



ESTUDIOS
SISTEMICOS
POR UN MUNDO MAS RENOVABLE

CLIENTE: ORIONPOWER

INFORME DE PROCESO DE PARTIDA Y DETENCIÓN (PPYD)

Proyecto: Parque Fotovoltaico Pataguilla

CÓDIGO: 22040-INF-ORI-028

REVISIÓN A

Fecha de emisión: 21.11.2024



www.estudiossistemas.cl



El presente documento fue preparado por los siguientes profesionales de Estudios Sistémicos SpA.

Profesional	Correo	Departamento
Franco Leonel Musso	franco.musso@estudiossistemicos.cl	Departamento de Ensayos
Emiliano Chiapponi	emiliano.chiapponi@estudiossistemicos.cl	Departamento de Ensayos
Diego Millán Cartes	diego.millan@estudiossistemicos.cl	Departamento de Operaciones

La fecha de emisión de cada revisión y la actividad de los respectivos encargados se indican en la siguiente tabla:

Revisión	Fecha	Realizó	Revisó	Aprobó	Comentarios
A	21.11.2024	FLM	ENC	DMC	Para presentar

No se permiten copias de este documento sin la autorización de ESTUDIOS SISTÉMICOS SpA

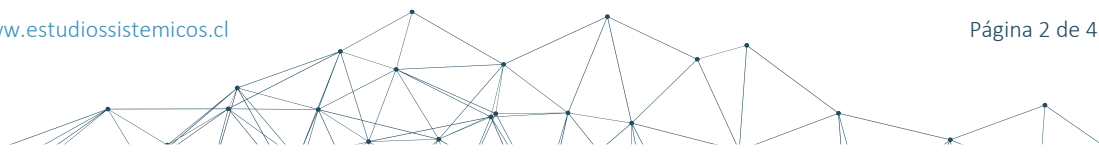




TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Abreviaturas y Definiciones	6
1.2 Nomenclatura.....	7
1.3 Listado de señales.....	8
1.4 Personal participante.....	9
1.5 Equipo utilizado	9
2. ASPECTOS NORMATIVOS	10
3. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	11
3.1 Diagrama unilineal simplificado (DUS).....	13
3.2 Inversores	13
3.3 Transformadores de bloque	14
3.4 Transformador principal.....	15
3.5 Transformador de servicios auxiliares (SSAA).....	15
3.6 Consumo de servicios auxiliares	16
4. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN	18
4.1 Introducción	18
4.2 Parámetros de partida y detención a nivel inversor	18
4.2.1 Parámetros de detención	19
4.2.2 Parámetros de partida.....	22
4.3 Parámetros de partida y detención a nivel parque completo	25
4.3.1 Parámetros de detención	26
4.3.2 Parámetros de partida.....	29
4.4 Resumen de resultados	32
5. CONCLUSIONES	34
6. ANEXOS	35
7. REFERENCIAS	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Abreviaturas y descripciones generales.....	6
Tabla 1-2: Listado de señales.....	8
Tabla 1-3: Personal participante en los ensayos.....	9
Tabla 1-4: Equipo utilizado en los ensayos	9
Tabla 3-1: Tensiones de servicio [2].....	12
Tabla 3-2: Parámetros principales – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]	13
Tabla 3-3: Parámetros principales - Transformadores de bloque [6]	14
Tabla 3-4: Parámetros principales - Transformador principal [7] [8].....	15
Tabla 3-5: Parámetros principales - Transformador de servicios auxiliares (SSAA)	15
Tabla 4-1: Resultados del proceso de detención - Inversor INV01	21
Tabla 4-2: Resultados del proceso de partida - Inversor INV01.....	24

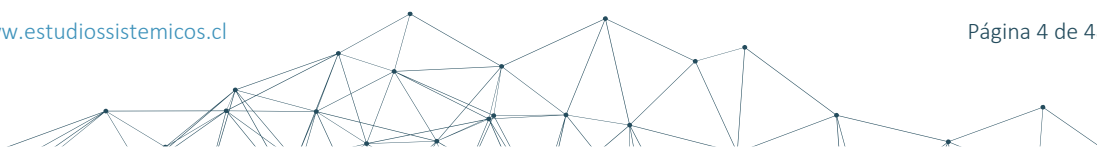




Tabla 4-3: Resultados del proceso de detención - Parque Fotovoltaico Pataguilla	28
Tabla 4-4: Resultados del proceso de partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla	31
Tabla 4-5: Resumen de resultados del proceso de partida – Inversor INV01	32
Tabla 4-6: Resumen de resultados del proceso de detención – Inversor INV01	32
Tabla 4-7: Resumen de resultados del proceso de partida – Parque Fotovoltaico Pataguilla	33
Tabla 4-8: Resumen de resultados del proceso de detención – Parque Fotovoltaico Pataguilla.....	33
Tabla 5-1: Resumen de resultados proceso de partida	34
Tabla 5-2: Resumen de resultados proceso de detención	34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Esquema simplificado de un parque fotovoltaico.....	7
Figura 3-1: Ubicación geográfica - Parque Fotovoltaico Pataguilla.....	11
Figura 3-2: Esquema simplificado del punto de conexión al SEN - Parque Fotovoltaico Pataguilla...	12
Figura 3-3: Esquema simplificado - Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]	13
Figura 3-4: Curva de capacidad – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [4].....	14
Figura 3-5: Consumo de servicios auxiliares	17
Figura 4-1: Ensayo de detención y partida – Inversor INV01.....	19
Figura 4-2: Proceso de detención - Inversor INV01	20
Figura 4-3: Proceso de partida - Inversor INV01.....	22
Figura 4-4: Ensayo de detención y partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla.....	25
Figura 4-5: Proceso de detención - Parque Fotovoltaico Pataguilla	26
Figura 4-6: Proceso de partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla	29
Figura 6-1: Diagrama unilineal - Parque Fotovoltaico Pataguilla [11]	35
Figura 6-2: Hoja de datos – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3].....	36
Figura 6-3: Circuito y eficiencia – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [3].....	37
Figura 6-4: Consumo – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [5].....	37
Figura 6-5: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT1 (INV01)	38
Figura 6-6: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT2 (INV02)	38
Figura 6-7: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT3 (INV03)	39
Figura 6-8: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT1 (INV01) [12].....	40
Figura 6-9: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT2 (INV02) [13].....	41
Figura 6-10: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT3 (INV03) [14]	42
Figura 6-11 Fotografía de placa del transformador de poder MT/AT [7].....	43
Figura 6-12: Hoja 5 de 54 correspondiente a las pruebas FAT del transformador de poder MT/AT [8]	44
Figura 6-13: Hoja de datos - Transformador de SSAA [15]	45
Figura 6-14: Fotografía de placa – Transformador de SSAA [15]	46





INFORME DE PROCESO DE PARTIDA Y DETENCIÓN (PPyD) PARQUE FOTOVOLTAICO PATAGUILLA

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe documenta el proceso de determinación, y los resultados correspondientes, al Proceso de Partida y Detención del Parque Fotovoltaico Pataguilla. El mismo se realiza a partir de las pruebas llevadas a cabo en terreno, en función con lo establecido en el “*Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras*” [1].

El Parque Fotovoltaico Pataguilla se encuentra ubicado en el sector de Carena, comuna de Curacaví, Chile. El mismo consiste en una central fotovoltaica con una **capacidad instalada de 9 MW**. La cual se conecta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por medio de una conexión tipo Tap Off en 44 kV. Dicha conexión se realiza entre la S/E Carena y la S/E Puente Alto (CMPC), ambas subestaciones existentes en 44 kV, a aproximadamente 500 m de S/E Carena.

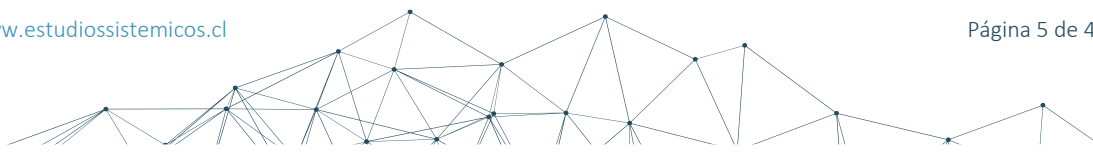
Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados, sobre los inversores y el PPC del Parque Fotovoltaico Pataguilla, durante los días 28 de octubre y 19 de noviembre del 2024.

El parque utiliza aproximadamente 24.500 módulos fotovoltaicos, monocristalinos, para la generación de energía. Estos módulos se conectan a tres (3) centros de transformación Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal. Cada centro de transformación posee un (1) transformador de bloque de relación 23/0,6 kV de 3,125 MVA (ONAN) de potencia nominal y grupo de conexión Dy11. Estos transformadores de bloque poseen una potencia máxima de 3437 kVA, esto puede observarse en su placa en el ANEXO III. Posteriormente, la potencia de los tres (3) centros de transformación, se evacua a través de un (1) transformador de potencia marca Tusan. Dicho transformador posee una relación de transformación de 44/23 kV, una capacidad nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11.

La red colectora de media tensión de parque cuenta con un (1) circuito colector, el cual opera en 23 kV. Dicho circuito colector confluye en el transformador de potencia de 10 MVA mencionado anteriormente. El transformador elevador se conecta en 44 kV de forma directa (Tap-off), a través de una línea de 0,04 km, a unos 0,5 km de la S/E Carena y 41,96 km de la S/E Puente Alto (CMPC).

Además, el parque, cuenta con un transformador de 23/0,22 kV y 25 kVA de potencia nominal, para la alimentación de sus servicios auxiliares.

El parque cuenta con un control conjunto de planta (PPC), implementado por Inaccess. El mismo controla el parque en el punto de 44 kV Indicado en la Figura 6-1. En dicho punto se realizan las mediciones durante los ensayos propuestos, a nivel PPC, en este documento.





1.1 Abreviaturas y Definiciones

En la Tabla 1-1 se presentan las abreviaturas utilizadas en el presente documento. Para cada una de las mismas se indica su correspondiente descripción.

Tabla 1-1: Abreviaturas y descripciones generales

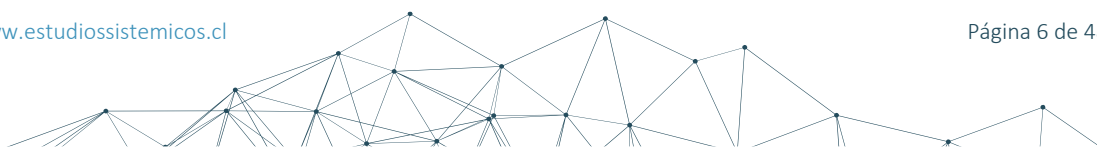
Abreviatura	Descripción
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
PPyD	Proceso de Partida y Detención
SI	Sistema Interconectado
AT	Alta Tensión – 44 kV
MT	Media Tensión – 23 kV
BT	Baja Tensión – 0,6 kV
POI	Punto de Interconexión ('Point Of Interconnection')
PPC	Control Conjunto de Planta ('Power Plant Controller')
INV	Inversor fotovoltaico
SS.AA.	Servicios Auxiliares
P_{neta}	Potencia activa neta inyectada por el parque fotovoltaico en AT
P_{bruta}	Potencia activa bruta generada por la suma de todos los inversores en BT
$P_{tr.poder}$	Pérdidas del transformador de poder del parque
P_{SSAA}	Potencia activa consumida por los servicios auxiliares del parque
$P_{colector}$	Pérdidas en el sistema colector del parque
TMD	Tiempo Mínimo de Detención
TMO	Tiempo Mínimo de Operación

El documento de “Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” [1] presenta definiciones a considerar en la elaboración del informe, las cuales se enuncian a continuación:

Mínimo técnico: Se entenderá por Mínimo Técnico a 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.

Procesos de partida: El proceso de partida de una unidad generadora es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de operación a Mínimo Técnico, inyectando energía al SI de manera segura y estable. Al término de este proceso, la unidad generadora se considerará en servicio.

Proceso de detención: El proceso de detención de una unidad generadora es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo del punto de operación a Mínimo Técnico hasta quedar en estado apagado.





Tiempo de partida: El tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad generadora.

Tiempo de detención: El Tiempo de detención corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de una unidad generadora.

Condición fuera de servicio: Se entenderá que una unidad generadora se encuentra fuera de servicio cuando ésta deja de inyectar energía y se encuentra desconectada del SI, verificando dicha condición a través del estado de su interruptor principal.

Estado apagado: Se entenderá que una unidad generadora se encuentra en estado apagado, cuando la unidad está completamente detenida.

Tiempo mínimo de operación (TMO): Se entiende como el tiempo mínimo que debe permanecer la unidad en servicio luego de culminado su proceso de partida, una vez alcanzada la operación estable a mínimo técnico.

Tiempo mínimo de detención (TMD): Definido como el tiempo antes de poder iniciar un nuevo proceso de partida, una vez concluido el proceso de detención programado.

1.2 Nomenclatura

La Figura 1-1 se presenta el esquema simplificado de un parque fotovoltaico. A partir del mismo, se pueden identificar y definir los elementos que se enumeran a continuación.

