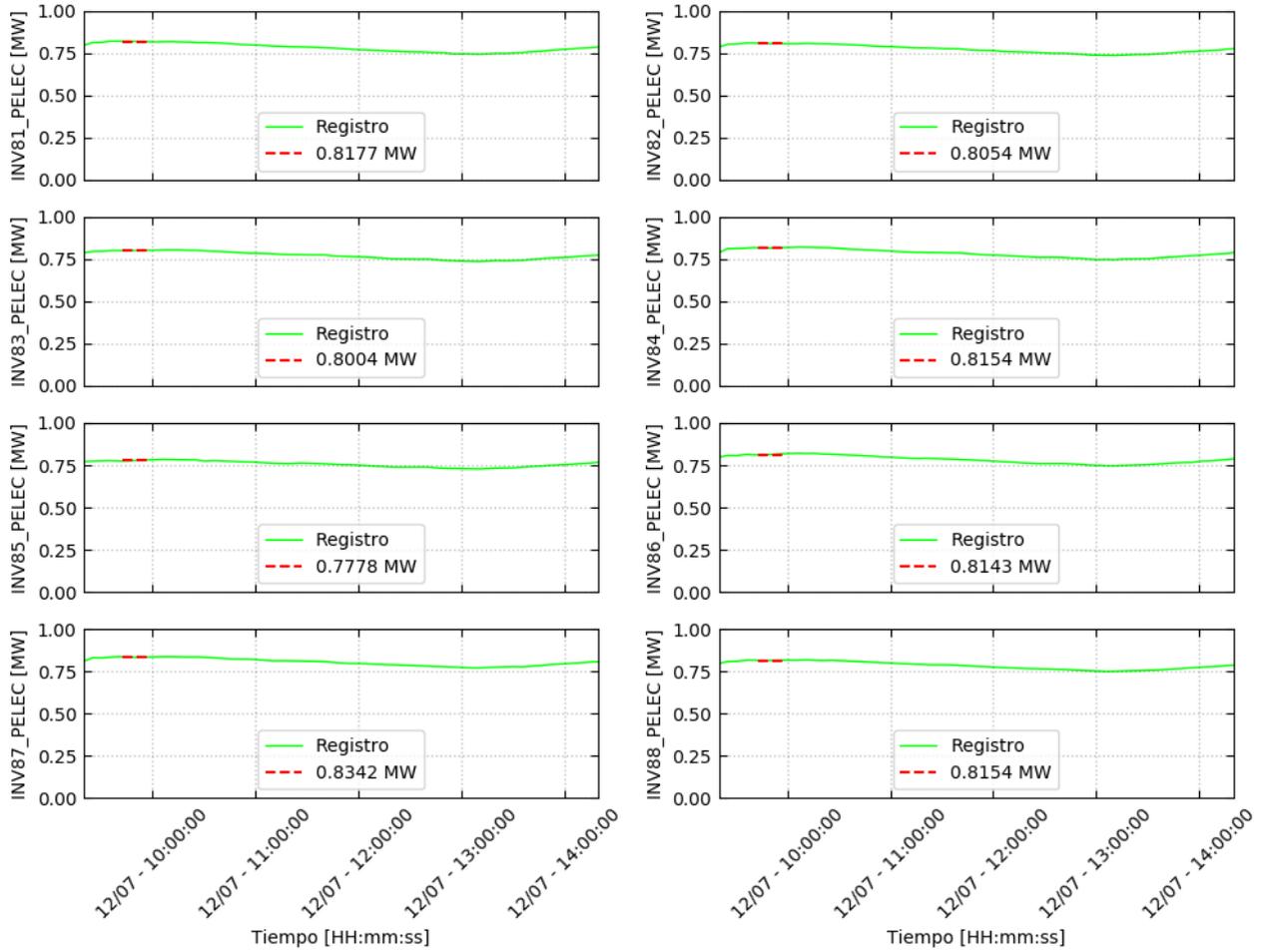


Figura 6.11 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 11 de 13)