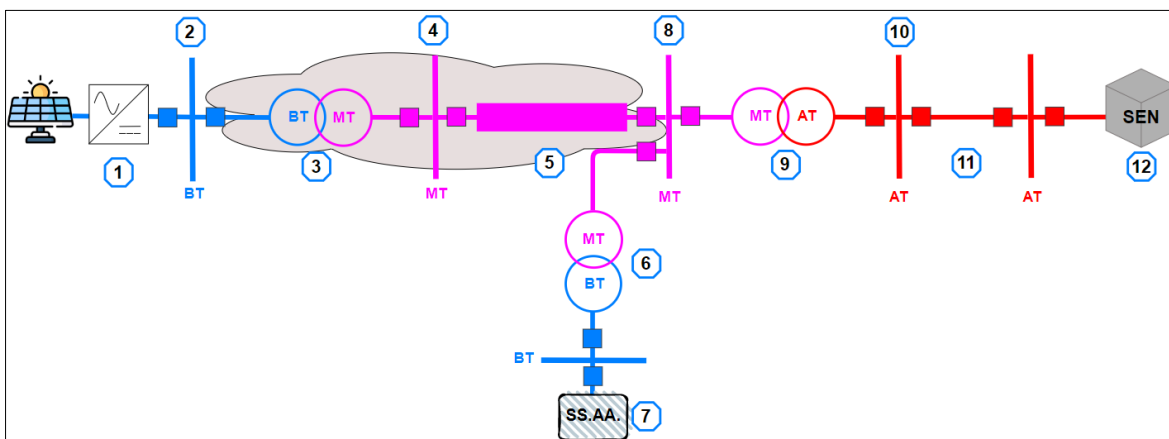


Figura 1-1: Esquema simplificado de un parque fotovoltaico

- 1- **Inversor equivalente:** Este inversor es el encargado de representar, mediante un único elemento, a todos los inversores que componen al parque. Su potencia nominal es equivalente a la sumatoria de la potencia nominal de cada uno de los inversores del parque. Representará la suma de los aportes de potencia activa de cada uno de los inversores que componen el parque. El termino asociado a dicho valor es P_{bruta} .
- 2- **Barra de baja tensión (BT):** Corresponde a la tensión nominal, en bornes, del inversor equivalente del parque. En este nivel de tensión operan los tramos de línea que conectan al inversor equivalente con el transformador de bloque equivalente.
- 3- **Transformador de bloque equivalente:** Este transformador es el encargado de representar, mediante un único elemento, a todos los transformadores de bloque de los inversores que componen el parque. Su potencia nominal es equivalente a la sumatoria de la potencia nominal de cada uno de los transformadores de bloque del parque.



- 4- **Barra de media tensión (MT):** Representa al nivel de alta tensión de los transformadores de bloque y al nivel de media tensión del transformador principal de la central. En este nivel de tensión operan las líneas de transmisión de la red colectora.
- 5- **Red colectora equivalente:** Representa a la red colectora equivalente del parque. Esta es la encargada de transportar la potencia generada por el inversor equivalente hasta el transformador principal de la central. La misma está compuesta por las líneas que conectan a cada uno de los transformadores de bloque con el transformador principal.

Nota: Las pérdidas correspondientes a los elementos 2, 3, 4 y 5, se encontrarán agrupadas en el término $P_{colector}$. Este término se utilizará para representar las pérdidas en la red colectora del parque, las cuales contemplan a las pérdidas en los transformadores de bloque y en los cables de baja y media tensión.

- 6- **Transformador de servicios auxiliares:** Representa al transformador de media tensión a baja tensión, encargado de alimentar los servicios auxiliares del parque.
- 7- **Servicios auxiliares (SS.AA.):** Corresponde al consumo de los SSAA de los inversores y al consumo de SSAA generales del parque, dentro de este término también se contemplan las pérdidas del transformador de SSAA.
- 8- **Barra de media tensión (MT) del transformador principal:** Corresponde a la barra de media tensión donde se conecta el transformador principal a la red colectora del parque.
- 9- **Transformador principal:** Este transformador se encuentra en la subestación de salida de la central y es el encargado de elevar la tensión para poder conectar el parque al SEN. Las pérdidas del mismo serán representadas con el término $P_{tr.poder}$.
- 10- **Barra de alta tensión (AT) del transformador principal:** Representa al nivel de alta tensión del transformador principal de la central. En este nivel de tensión el parque inyecta potencia al SEN. Para hacer referencia a la potencia inyectada por el parque en este punto, se utilizará el término P_{neta} .
- 11- **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula al parque con el SEN.
- 12- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**

1.3 Listado de señales

En la Tabla 1-2 se presenta el listado de las señales utilizadas para la elaboración del presente informe.

Tabla 1-2: Listado de señales

Variable	Descripción
PINV	Potencia activa del inversor – Medida en BT
QINV	Potencia reactiva del inversor – Medida en BT
VINV	Tensión fase-fase del inversor – Medida en BT
IINV	Corriente de fase del inversor – Medida en BT
PPOI	Potencia activa total generada por el parque – Medida en AT (POI)
QPOI	Potencia reactiva total generada por el parque – Medida en AT (POI)
VPOI	Tensión fase-fase del parque – Medida en AT (POI)
IPOI	Corriente de fase del parque – Medida en AT (POI)
FREC	Frecuencia eléctrica – Medida en AT (POI)





1.4 Personal participante

Tabla 1-3: Personal participante en los ensayos

Personal	Fecha
Ing. Diego Millán Cartes	1era visita - 28 de octubre de 2024
Ing. Carlos Núñez Cortés	

1.5 Equipo utilizado

Tabla 1-4: Equipo utilizado en los ensayos

Marca	Modelo	Tasa de muestreo
ELSPEC	G4500 (BLACKBOX)	1 ms





2. ASPECTOS NORMATIVOS

En el documento *“Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras”* [1] se establece como se debe determinar e informar los tiempos asociados a los PPyD en un sistema de generación, y la energía eléctrica consumida durante los mismos.

El tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de la unidad, desde el estado de apagado hasta llegar a su condición de operación de mínimo técnico. Mientras que el tiempo de detención corresponde al tiempo necesario para que la unidad alcance el estado de apagado, partiendo desde su mínimo técnico.

Estas pruebas se realizan a nivel inversor y a nivel planta completa.

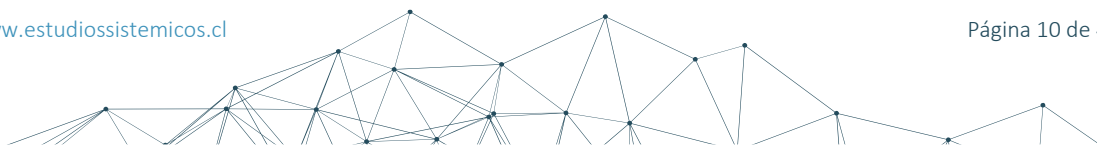
Las empresas generadoras que estén realizando pruebas previas a su entrada en operación, deberán informar al Coordinador los siguientes antecedentes de sus unidades, conforme a los términos y condiciones que se establecen en el anexo técnico [1]:

- A. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida
- B. Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida
- C. Tiempo requerido para el proceso de partida
- D. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención
- E. Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención
- F. Tiempo requerido para el proceso de detención
- G. Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida

Estos valores deberán informarse desglosado en los siguientes periodos, según corresponda:

- I. Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización
- II. Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico
- III. Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal
- IV. Desde la operación a potencia nominal hasta el Mínimo Técnico
- V. Desde el Mínimo Técnico de la unidad hasta el término del proceso de detención

Los parámetros deberán ser informados adjuntando los antecedentes técnicos y respaldos representativos de las características de operación del parque.





3. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL

El Parque Fotovoltaico Pataguilla se encuentra localizado en el sector de Carena, comuna de Curacaví, Chile. En la Figura 3-1 se presenta la ubicación geográfica de la central.

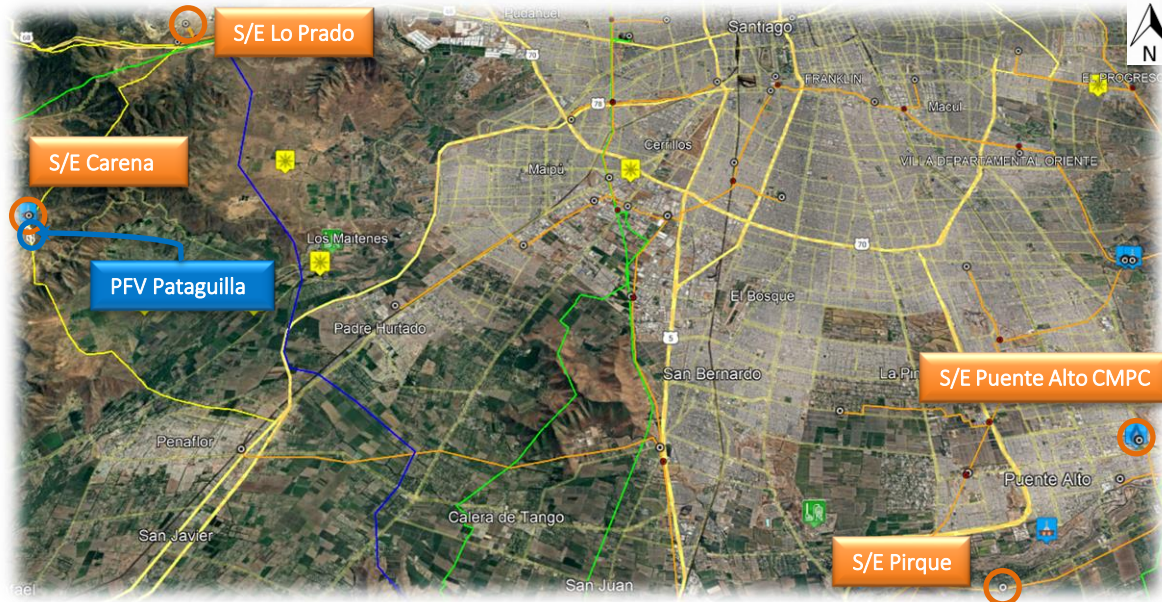


Figura 3-1: Ubicación geográfica - Parque Fotovoltaico Pataguilla

El Parque Fotovoltaico Pataguilla está constituido por tres (3) inversores Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal. Estos inversores poseen una tensión nominal de salida de 0,6 kV (BT). Dicha tensión es elevada por los transformadores de bloque de relación 23/0,6 kV (MT/BT), potencia nominal 3,125 MVA (ONAN) y potencia máxima de 3,437 MVA, para poder transportar la potencia generada por los inversores hacia los terminales de MT del transformador principal. Este transformador es marca Tusan, posee una relación de transformación de 44/23 kV, una potencia nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11.

La vinculación entre cada uno de los inversores y los bornes de media tensión del transformador principal, se realiza a través de la red colectora. Dicha red cuenta con un único (1) circuito colector que opera en 23 kV (MT). La disposición de los inversores, dentro del circuito colector, se puede observar en el diagrama unilíneal presentado en el ANEXO I. A su vez, en la Figura 3-2, se presenta un esquema simplificado del punto de conexión del parque al SEN, donde se observan los elementos mencionados. Adicionalmente, en dicha figura, se indica cual es el **inversor cercano** y el **inversor lejano** del parque.

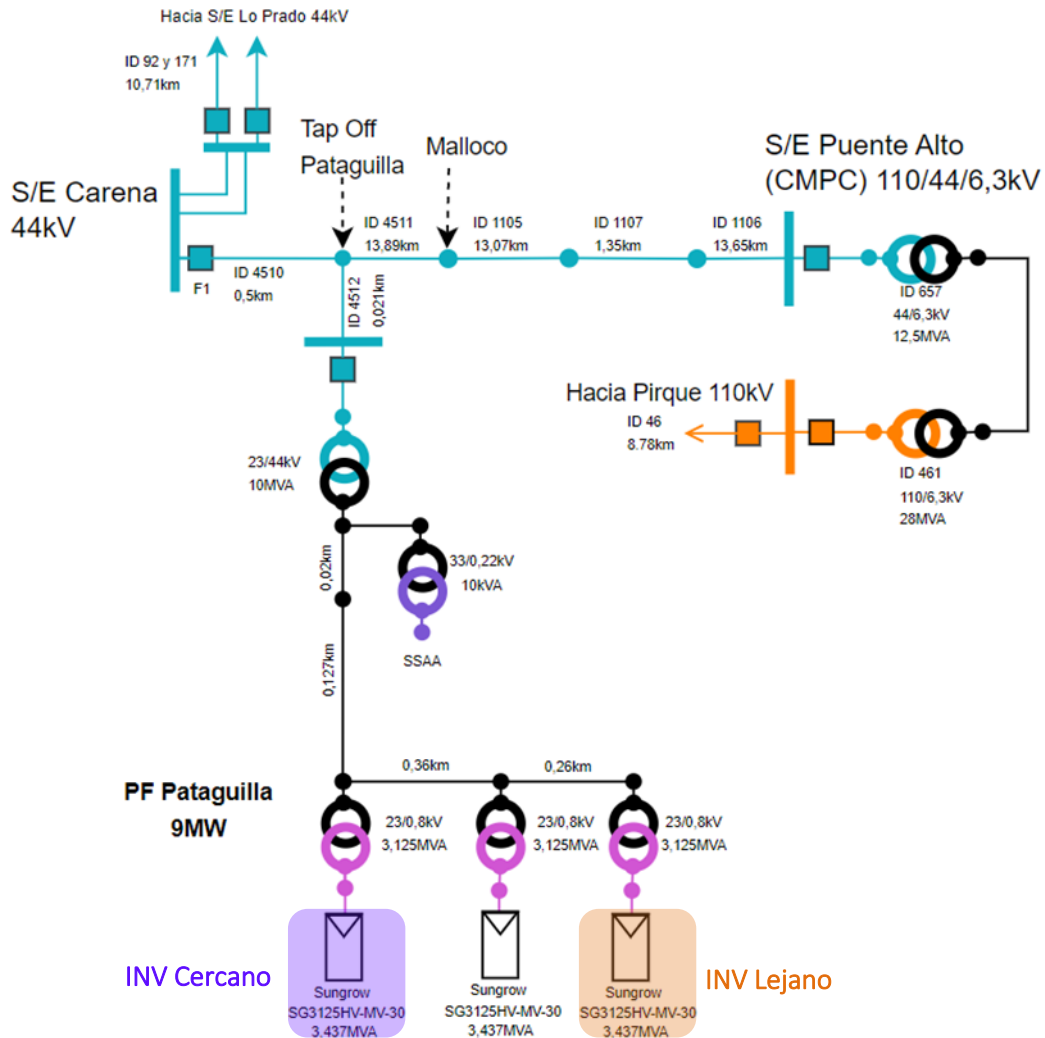


Figura 3-2: Esquema simplificado del punto de conexión al SEN - Parque Fotovoltaico Pataguilla

La tensión de servicio del parque, a la fecha de realización de los ensayos, de acuerdo con el documento [2] publicado en agosto 2023, para tensiones de 66 kV, se detalla en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Tensiones de servicio [2]

Barra 66 kV	Vservicio [kV]	Rango de operación					
		Estado normal		Estado de alerta		Estado de emergencia	
		1,07Vs [kV]	0,93Vs [kV]	1,10Vs [kV]	0,9Vs [kV]	1,10Vs [kV]	0,9Vs [kV]
66 kV	67	71,7	62,3	73,7	60,3	73,7	60,3

Nota: Cabe señalar que, para las instalaciones del sistema de transmisión con tensiones nominales inferiores a 66 kV, la tensión de servicio o referencia puede ser distinta de la nominal, dependiendo de los requerimientos de calidad de producto en los puntos de control de clientes regulados.



3.1 Diagrama unilineal simplificado (DUS)

En el ANEXO I se presenta el diagrama unifilar del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En el mismo se puede observar la conexión de los tres (3) inversores con cada uno de los transformadores de bloque y la conexión de estos al transformador principal. La conexión entre los transformadores de bloque y el transformador principal se denomina red colectora.

3.2 Inversores

El Parque Fotovoltaico Pataguilla está constituido por tres (3) inversores Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal y 0,6 kV de tensión nominal. Los mismos se encuentran distribuidos en el único circuito colector del parque.

Los parámetros principales de los inversores se presentan en la Tabla 3-2, mientras que en el ANEXO II se presenta la hoja de datos de los mismos.

Tabla 3-2: Parámetros principales – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal @45°C	3437	kVA
Potencia nominal @50°C	3125	kVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión fase-fase	0,6	kV
Factor de potencia @ 1pu voltage, Pn	-0,8 (ind) +0,8 (cap)	-
Corriente Máxima	3308	A

Los inversores Sungrow cuentan con dos convertidores DC/AC en paralelo, con una potencia de 1,7185 MVA cada uno. Estos convertidores son los encargados de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, para poder evacuar la misma hacia la red. Los inversores también son los encargados de realizar el intercambio de corriente reactiva con el sistema. En la Figura 3-3 se muestra un esquema simplificado de los inversores, donde se pueden observar los dos convertidores mencionados previamente.

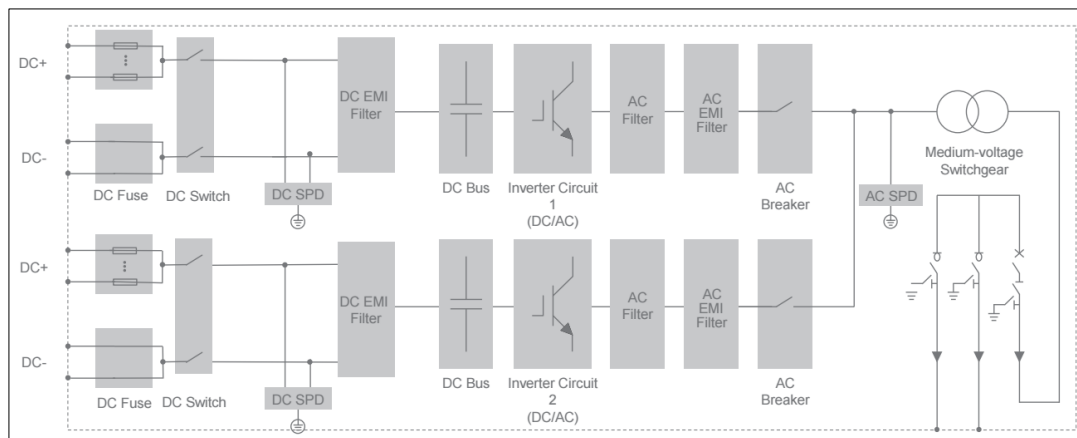


Figura 3-3: Esquema simplificado - Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]

La curva de capacidad de estos inversores se presenta en la Figura 3-4.

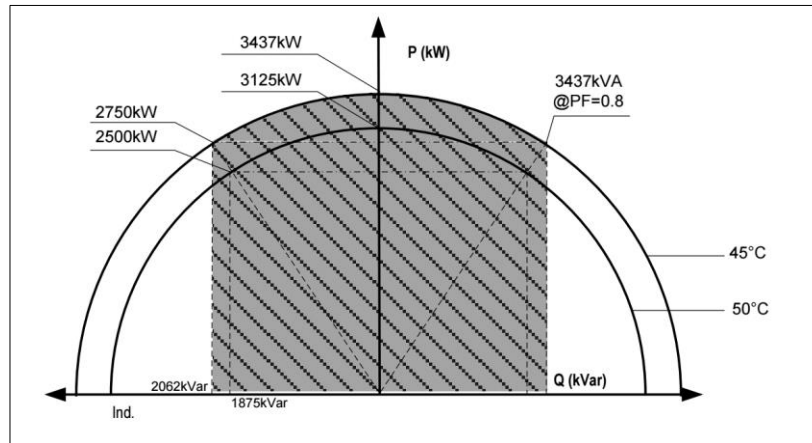


Figura 3-4: Curva de capacidad – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [4]

A su vez, estos equipos tienen un consumo interno de 5,236 kW durante su operación en carga y de 0,12 kW en modo de espera (stand-by). Esta información se detalla en el ANEXO II y es extraída de [5].

3.3 Transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Pataguilla cuenta con tres (3) transformadores de bloque, cada uno de ellos se encuentra conectado a un único inversor. Los mismos cuentan con una relación de transformación de 23/0,6 kV, una potencia nominal de 3,125 MVA y una potencia máxima de 3,437 MVA. Estos son los encargados de elevar la tensión de salida de los inversores y de evacuar la potencia generada por los mismos.

En la Tabla 3-3 se presentan los parámetros principales de los transformadores de bloque, mientras que en el ANEXO III se presenta la foto de placa de los mismos. Adicionalmente, en dicho anexo, se presentan los resultados de los ensayos del fabricante, donde pueden observarse las pérdidas en vacío y en carga (indicadas en color rojo), de los transformadores.

Tabla 3-3: Parámetros principales - Transformadores de bloque [6]

Parámetro	Valor			Unidad
	CT1	CT2	CT3	
Potencia nominal	3125			kVA
Potencia máxima	3437			kVA
Frecuencia	50			Hz
Tensión lado de BT	0,6			kV
Tensión lado de MT	23			kV
Posiciones de TAP	±2 x 2,5			%
Tipo de cambiador de tap	vacío			-
Impedancia de sec. positiva	6,77	6,73	6,73	%
Impedancia de sec cero (1)	5,7545	5,7205	5,7205	%
Grupo de conexión	Dy11			-
Pérdidas en vacío	1,906	1,955	1,928	kW
Pérdidas en carga	21,888	21,886	21,994	kW

(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia positiva





3.4 Transformador principal

El Parque Fotovoltaico Pataguilla inyecta la potencia generada, al sistema de transmisión, por medio de un transformador principal. Este transformador posee una relación de transformación de 44/23 kV, una potencia nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11. El mismo cuenta con un sistema de cambiador de taps, en vacío, en el lado de AT (44 kV).

En Tabla 3-4 se presentan los parámetros principales del transformador principal. Adicionalmente, en el ANEXO III, se presenta su foto de placa y sus pruebas FAT, donde pueden observarse las pérdidas del mismo.

Tabla 3-4: Parámetros principales - Transformador principal [7] [8]

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal (ONAN/ONAF)	10	MVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión lado de MT	23	kV
Tensión lado de AT	44	kV
Posiciones de TAP (lado 44 kV)	$\pm 2 \times 2,5$	%
Tipo de cambiador de tap	vacío	-
Impedancia de sec. positiva (En tap neutro)	7,24	%
Impedancia de sec cero (1)	6,22	%
Grupo de conexión	YNd11	-
Pérdidas en vacío	9,197	kW
Pérdidas en carga	57,906	kW

(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia positiva

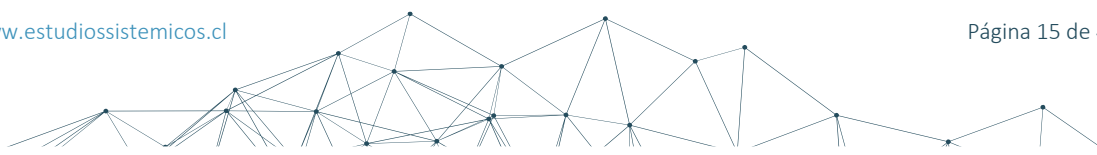
3.5 Transformador de servicios auxiliares (SSAA)

El Parque Fotovoltaico Pataguilla cuenta con un (1) transformador de servicios auxiliares (SSAA) de 23/0,22 kV y 25 kVA de potencia nominal.

En Tabla 3-5 se resumen los parámetros principales del transformador de servicios auxiliares. Adicionalmente, en el ANEXO V, se puede observar la foto de placa del mismo junto con su hoja de datos, donde se indican sus pérdidas.

Tabla 3-5: Parámetros principales - Transformador de servicios auxiliares (SSAA)

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal (ONAN)	25	kVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión lado de BT	0,22	kV
Tensión lado de MT	23	kV
Posiciones de TAP (lado 33kV)	$\pm 2 \times 2,5$	%
Tipo de cambiador de tap	vacío	-
Impedancia de sec. positiva (base 25 kVA)	3,95	%
Impedancia de sec cero (base 25 kVA) (1)	3,3575	%





Parámetro	Valor	Unidad
Grupo de conexión	Dyn1	-
Pérdidas en vacío	0,0535	kW
Pérdidas en carga	0,5	kW

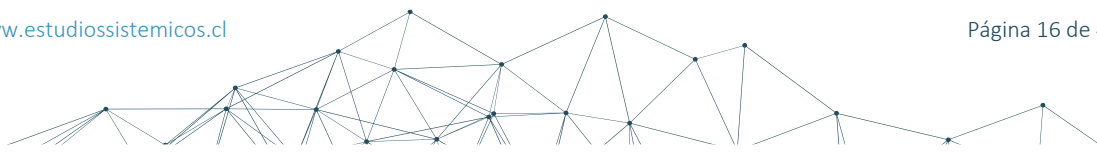
(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia directa

3.6 Consumo de servicios auxiliares

En la Figura 3-5 se presentan los servicios auxiliares del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En dicha figura se indican en azul aquellos consumos que son esenciales para la operación del parque.

El consumo total de servicios auxiliares esenciales del parque, calculado a partir de la Figura 3-5, es de 12,9 kW. Dicho valor coincide con el consumo de SSAA informado por ORIONPOWER. Entonces, es posible afirmar que el consumo de SSAA del Parque Fotovoltaico Pataguilla es de 12,9 kW.

$$\text{Consumo}_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$





COT. N°	Descripción	ENCHUFES			ILUMINACIÓN	Ataque Subalimentador	CUADRO DE CARGAS TABLERO GENERAL			CORRIENTE			PROTECCIONES			CANALIZACIÓN		UBICACIÓN
		250W	500W	1kW			240W	POTENCIA kW	R	S	T	DIF	DISY	COND.	DUCTO Ø			
1	TDA Sala de control					1	4.7	21.4	-	-	-	2x40A 30mA	20A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm	Alimentación TDA Sala de Control		
2	Disponible						0.0	0.0	-	-	-		6A					
3	Disponible						0.0	0.0	-	-	-		16A					
4	Sistema de respaldo (baterías)					1	5.0	22.7	-	-	-		32A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm	Sala de baterías		
5	Disponible						0.0	0.0	-	-	-		6A					
6	Disponible						0.0	0.0	-	-	-		6A					
7	Backup					1	0.5	0.0	2.3	2x40A 30mA	10A	3C02.5mm²-RV-K	HDPE 63mm			Exterior-Patio subestación		
8	Alimentación EPE					1	2.0	0.0	9.1		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Exterior-Patio subestación		
9	Alimentación EPE					1	0.3	0.0	-		6A	3C04mm²-RV-K	HDPE 63mm			Desde UPS hacia exterior		
10	Sistema CCTV					1	0.5	0.0	-		10A	3C04mm²-RV-K	PVC 32mm			Desde UPS hacia exterior		
11	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		16A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
12	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		16A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
13	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		16A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
14	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		16A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
15	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		16A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
16	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.8	0.0	-		6A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 100x200mm			Desde UPS hacia exterior		
17	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		6A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
18	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		6A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
19	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		6A	3C04mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
20	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		10A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
21	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		10A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
22	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm			Desde UPS hacia exterior		
23	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	1.0	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm			Desde UPS hacia exterior		
24	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.7	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm			Desde UPS hacia exterior		
25	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.0	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 100x100mm			Desde UPS hacia exterior		
26	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.1	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
27	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
28	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
29	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.2	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
30	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.3	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	HDPE 63mm			Desde UPS hacia exterior		
31	Tablero Arrancador Bomba Tráfico					1	0.1	0.0	-		6A	3C02.5mm²-RV-K	E.P.C. 300x100mm			Desde UPS hacia exterior		
TOTAL						24	32.2	21.4	22.7	11.4								

Figura 3-5: Consumo de servicios auxiliares



4. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN

4.1 Introducción

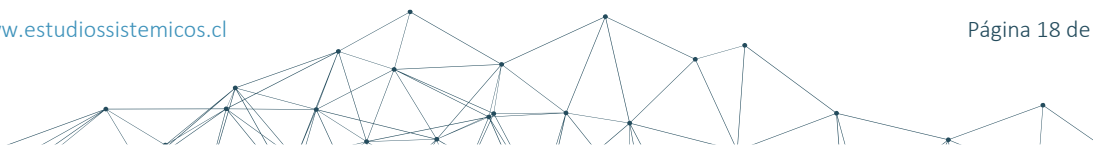
Los tiempos de los procesos de partida y detención se determinaron mediante ensayos, los mismos se realizaron sobre el INV01 y posteriormente sobre el parque completo. Estos ensayos se presentarán en los apartados 4.2 y 4.3 respectivamente.