PF Conejo Solar - 12

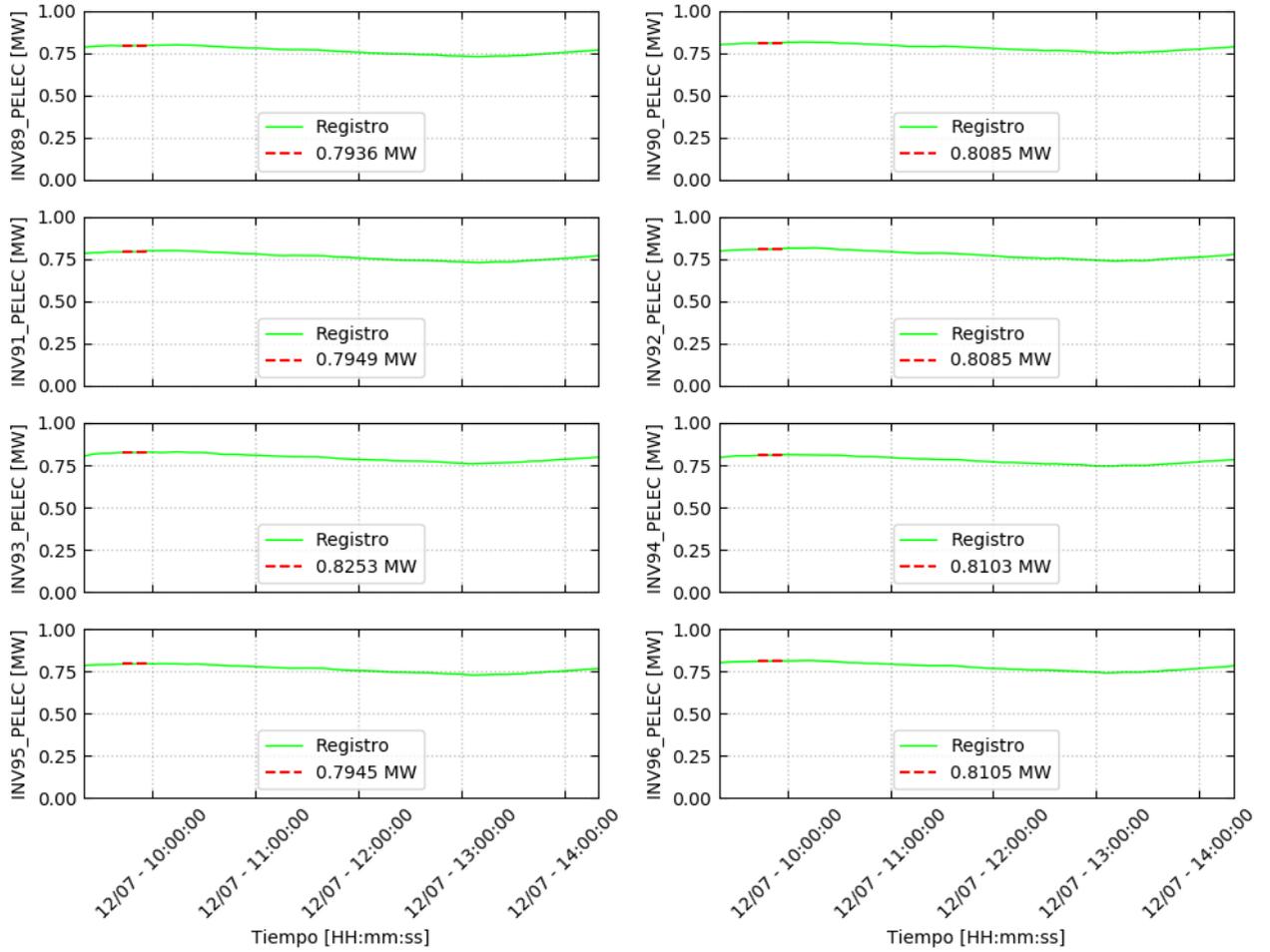


Figura 6.12 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 12 de 13)