4.2 Parámetros de partida y detención a nivel inversor

La prueba de detención y partida se realizó sobre el inversor INV01, el día 28 de octubre de 2024 entre las 16:09:35 hs y 16:11:59 hs. Durante la prueba ocurrió la siguiente secuencia de eventos:

1. Se despacho el inversor a una potencia de 3,092 MW, máxima potencia que el recurso permitió al momento de la prueba. Dicha potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9]. A las 16:10:06 hs, 31 segundos luego de comenzar con la prueba, se envió una orden de detención al inversor.
2. Posteriormente, a las 16:10:06,3346 hs, el inversor alcanza su valor de **mínimo técnico** de 0,0372 MW, valor informado en [10]. Esto ocurre **0,3346 segundos** después de que se envió la orden de detención.
3. A las 16:10:06,339 hs el inversor se encuentra **detenido**, es decir, alcanza la condición de fuera de servicio. Esto ocurre **0,339 segundos** después de que se envió la orden de detención.
4. A las 16:11:10,9455 hs se envía una orden de partida y se consigna el inversor a potencia liberada, permitiendo así que el inversor alcance la máxima potencia posible en función del recurso.
5. A las 16:11:11,25 hs el inversor alcanza su valor de **mínimo técnico** [10], es decir, 0,0372 MW. Esto ocurre **0,3045 segundos** luego de la orden de partida.
6. Finalmente, a las 16:11:30 hs, el inversor alcanza **potencia máxima**, es decir, 3,092 MW. Debido a que el inversor se encuentra a potencia liberada, la potencia alcanzada queda limitada al recurso disponible. Dicho valor de potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9]. Esto ocurre **19,05 segundos** luego de que se envió la orden de partida.

A continuación, en la Figura 4-1, se presenta el registro de potencia activa obtenido – línea continua azul – y los instantes de tiempo de los eventos anteriormente mencionados - líneas a trazos negro -.



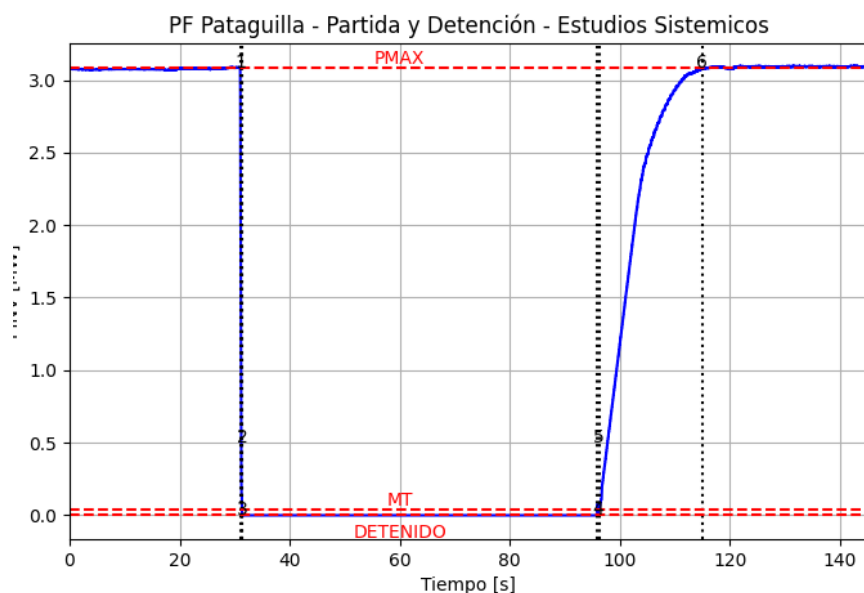


Figura 4-1: Ensayo de detención y partida – Inversor INV01

En los apartados 4.2.1 y 4.2.2 se desglosan los cálculos de los parámetros correspondientes a la detención y partida a nivel inversor, a partir del ensayo presentado en la figura anterior.

4.2.1 Parámetros de detención

Durante el proceso de detención del inversor INV01 ocurrió la secuencia de eventos que se enumera a continuación:

1. Se despacho el inversor a una potencia de 3,092 MW, máxima potencia que el recurso permitió al momento de la prueba. Dicha potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9]. A las 16:10:06 hs, 31 segundos luego de comenzar con la prueba, se envió una orden de detención al inversor.
2. Posteriormente, a las 16:10:06,3346 hs, el inversor alcanza su valor de **mínimo técnico** de 0,0372 MW, valor informado en [10]. Esto ocurre **0,3346 segundos** después de que se envió la orden de detención.
3. Finalmente, a las 16:10:06,339 hs, el inversor se encuentra **detenido**, es decir, alcanza la condición de fuera de servicio. Esto ocurre **0,339 segundos** después de que se envió la orden de detención.

La secuencia descrita se puede observar en la Figura 4-2, donde se muestra el registro de potencia activa obtenido – línea continua azul – y los instantes de tiempo en los que ocurren los eventos mencionados previamente – líneas a trazos negro –.

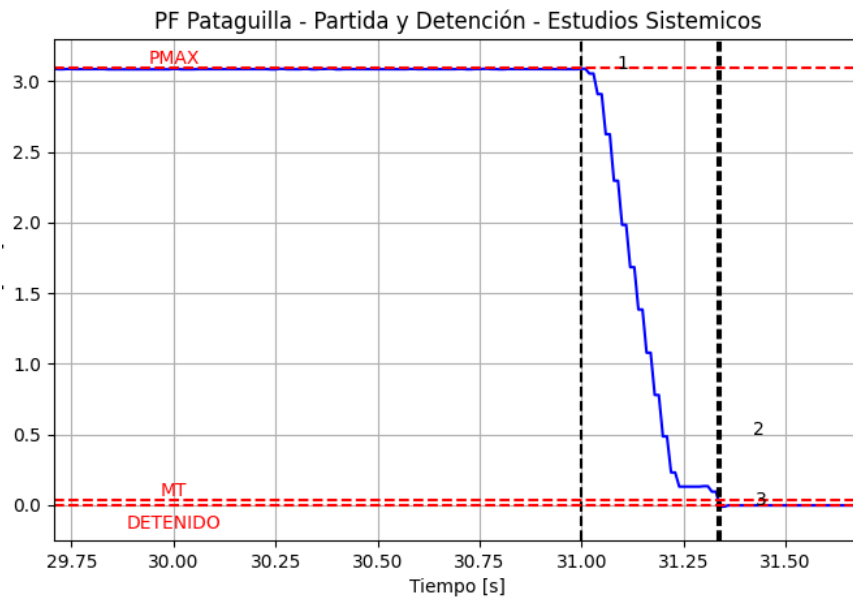


Figura 4-2: Proceso de detención - Inversor INV01

Antes de iniciar una detención del inversor no existe una restricción de tiempo de operación, con lo cual el Tiempo Mínimo de Detención (TMD) es cero (0).

A partir de los resultados del proceso de detención, se calcula el gradiente de bajada de carga del inversor. Para ello se consideran los instantes (1) y (2), es decir, entre potencia máxima y mínimo técnico. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas:

$$\text{Gradiente}_{\text{bajada.inv}} = \frac{P_{\text{inicial}} - P_{\text{final}}}{T_{\text{inicial}} - T_{\text{final}}}$$
$$\text{Gradiente}_{\text{bajada.inv}} = \frac{3092 \text{ kW} - 37,2 \text{ kW}}{31 \text{ s} - 31,3346 \text{ s}} = -\frac{3054,8 \text{ kW}}{0,3346 \text{ s}} = -9129,707 \frac{\text{kW}}{\text{s}}$$

Se observa que el gradiente de bajada de carga, medido entre potencia máxima y el mínimo técnico, es de $-9129,707 \frac{\text{kW}}{\text{s}}$.

De acuerdo con la información provista por el fabricante y presentada en la Figura 6-4, el consumo interno de cada inversor, para potencias superiores o iguales a su mínimo técnico, es de 5,236 kW. Entonces:

$$P_{\text{perd}_{\text{inv.en producción}}} = 5,236 \text{ kW}$$

Mientras que el consumo de cada inversor para potencias inferiores al mínimo técnico es de 0,12 kW, de acuerdo con la información presentada en la Figura 6-4. Con lo cual:

$$P_{\text{perd}_{\text{inv.en stand-by}}} = 0,12 \text{ kW}$$

Por otro lado, el consumo de servicios auxiliares es informado en la sección 3.6 y tiene un valor de 12,9 kW, entonces:

$$P_{\text{SSAA}} = 12,9 \text{ kW}$$



Entonces, el consumo de servicios auxiliares total, cuando la potencia del inversor es igual o superior a su mínimo técnico, viene dado por la siguiente expresión:

$$\text{Consumo}_{\text{en servicio}}^{\text{Detención}} = P_{\text{perd}_{\text{inv.en producción}}} + P_{\text{SSAA}} = 5,236 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW} = 18,136 \text{ kW}$$

Mientras que el consumo del inversor, cuando su potencia se encuentra en valores inferiores a su mínimo técnico, se considera igual al de stand-by y corresponde a:

$$\text{Consumo}_{\text{en stand-by}}^{\text{Detención}} = P_{\text{perd}_{\text{inv.en stand-by}}} + P_{\text{SSAA}} = 0,12 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW} = 13,02 \text{ kW}$$

La energía consumida puede calcularse a partir del consumo total y del tiempo durante el cual se realizó dicho consumo. Para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Energía}^{\text{Detención}} = \text{Consumo}^{\text{Detención}} [\text{kW}] \times \text{Tiempo}^{\text{Detención}} [\text{s}] \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}$$

Debido a que las condiciones varían antes y después de alcanzar el valor de mínimo técnico, se calculan las energías consumidas en ambos casos:

$$\text{Energía}_{\text{en servicio}}^{\text{Detención}} = 18,136 \text{ kW} \times 0,3346 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,001686 \text{ kWh}$$

$$\text{Energía}_{\text{en stand-by}}^{\text{Detención}} = 13,02 \text{ kW} \times 0,0044 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,0000159 \text{ kWh}$$

Por lo que, la energía total consumida por cada inversor en la detención es de:

$$\begin{aligned} \text{Energía}_{\text{INV}}^{\text{Detención}} &= \text{Energía}_{\text{en stand-by}}^{\text{Detención}} + \text{Energía}_{\text{en servicio}}^{\text{Detención}} \\ \text{Energía}_{\text{INV}}^{\text{Detención}} &= 0,001686 \text{ kWh} + 0,0000159 \text{ kWh} \\ \text{Energía}_{\text{INV}}^{\text{Detención}} &= 0,0017019 \text{ kWh} \end{aligned}$$

A continuación, se presenta la Tabla 4-1, con el resumen de los resultados obtenidos durante el proceso de detención del INV01.

Tabla 4-1: Resultados del proceso de detención - Inversor INV01

Operación	Hora [hh:mm:ss]	Tiempo acumulado [hh:mm:ss]	Energía consumida [kWh]
1. Máxima potencia disponible	16:10:06,0000	-	-
2. Mínimo técnico	16:10:06,3346	00:00:00,3346	0,0016860
3. Inversor detenido	16:10:06,3390	00:00:00,3390	0,0000159
Diferencia entre Mínimo Técnico e Inversor Detenido	-	00:00:00,0044	-
Valor total de energía consumida	-	-	0,0017019





4.2.2 Parámetros de partida

El proceso de partida del inversor INV01 corresponde a la ejecución de la secuencia que se enumera a continuación:

4. A las 16:11:10,9455 hs se envía una orden de partida y se consigna potencia liberada, permitiendo así que el inversor alcance la máxima potencia posible en función del recurso.
5. Posteriormente, a las 16:11:11,25 hs, el inversor alcanza su valor de **mínimo técnico** [10], es decir, 0,0372 MW. Esto ocurre **0,3045 segundos** luego de la orden de partida.
6. Finalmente, a las 16:11:30 hs, el inversor alcanza **potencia máxima**, es decir, 3,092 MW. Debido a que el inversor se encuentra a potencia liberada, la potencia alcanzada queda limitada al recurso disponible. Dicho valor de potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9]. Esto ocurre **19,05 segundos** luego de que se envió la orden de partida.

La secuencia descrita se puede observar en la Figura 4-3, donde se muestra el registro de potencia activa obtenido – línea continua azul – y los instantes de tiempo en los que ocurren los eventos mencionados anteriormente – líneas a trazos negro –.

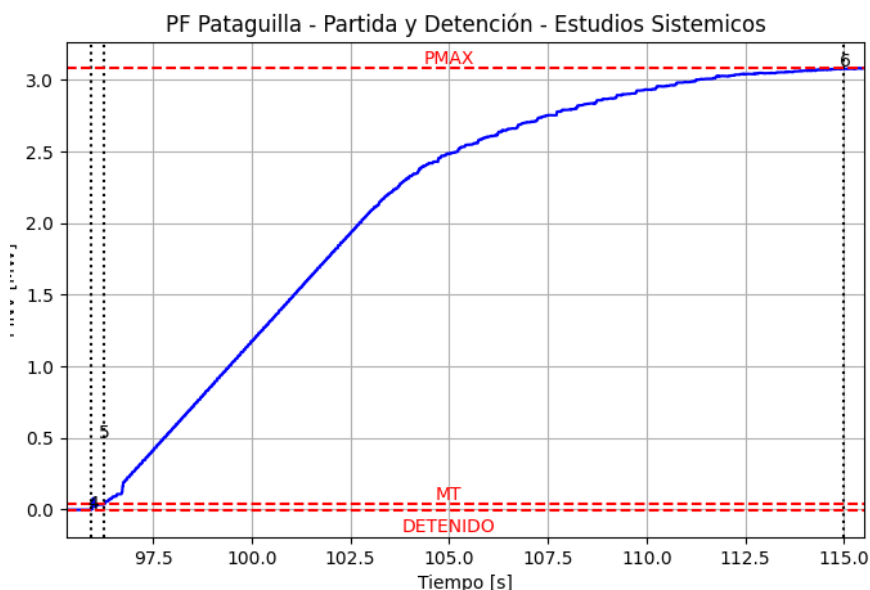
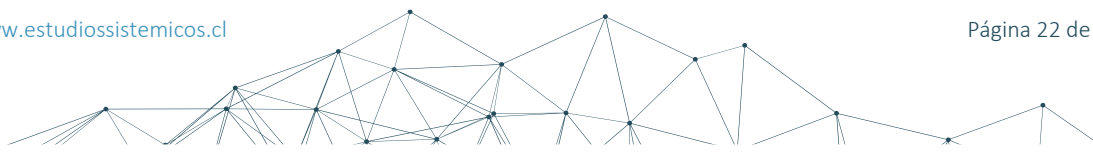


Figura 4-3: Proceso de partida - Inversor INV01

Antes de iniciar un proceso de arranque del inversor no existe una restricción de tiempo de operación, con lo cual el Tiempo Mínimo de operación (TMO) es cero (0).

A partir de los resultados del proceso de partida, se calcula el gradiente de toma de carga del inversor. Para ello se consideran los instantes (5) y (6), es decir, entre mínimo técnico y la potencia máxima alcanzada. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas:

$$\text{Gradiente}_{\text{toma.inv}} = \frac{P_{\text{inicial}} - P_{\text{final}}}{T_{\text{inicial}} - T_{\text{final}}}$$
$$\text{Gradiente}_{\text{toma.inv}} = \frac{37,2 \text{ kW} - 3092 \text{ kW}}{96,25 \text{ s} - 115 \text{ s}} = \frac{3054,8 \text{ kW}}{18,75 \text{ s}} = 162,9227 \frac{\text{kW}}{\text{s}}$$





Se observa que el gradiente de toma de carga, medido entre el mínimo técnico y la potencia máxima alcanzada, es de $162,9227 \frac{kW}{s}$.

De acuerdo con la información provista por el fabricante y presentada en la Figura 6-4, el consumo interno de cada inversor en estado de stand-by es de 0,12 kW. Este consumo cambia cuando el inversor alcanza su valor de mínimo técnico. Entonces, se puede decir que:

$$P_{perd_{inv.en\ stand-by}} = 0,12\ kW$$

Para valores de potencia iguales o superiores al mínimo técnico, el consumo del inversor es de 5,236 kW, como se puede observar en la Figura 6-4. Entonces:

$$P_{perd_{inv.en\ producción}} = 5,236\ kW$$

Por otro lado, el consumo de servicios auxiliares es informado en la sección 3.6, y tiene un valor de 12,9 kW. Es decir:

$$P_{SSAA} = 12,9\ kW$$

Entonces, el consumo del inversor cuando su potencia se encuentra en valores inferiores a su mínimo técnico se considera igual al de stand-by y corresponde a:

$$\begin{aligned} Consumo_{en\ stand-by}^{Partida} &= P_{perd_{inv.en\ stand-by}} + P_{SSAA} = 0,12\ kW + 12,9\ kW \\ &= 13,02\ kW \end{aligned}$$

Por otro lado, luego de alcanzar el valor de mínimo técnico, se considera que el inversor presenta un consumo de 5,236 kW, con lo cual, el consumo es de:

$$\begin{aligned} Consumo_{en\ servicio}^{Partida} &= P_{perd_{inv.en\ producción}} + P_{SSAA} = 5,236\ kW + 12,9\ kW \\ &= 18,136\ kW \end{aligned}$$

La energía consumida puede calcularse a partir del consumo total y del tiempo durante el cual se realizó dicho consumo. Para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$Energía^{Partida} = Consumo^{Partida} [kW] \times Tiempo^{Partida} [s] \times \frac{1\ h}{3600\ s}$$

Debido a que las condiciones varían antes y después de superar el valor de mínimo técnico, se calculan las energías consumidas en ambos casos:

$$Energía_{en\ stand-by}^{Partida} = 13,02\ kW \times 0,3045\ s \times \frac{1\ h}{3600\ s} = 0,0011013\ kWh$$

$$Energía_{en\ servicio}^{Partida} = 18,136\ kW \times 18,75\ s \times \frac{1\ h}{3600\ s} = 0,0944583\ kWh$$

Por lo que, la energía total consumida por cada inversor en la partida es de:

$$Energía_{INV}^{Partida} = Energía_{en\ stand-by}^{Partida} + Energía_{en\ servicio}^{Partida}$$

$$Energía_{INV}^{Partida} = 0,0011013\ kWh + 0,0944583\ kWh$$

$$Energía_{INV}^{Partida} = 0,0955596\ kWh$$

A continuación, se presenta la Tabla 4-2, con el resumen de los resultados obtenidos durante el proceso de detención del inversor INV01.

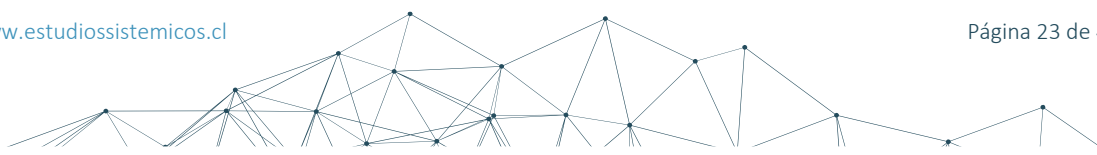




Tabla 4-2: Resultados del proceso de partida - Inversor INV01

Operación	Hora [hh:mm:ss]	Tiempo acumulado [hh:mm:ss]	Energía consumida [kWh]
1. Inversor detenido	16:11:10,9455	-	-
2. Mínimo técnico	16:11:11,2500	00:00:00,3045	0,0011013
3. Máxima potencia disponible	16:11:30,0000	00:00:19,0545	0,0944583
Diferencia entre inversor en mínimo técnico y potencia máxima disponible	-	00:00:18,7500	-
Valor total de energía consumida	-	-	0,0955596





4.3 Parámetros de partida y detención a nivel parque completo

La prueba de detención y partida a nivel parque completo, con todos los inversores en servicio, fue realizada el día 19 de noviembre de 2024 entre las 14:54:28 hs y 14:56:40 hs. Durante la prueba ocurrió la siguiente secuencia de eventos:

1. Despacho del parque a una potencia de 9,052 MW, **potencia máxima disponible** debido al recurso al momento de la realización de la prueba. Dicha potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9].
2. A las **14:54:48,34 hs** se envió una **orden de detención al parque**.
3. A las **14:54:48,858 hs** el parque alcanza su valor de **mínimo técnico** de 0,0822 MW, valor calculado en [10]. Dicho valor contempla los 3 inversores en servicio.
4. Posteriormente, a las **14:54:48,891 hs** el parque se encuentra **detenido**, es decir, alcanza la condición con los 3 inversores fuera de servicio.
5. A las **14:55:48,452 hs** se le envía una **orden de partida** al parque y se consigna potencia liberada, a fin de lograr alcanzar la máxima potencia en función del recurso disponible.
6. A las **14:55:48,761 hs** el parque alcanza su valor de **mínimo técnico**, es decir, 0,0822 MW.
7. Finalmente, a las **14:56:07,85 hs**, el parque alcanza el **máximo valor de potencia activa** en función del recurso, es decir, 9,052 MW. Dicha potencia es coincidente con el valor de inicio del ensayo y presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9].

A continuación, se presenta la Figura 4-4, donde se observa el registro de la potencia activa en el POI – línea continua azul – y los instantes de tiempo de los eventos mencionados anteriormente – líneas a trazos negro –.

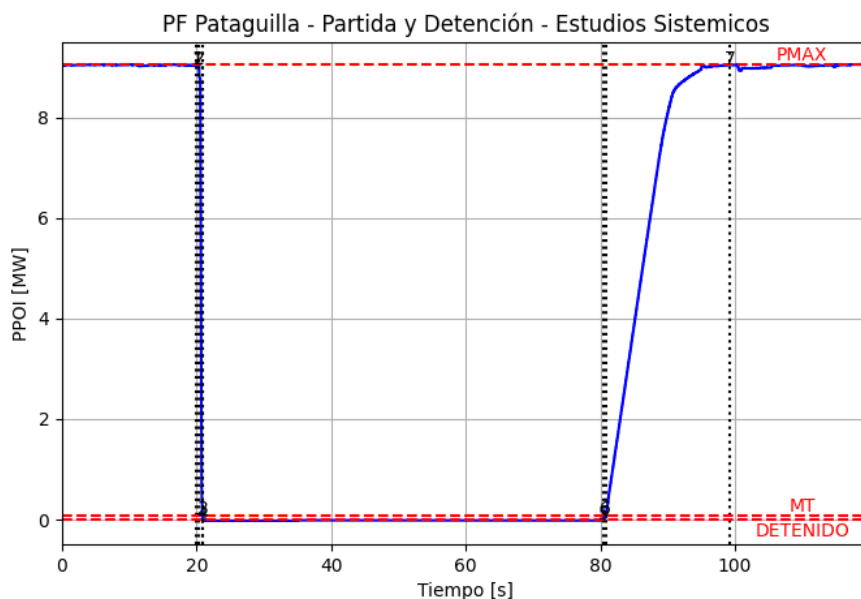


Figura 4-4: Ensayo de detención y partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla

En los apartados 4.3.1 y 4.3.2 se desglosan los cálculos, a nivel parque completo, de los parámetros correspondientes a la detención y partida, respectivamente.



4.3.1 Parámetros de detención

Durante el proceso de detención del Parque Fotovoltaico Pataguilla, con todos sus inversores en servicio, ocurrió la secuencia de eventos que se enumera a continuación:

1. Despacho del parque a una potencia de 9,052 MW, potencia máxima disponible debido al recurso al momento de la realización de la prueba. Dicha potencia presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9].
2. A las **14:54:48,34 hs** se envió una **orden de detención** al parque.
3. Posteriormente, a las **14:54:48,858 hs**, el parque alcanza su valor de **mínimo técnico** de 0,0822 MW, valor calculado en [10]. Dicho valor contempla los 3 inversores en servicio.
4. Finalmente, a las **14:54:48,891 hs**, el parque se encuentra **detenido**, es decir, alcanza la condición con los 3 inversores fuera de servicio.

La secuencia descrita se puede observar en la Figura 4-5 donde se muestra el registro de potencia activa obtenido – línea continua azul – y los instantes de tiempo en los que ocurren los eventos anteriormente mencionados – líneas a trazos negro –.

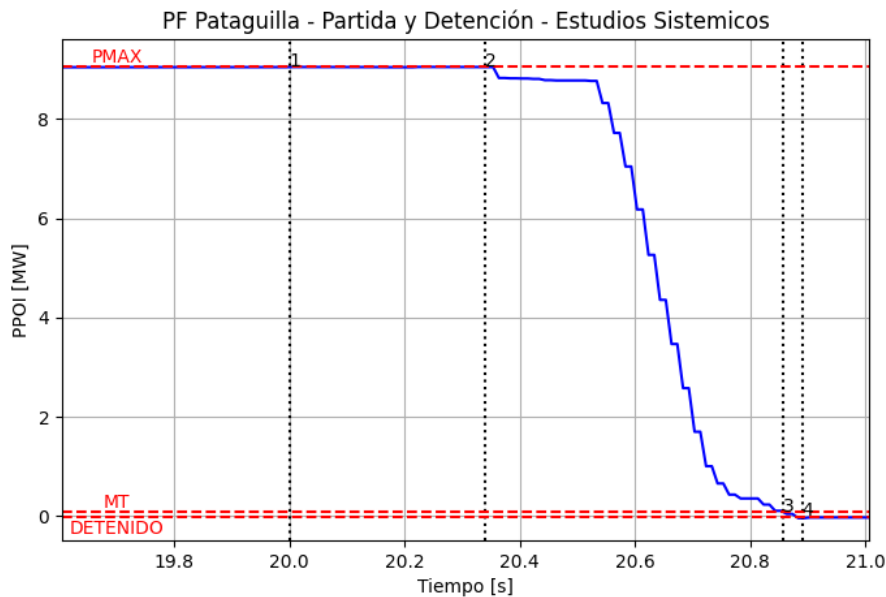


Figura 4-5: Proceso de detención - Parque Fotovoltaico Pataguilla

Antes de iniciar una detención del parque no existe una restricción de tiempo de operación, con lo cual el Tiempo Mínimo de Detención (TMD) es cero (0).

El gradiente de bajada de carga, para el parque completo, es medido sobre la variación de potencia activa desde el instante (2) hasta el (3), es decir, desde potencia máxima hasta alcanzar el valor de mínimo técnico. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas para el cálculo:

$$\text{Gradiente}_{\text{bajada.parque}} = \frac{P_{\text{inicial}} - P_{\text{final}}}{T_{\text{inicial}} - T_{\text{final}}}$$
$$\text{Gradiente}_{\text{bajada.parque}} = \frac{9,052 \text{ MW} - 0,0822 \text{ MW}}{20,34 \text{ s} - 20,858 \text{ s}} = -\frac{8,9698 \text{ MW}}{0,518 \text{ s}} = -17,3162 \frac{\text{MW}}{\text{s}}$$



Entonces, durante la detención del parque, se observa que el gradiente de bajada de carga es de $-17,3162 \frac{MW}{s}$.