PF Conejo Solar - 13

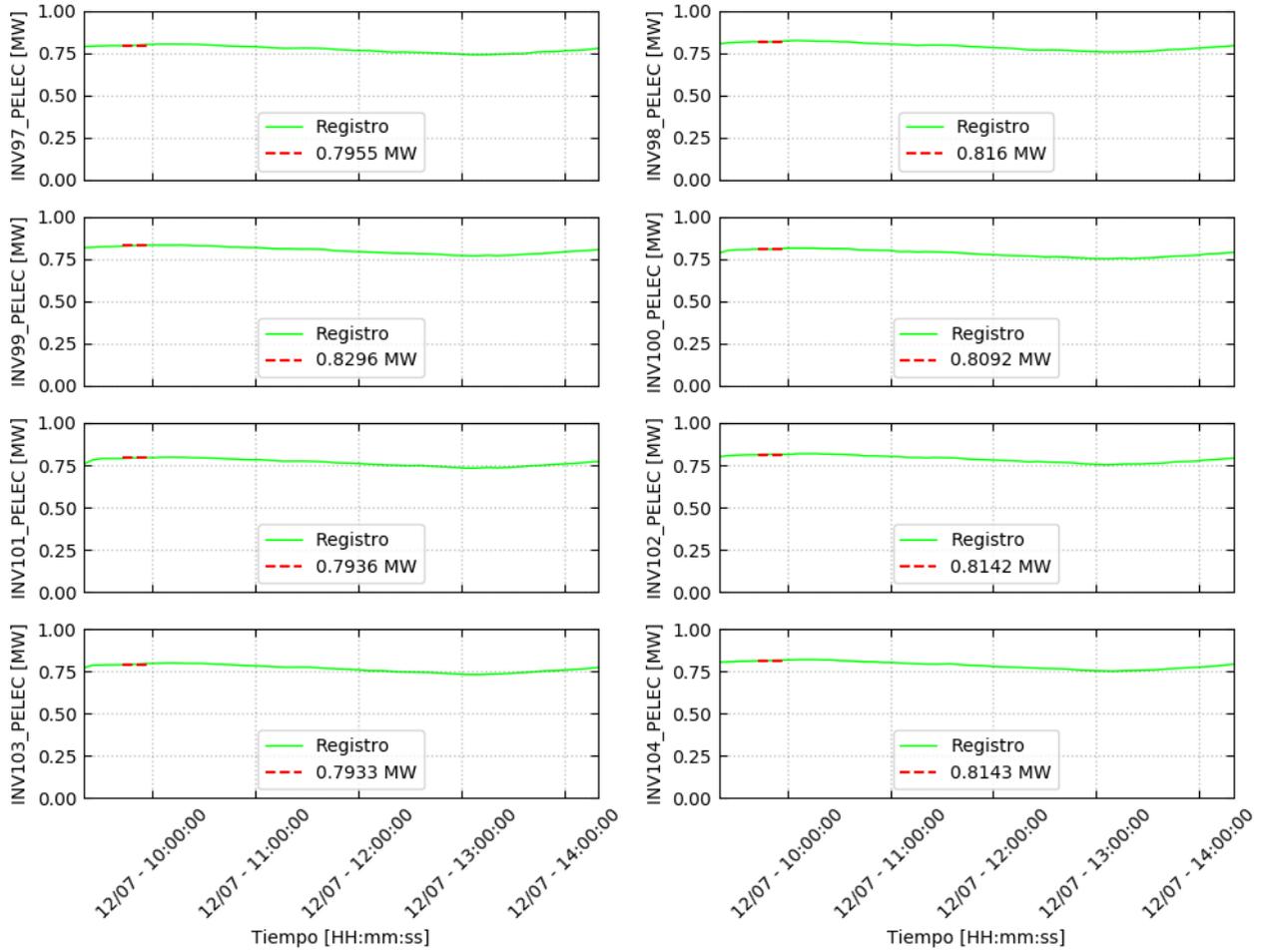


Figura 6.13 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 13 de 13)



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.