De acuerdo con la información provista por el fabricante y presentada en la Figura 6-4, el consumo interno de cada inversor cuando su potencia es igual o superior al mínimo técnico, es de 5,236 kW. Entonces, cuando los tres (3) inversores del parque se encuentran despachados por encima de su mínimo técnico, el consumo total es de:

$$P_{perd_{inv-parque.producción}} = N^{\circ inv} \times P_{perd_{inv.producción}} = 3 \times 5,236 \text{ kW}$$

$$P_{perd_{inv-parque.producción}} = 15,708 \text{ kW}$$

Por otro lado, una vez que el inversor se encuentra por debajo del mínimo técnico, presenta un consumo propio de 0,12 kW, según se observa en la Figura 6-4. Por lo que, el consumo total de los tres (3) inversores, cuando se encuentran por debajo de su mínimo técnico, es de:

$$P_{perd_{inv-parque.stand-by}} = N^{\circ inv} \times P_{perd_{inv.stand-by}} = 3 \times 0,12 \text{ kW}$$

$$P_{perd_{inv-parque.stand-by}} = 0,36 \text{ kW}$$

Como se informó en la sección 3.6, el consumo de servicios auxiliares es de 12,9 kW, entonces:

$$P_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$

Entonces el consumo total viene dado por la siguiente expresión:

$$\text{Consumo}_{producción}^{Detención} = P_{perd_{inv-parque.producción}} + P_{SSAA} = 15,708 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo}_{producción}^{Detención} = 28,608 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo}_{stand-by}^{Detención} = P_{perd_{inv-parque.stand-by}} \times P_{SSAA} = 0,36 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo}_{stand-by}^{Detención} = 13,26 \text{ kW}$$

La energía consumida, puede calcularse a partir del consumo total y del tiempo durante el cual se realizó dicho consumo. Para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Energía}^{Detención} = \text{Consumo}^{Detención} [\text{kW}] \times \text{Tiempo}^{Detención} [\text{s}] \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}$$

La energía consumida hasta que el parque alcanza su mínimo técnico, partiendo de potencia máxima, es de:

$$\text{Energía}^{producción \text{ a } MT} = 28,608 \text{ kW} \times 0,518 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,0041163 \text{ kWh}$$

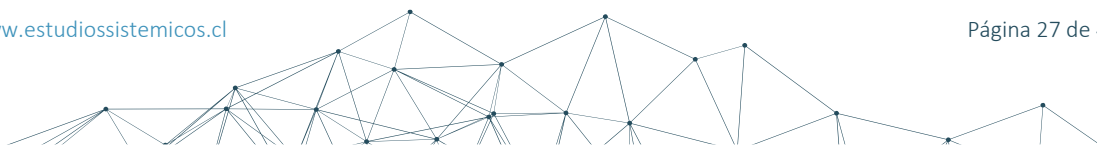
Por otro lado, la energía consumida hasta que el parque se detiene, partiendo de su mínimo técnico, es de:

$$\text{Energía}^{MT \text{ a } detención} = 13,26 \text{ kW} \times 0,033 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,0001216 \text{ kWh}$$

La energía total durante el proceso de detención, del parque completo, resulta de:

$$\text{Energía}^{Detención} = \text{Energía}^{producción \text{ a } MT} + \text{Energía}^{MT \text{ a } detención}$$

$$\text{Energía}^{Detención} = 0,0041163 \text{ kWh} + 0,0001216 \text{ kWh}$$



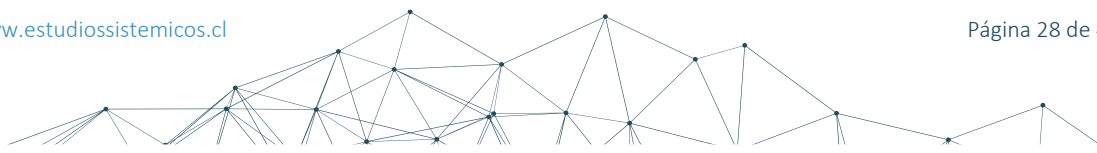


$$\text{Energía}^{Detención} = 0,0042379 \text{ kWh}$$

A continuación, se presenta la Tabla 4-3, con el resumen de los resultados obtenidos durante el proceso de detención del Parque Fotovoltaico Pataguilla.

Tabla 4-3: Resultados del proceso de detención - Parque Fotovoltaico Pataguilla

Operación	Hora [hh:mm:ss]	Tiempo acumulado [hh:mm:ss]	Energía consumida [kWh]
1. Máxima potencia disponible	14:54:48,340	-	-
2. Mínimo técnico	14:54:48,858	00:00:00,518	0,0041163
3. Detención de todos los inversores	14:54:48,891	00:00:00,551	0,0001216
Diferencia entre mínimo técnico y totalidad de inversores detenidos	-	00:00:00,033	-
Valor total de energía consumida	-	-	0,0042379





4.3.2 Parámetros de partida

Durante el proceso de partida del Parque Fotovoltaico Pataguilla, con todos sus inversores en servicio, ocurrió la secuencia de eventos que se enumera a continuación:

5. A las **14:55:48,452 hs** se le envía una **orden de partida** al parque y se consigna potencia liberada, a fin de lograr alcanzar la máxima potencia en función del recurso disponible.
6. Posteriormente, a las **14:55:48,761 hs**, el parque alcanza su valor de **mínimo técnico**, es decir, 0,0822 MW.
7. Finalmente, a las **14:56:07,85 hs**, el parque alcanza el **máximo valor de potencia activa** en función del recurso, es decir, 9,052 MW. Dicha potencia es coincidente con el valor de inicio del ensayo y presenta un error inferior al 0,1 %, respecto del valor informado en [9].

La secuencia descrita se puede observar en la Figura 4-6, donde se muestra el registro de potencia activa obtenido – línea continua azul – y los instantes de tiempo de los eventos mencionados anteriormente – líneas a trazos negro –.

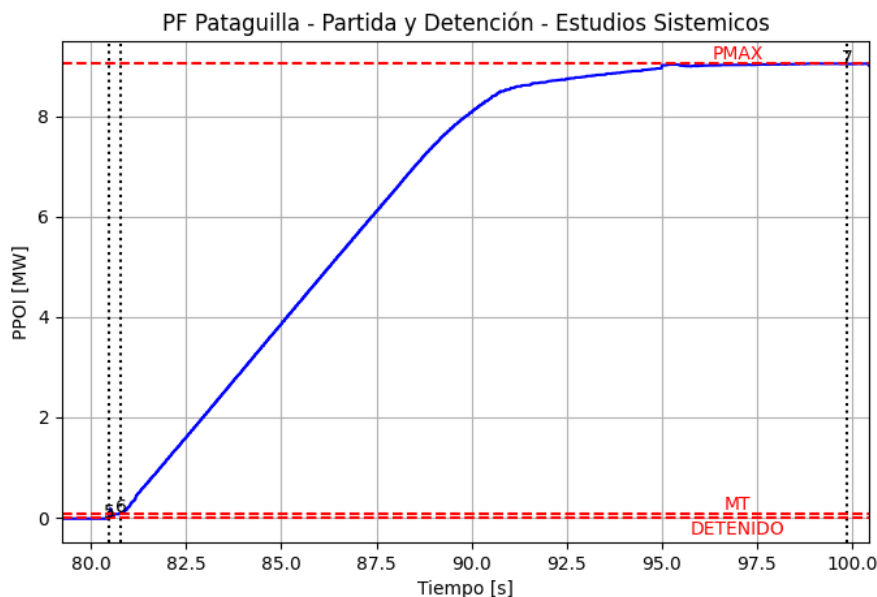


Figura 4-6: Proceso de partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla

Antes de iniciar un proceso de arranque del parque no existe una restricción de tiempo de operación, con lo cual el Tiempo Mínimo de operación (TMO) es cero (0).

El gradiente de toma de carga, para el parque completo, es medido sobre la variación de potencia activa desde el instante (6) hasta el (7), es decir, desde mínimo técnico hasta alcanzar el valor de potencia máxima. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas para el cálculo:

$$\text{Gradiente}_{\text{toma.parque}} = \frac{P_{\text{inicial}} - P_{\text{final}}}{T_{\text{inicial}} - T_{\text{final}}}$$
$$\text{Gradiente}_{\text{toma.parque}} = \frac{0,0822 \text{ MW} - 9,052 \text{ MW}}{80,761 \text{ s} - 99,85 \text{ s}} = \frac{8,9698 \text{ MW}}{19,089 \text{ s}} = 0,46989 \frac{\text{MW}}{\text{s}}$$



Entonces, durante la partida del parque, se observa que el gradiente de toma de carga es de $0,46989 \frac{MW}{s}$.

De acuerdo con la información provista por el fabricante y presentada en la Figura 6-4, el consumo interno de cada inversor cuando su potencia es igual o superior al mínimo técnico, es de 5,236 kW. Entonces, cuando los tres (3) inversores del parque se encuentran despachados por encima de su mínimo técnico, el consumo total es de:

$$P_{perd_{inv-parque.producción}} = N^{°inv} \times P_{perd_{inv.producción}} = 3 \times 5,236 \text{ kW}$$

$$P_{perd_{inv-parque.producción}} = 15,708 \text{ kW}$$

Por otro lado, una vez que el inversor se encuentra por debajo del mínimo técnico, presenta un consumo propio de 0,12 kW, según se observa en la Figura 6-4. Por lo que, el consumo total de los tres (3) inversores, cuando se encuentran por debajo de su mínimo técnico, es de:

$$P_{perd_{inv-parque.stand-by}} = N^{°inv} \times P_{perd_{inv.stand-by}} = 3 \times 0,12 \text{ kW}$$

$$P_{perd_{inv-parque.stand-by}} = 0,36 \text{ kW}$$

Como se informó en la sección 3.6, el consumo de servicios auxiliares es de 12,9 kW, entonces:

$$P_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$

Entonces el consumo total viene dado por la siguiente expresión:

$$Consumo_{producción}^{Partida} = P_{perd_{inv-parque.producción}} + P_{SSAA} = 15,708 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW}$$

$$Consumo_{producción}^{Partida} = 28,608 \text{ kW}$$

$$Consumo_{stand-by}^{Partida} = P_{perd_{inv-parque.stand-by}} \times P_{SSAA} = 0,36 \text{ kW} + 12,9 \text{ kW}$$

$$Consumo_{stand-by}^{Partida} = 13,26 \text{ kW}$$

La energía consumida, puede calcularse a partir del consumo total y del tiempo durante el cual se realizó dicho consumo. Para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$Energía^{Partida} = Consumo^{Partida} [kW] \times Tiempo^{Partida} [s] \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}$$

La energía consumida hasta que el parque alcanza su mínimo técnico, partiendo de la detención, es de:

$$Energía^{detención a MT} = 13,26 \text{ kW} \times 0,309 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,001138 \text{ kWh}$$

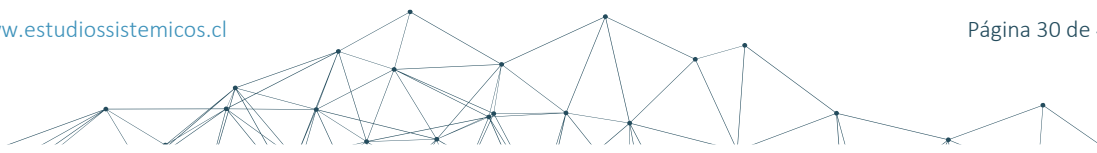
Por otro lado, la energía consumida hasta que el parque alcanza potencia máxima, partiendo de su mínimo técnico, es de:

$$Energía^{MT a producción} = 28,608 \text{ kW} \times 19,089 \text{ s} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,151694 \text{ kWh}$$

La energía total durante el proceso de partida, del parque completo, resulta de:

$$Energía^{Partida} = Energía^{detención a MT} + Energía^{MT a producción}$$

$$Energía^{Partida} = 0,001138 \text{ kW} + 0,151694 \text{ kW}$$



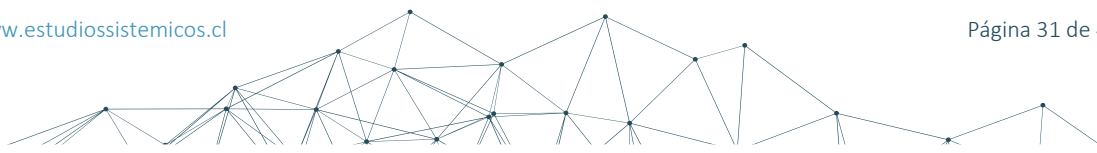


$$\text{Energía}^{Partida} = 0,152832 \text{ kW}$$

A continuación, se presenta la Tabla 4-4, con el resumen de los resultados obtenidos durante el proceso de partida del Parque Fotovoltaico Pataguilla.

Tabla 4-4: Resultados del proceso de partida - Parque Fotovoltaico Pataguilla

Operación	Hora [hh:mm:ss]	Tiempo acumulado [hh:mm:ss]	Energía consumida [kWh]
1. Totalidad de inversores detenidos	14:55:48,452	-	-
2. Mínimo técnico	14:55:48,761	00:00:00,309	0,001138
3. Máxima potencia disponible	14:56:07,85	00:00:19,398	0,151694
Diferencia entre totalidad de inversores en mínimo técnico y potencia máxima disponible	-	00:00:19,089	-
Valor total de energía consumida	-	-	0,152832





4.4 Resumen de resultados

En la presente sección se resumen los resultados obtenidos del proceso de partida y detención a nivel inversor y parque completo. No se distingue una diferencia entre la condición **Fuera de Servicio** y el **Estado Apagado**, por lo tanto, no aplica la medición de tiempos ni el cálculo de energía eléctrica durante los hitos I) y VI). A su vez, los tiempos mínimos de detención (TMD) y tiempos mínimos de operación (TMO) descriptos en la sección 1.1 son nulos.

Las Tabla 4-5 y Tabla 4-6 presentan el resumen de los resultados de partida y detención a nivel inversor, respectivamente. Siendo el ensayo realizado sobre el INV01. Mientras que la Tabla 4-7 y Tabla 4-8 presentan el resumen de resultados a nivel del Parque Fotovoltaico Pataguilla.

Tabla 4-5: Resumen de resultados del proceso de partida – Inversor INV01

Maniobra	Parámetro técnico	Aspecto normativo		
		(I) Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización	(II) Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico	(III) Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal
Partida INV	(A) Cantidad y tipo de combustible	N/A	N/A	N/A
	(B) Energía eléctrica consumida [kWh]	N/A	0,0011013	0,0944583
	(C) Tiempo requerido [mm:ss]	N/A	00:00:00,3045	00:00:18,75

Tabla 4-6: Resumen de resultados del proceso de detención – Inversor INV01

Maniobra	Parámetro técnico	Aspecto normativo		
		(IV) Desde la operación a potencia nominal hasta el Mínimo Técnico	(V) Desde el Mínimo Técnico de la unidad hasta el término del proceso de detención	(G) Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida
Detención INV	(D) Cantidad y tipo de combustible	N/A	N/A	N/A
	(E) Energía eléctrica consumida [kWh]	0,001686	0,0000159	N/A
	(F) Tiempo requerido [mm:ss]	00:00:00,3346	00:00:00,0044	N/A



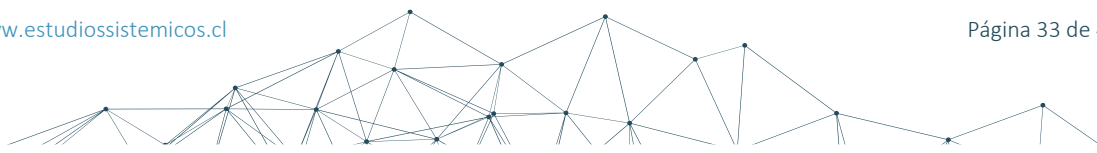


Tabla 4-7: Resumen de resultados del proceso de partida – Parque Fotovoltaico Pataguilla

		Aspecto normativo		
Maniobra	Parámetro técnico	(I) Desde el inicio del proceso de partida hasta la sincronización	(II) Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico	(III) Desde la operación a Mínimo Técnico hasta la operación a potencia nominal
Partida parque	(A) Cantidad y tipo de combustible	N/A	N/A	N/A
	(B) Energía eléctrica consumida [kWh]	N/A	0,0011381	0,151694
	(C) Tiempo requerido [mm:ss]	N/A	00:00:00,309	00:00:19,089

Tabla 4-8: Resumen de resultados del proceso de detención – Parque Fotovoltaico Pataguilla

		Aspecto normativo		
Maniobra	Parámetro técnico	(IV) Desde la operación a potencia nominal hasta el Mínimo Técnico	(V) Desde el Mínimo Técnico de la unidad hasta el término del proceso de detención	(G) Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida
Detención parque	(D) Cantidad y tipo de combustible	N/A	N/A	N/A
	(E) Energía eléctrica consumida [kWh]	0,0041163	0,0001216	N/A
	(F) Tiempo requerido [mm:ss]	00:00:00,518	00:00:00,551	N/A





5. CONCLUSIONES

A partir de los ensayos realizados en terreno y la información presentada en este documento se puede concluir que:

- Se determinaron mediante ensayos los principales tiempos involucrados en el proceso de partida y detención del Parque Fotovoltaico Pataguilla, de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” [1].
- Los tiempos de partida y detención tanto a nivel inversor como planta completa se encuentran en los valores esperados para la generación fotovoltaica.
- La tasa de toma de carga a nivel inversor resulta de $0,1629 \frac{MW}{s}$, mientras que la de bajada de carga resulta de $-9,1297 \frac{MW}{s}$.
- La tasa de toma de carga a nivel parque resulta de $0,4699 \frac{MW}{s}$, mientras que la bajada de carga resulta de $-17,3162 \frac{MW}{s}$.
- La cantidad y el tipo de combustible consumido no aplican para este tipo de tecnología.
- Los Tiempos Mínimos de Operación (TMO) y Tiempos Mínimos de Detención (TMD) son nulos.

Las Tabla 5-1 y Tabla 5-2 resumen los procesos de partida y detención respectivamente, presentándose los resultados de las pruebas obtenidas a nivel inversor individual y parque completo.

Tabla 5-1: Resumen de resultados proceso de partida

Etapa	Parámetro	Inversor	Parque
Partida ↓	Consumo SSAA [kWh]	N/A	N/A
Sincronización	Tiempo [mm:ss]	N/A	N/A
Sincronización ↓	Consumo SSAA [kWh]	0,0011013	0,00138150
Mínimo Técnico	Tiempo [mm:ss]	00:00,304	00:00,309
Mínimo Técnico ↓	Consumo SSAA [kWh]	0,0944583	0,151694
Potencia Nominal	Tiempo [mm:ss]	00:18,750	00:19,089

Tabla 5-2: Resumen de resultados proceso de detención

Etapa	Parámetro	Inversor	Parque
Potencia Nominal ↓	Consumo SSAA [kWh]	0,0016860	0,0041163
Mínimo Técnico	Tiempo [mm:ss]	00:00,3346	00:00,518
Mínimo Técnico ↓	Consumo SSAA [kWh]	0,0000159	0,0001216
Desconexión	Tiempo [mm:ss]	00:00,0044	00:00,033
Desconexión ↓	Consumo SSAA [kWh]	N/A	N/A
Detención	Tiempo [mm:ss]	N/A	N/A





6. ANEXOS

ANEXO I - UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN

En la Figura 6-1 se presenta el diagrama unilineal de la subestación correspondiente al Parque Fotovoltaico Pataguilla.

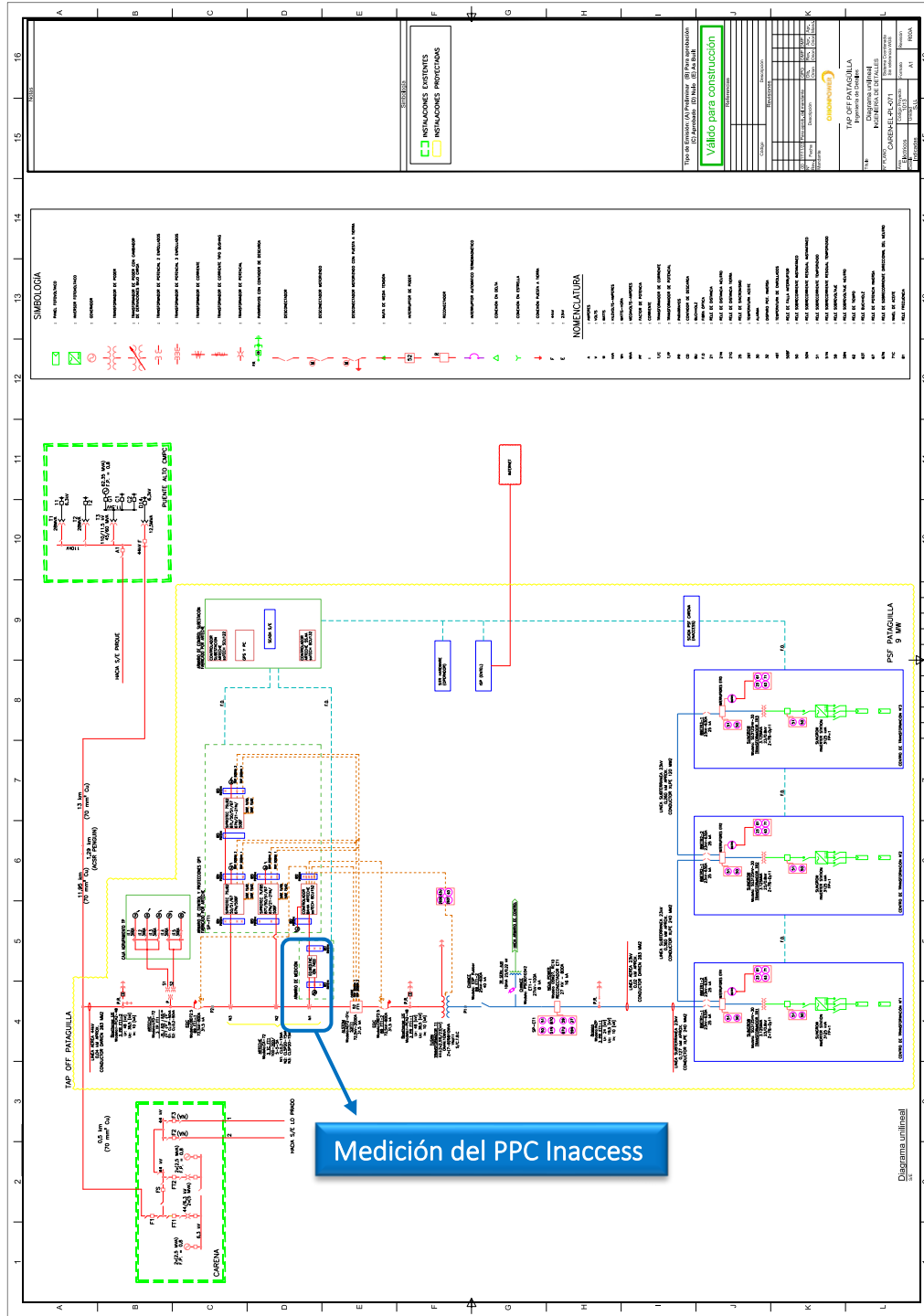


Figura 6-1: Diagrama unilineal - Parque Fotovoltaico Pataguilla [11]



ANEXO II - HOJA DE DATOS DE INVERSORES

En este anexo se presentan las hojas de datos de los inversores Sungrow. Sobre dicha hoja de datos se indican, en azul, los parámetros correspondientes al modelo SG3125HV-30, modelo utilizado en el Parque Fotovoltaico Pataguilla.

SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage		1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage		875 V / 915 V
MPP voltage range for nominal power		875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		2
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current		3997 A
Max. DC short-circuit current		10000 A
PV array configuration		Negative grounding or floating
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current		3308 A
AC voltage range		20 kV – 35 kV
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 % I _n
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%
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV volatage		0.6 kV / (20 – 35) kV
Trnsformer vector		Dy11
Transformer cooling type		ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection		
DC input protection		Load break switch + fuse
Inverter output protection		Circuit breaker
AC MV 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)		6058 * 2896 * 2438 mm
Weight		15 T
Degree of protection		IP54 (Inverter: IP65)
Auxiliary power supply		5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 100 %
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude		1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display		Touch screen
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116
Grid support		Q at night fuction (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 6-2: Hoja de datos – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]





En la Figura 6-3 se presenta el circuito y la curva de eficiencia de los inversores.

CIRCUIT DIAGRAM

EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)

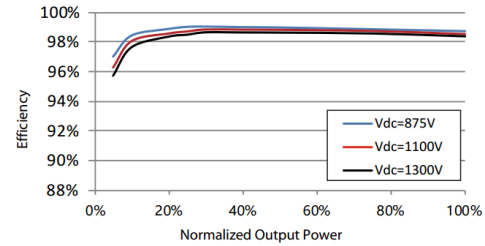
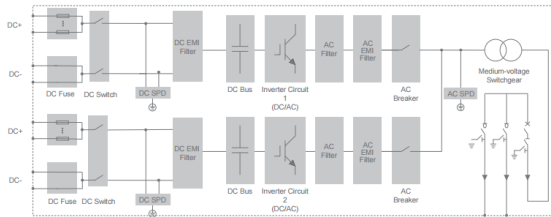


Figura 6-3: Circuito y eficiencia – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [3]

Los consumos internos del inversor se presentan en la Figura 6-4.

SG3125HV-30,SG3400HV-30,SG2500HV-30		Max self-consumption-in-operation (W)	Standby Consumption (W)	Q at night (kW)
Inverters	Control-power-consumption	361	120	Max. 31.1 (when reactive power output: 2062kVar)
	Fans consumption@ full power(IP65 version)	4875		
Max. in total		5236	120	

Figura 6-4: Consumo – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [5]





ANEXO III - HOJA DE DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE BLOQUE BT/MT

En la Figura 6-5, Figura 6-6 y Figura 6-7, se presentan las fotos de placa de los transformadores de bloque del Parque Fotovoltaico Pataguilla. El parque cuenta con un total de tres (3) transformadores de bloque, uno por cada inversor.

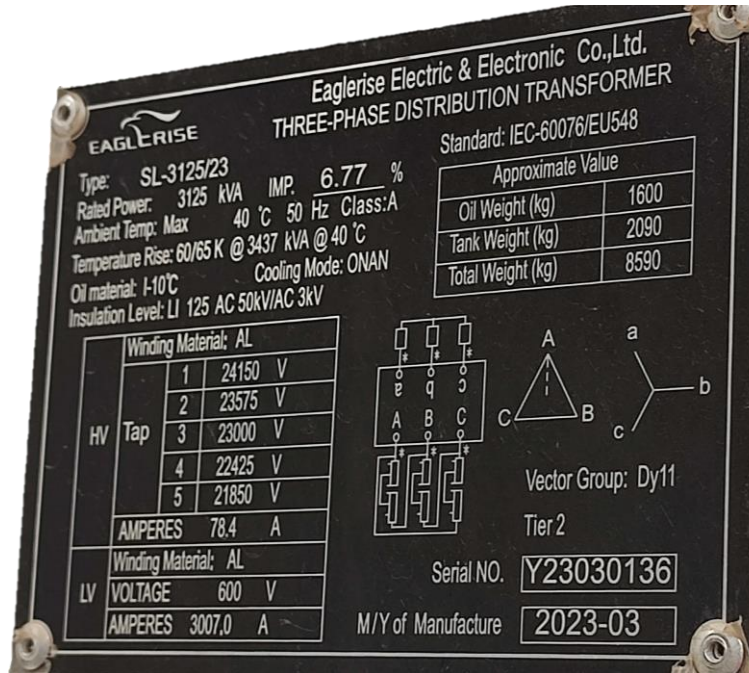


Figura 6-5: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT1 (INV01)

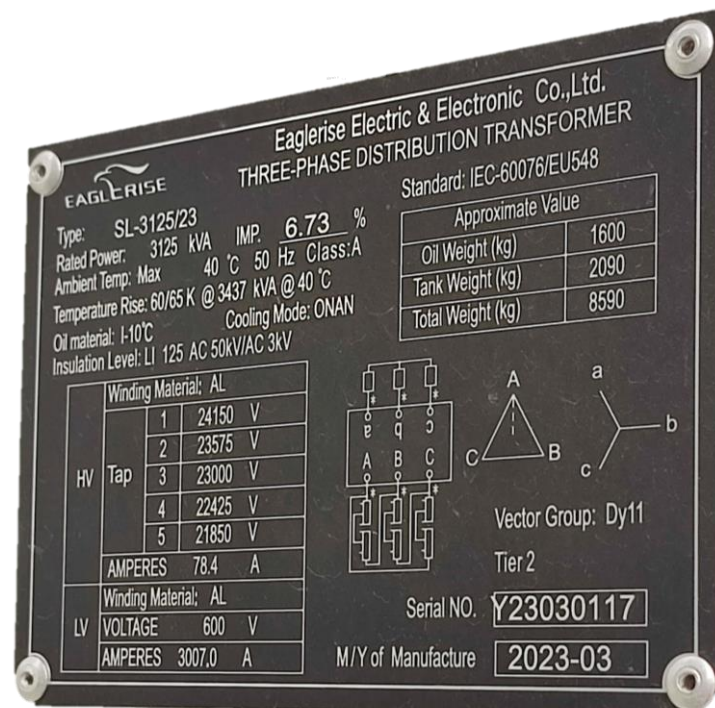


Figura 6-6: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT2 (INV02)

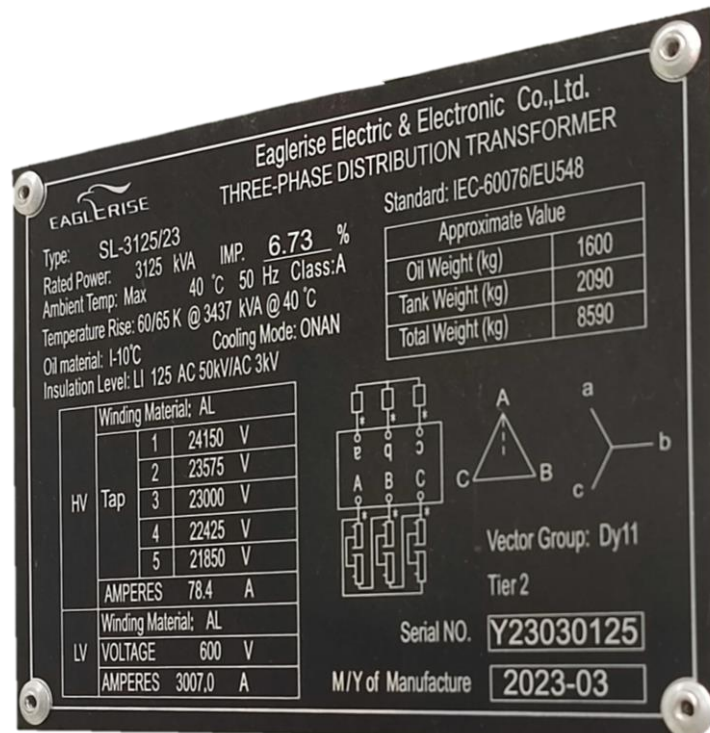


Figura 6-7: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT3 (INV03)

Adicionalmente, en la Figura 6-8, Figura 6-9 y Figura 6-10, se presentan los resultados de los ensayos, realizados por el fabricante, de los transformadores de bloque. En dichas imágenes se indican en **rojo** las pérdidas en vacío y en carga de los mismos.



EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2 Serial No. Y23030136	
Test results					
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion	
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed	
2	Voltage ratio and check of phase relation	± 0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.07% Dy11	Passed	
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	1720 1540	Passed	
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed	
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed	
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21888W 6.77%	Passed	
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1906W 0.07%	Passed	
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed	
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	8.50mg/L 63.3kV 0.156% see the measured values	Passed	

Figura 6-8: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT1 (INV01) [12]





EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2
Serial No. Y23030117				
Test results				
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed
2	Voltage ratio and check of phase relation	±0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.06% Dy11	Passed
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	3270 2450	Passed
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21886W 6.73%	Passed
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1955W 0.07%	Passed
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	12.10mg/L 60.6kV 0.097% see the measured values	Passed

Figura 6-9: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT2 (INV02) [13]





EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2
Serial No. Y23030125				
Test results				
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed
2	Voltage ratio and check of phase relation	± 0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.07% Dy11	Passed
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	3180 2010	Passed
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21994W 6.73%	Passed
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1928W 0.07%	Passed
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	8.40mg/L 70.3kV 0.316% see the measured values	Passed

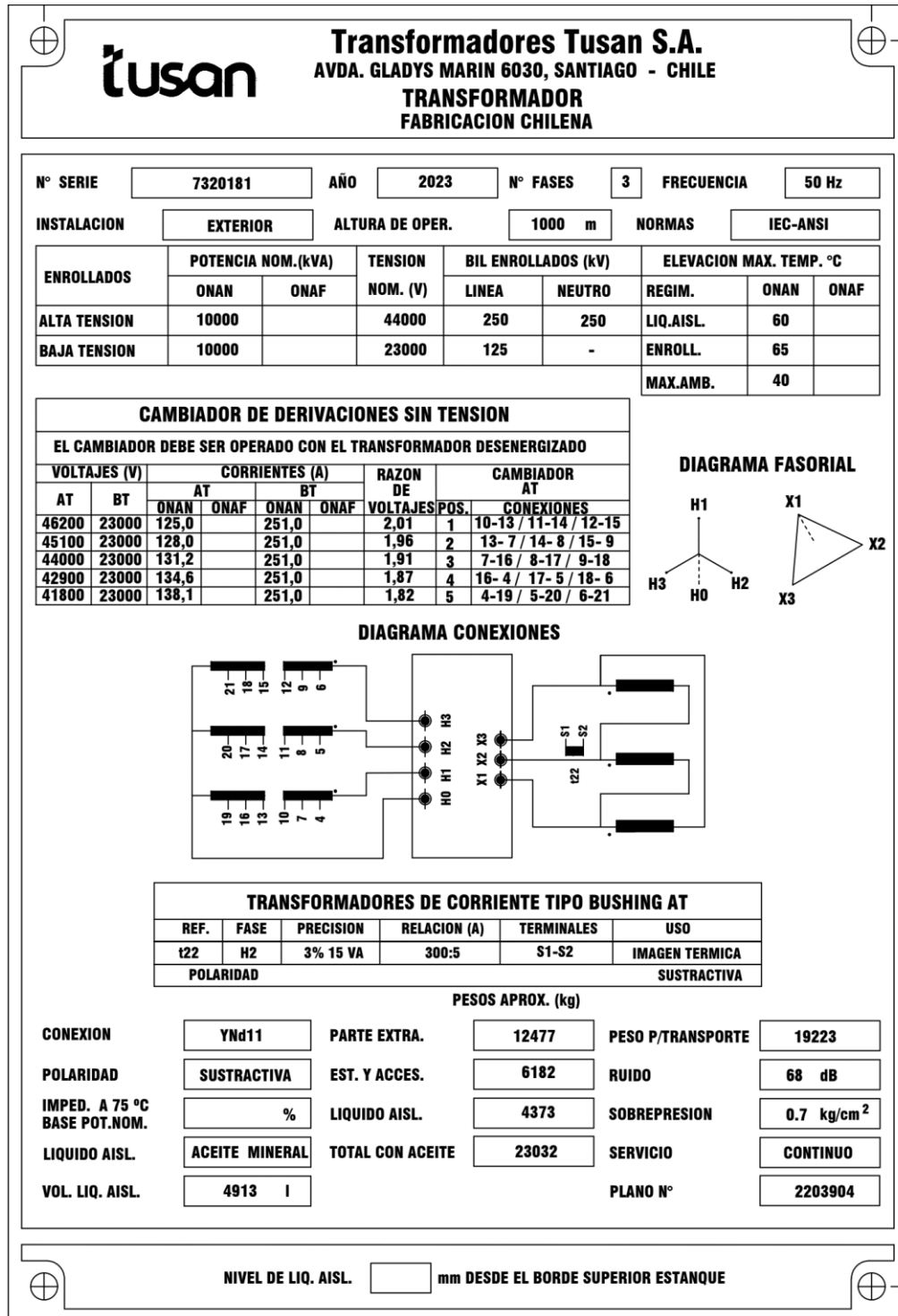
Figura 6-10: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT3 (INV03) [14]





ANEXO IV - HOJA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR DE PODER MT/AT

En la Figura 6-11 se muestra una foto de la placa del transformador elevador de MT/AT. Mientras que en la Figura 6-12 se presenta una página correspondiente a las pruebas FAT [8] del mismo, donde se observan los valores de pérdidas en vacío y carga, respectivamente (indicados en rojo).





usan		CERTIFICADO DE PRUEBAS Pérdidas en Vacío y Corriente de Excitación Pérdidas en Carga y Tensión de Impedancia									
Nº de Serie:	7320181	Conexión:					YNd11				
Cliente:	ORION POWER S.A.	Normas:					IEC 60076-1 cláusula 11.5				
Tipo de ensayo:	Rutina						IEC 60076-1 cláusula 11.4				
PÉRDIDAS EN VACÍO Y CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
% V _{nom.}	Derivación	Lectura Ampérmetros (A)			Lectura Voltímetros (V)			Lectura Wáttmetros (W)			
		A1	A2	A3	V1 F-N	V2 F-N	V3 F-N	W1	W2	W3	
100%	1	0,778	0,864	1,190	13385	13369	12945	-920,89	6427,7	3460,8	
100%	3	0,794	0,880	1,216	13427	13414,0	12991	-959,04	6520,9	3494,7	
100%	5	0,814	0,871	1,207	13479	13369,0	12960	-976,32	6447,3	3473,4	
100%	3	0,805	0,896	1,245	13419	13413,0	13026	-927,32	6599,2	3525,5	
Valores Nominales en BT		251,0 (A)			23000 (VFF)						
% V _{nom.}	Derivación	Corriente de excitación		Tensión de ensayo promedio			Suma de Pérdidas en vacío				
		(A)	(%)	(V) F-F			(W) total				
99,65%	1	0,94	0,38	22920			8968				
99,99%	3	0,96	0,38	22997			9057				
99,93%	5	0,96	0,38	22983			8944				
100,00%	3	0,98	0,39	23012			9197				
Observaciones: Energizado por BT (X1,X2,X3), abierto por AT (H1,H2,H3). ** Ensayo después de pruebas dieléctricas											
PÉRDIDAS EN CARGA Y TENSIÓN DE IMPEDANCIA											
Derivación	Lectura Ampérmetros (A)			Lectura Voltímetros (V)			Lectura Wáttmetros (W)			Temperatura de ensayo °C	
	A1	A2	A3	V1 F-N	V2 F-N	V3 F-N	W1	W2	W3		
1	100,08	99,06	99,802	1531	1531,4	1532,3	9109,3	10010	12328	30	
3	105,720	103,73	104,44	1469,6	1459,9	1460,6	10172	10075,0	12287	30	
5	110,83	109,70	110,29	1420,3	1419,1	1418,4	9772,4	10565	12794	30	
Derivación	Corriente promedio (A)			Tensión de cortocircuito (Vz) F-F			Suma de Pérdidas en carga				
1	99,65			2652,8			31447,3				
3	104,63			2534,6			32534,0				
5	110,27			2458,2			33131,4				
Referido a corriente nominal y Temperatura de 75 °C											
	Impedancia de cortocircuito Z %			Pérdidas en carga W							
	ONAN			ONAN							
1	7,22			56091							
3	7,24			57906							
5	7,38			58997							
Observaciones: Energizado por AT (H1,H2,H3), cortocircuitado por BT (X1,X2,X3).											
Instrumentos Utilizados:					Circuito de prueba:						
a.- Multímetro AVO-Megger PMM-1 S/N 205050047					a.- Generador DG 2129/4 N° 459263 1500 kVA 3300/1650 Veff 263/526Aeff 50Hz AEG						
b.- Písta Infrarroja Fluke 62max+ S/N 55932713MV					b.- Motor Guia DG 2106/4 N° 45262 450kW 3300Veff 84,7A 50Hz AEG						
					c.- Autotrafo partida OA-102 N°.- 88/35 467 3300/1500Veff 115,5 A 180s AEG						
					d.- Transformador J-1 N° 7459 1500kVA 17,32-10-8,66-5/2,86-1,65Veff CDST Sindelen						
					e.- Autotransformador N°S 7230651 1500kVA 17,32/52kV Yn Sindelen						
					f.- Transformador voltaje VCC11 N°11a/11b/11c 27000/100Veff 0,5% Tesar						
					g.- Transformador VoltajeSN12 N°91851/55/57 3300/110Veff 0,2% Soltran						
					h.- Transformador Corriente AO30SPEZO N° 83 MR 5,10, 20, 50,100, 200 / 5 Aeff, 0,1%, AEG						
					i.- Transformador Corriente 800 / 5 Aeff, 0,1%, AEG						
Juan Bustamante J. APROBÓ					Richard González P. REVISÓ						
					3.01.2023 5						

Figura 6-12: Hoja 5 de 54 correspondiente a las pruebas FAT del transformador de poder MT/AT [8]



ANEXO V - HOJA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR DE SSAA

En la Figura 6-13 se presenta la hoja de datos del transformador de SSAA del Parque Fotovoltaico Pataguilla. El mismo se conecta en 23 kV y su montaje es aéreo. En la Figura 6-14 se presenta su foto de placa.



TRANSFORMADORES PAILAMILLA

TRIFASICOS MONOFASICOS AUTOTRANSFORMADORES CARGADORES DE BATERIA FUENTES DE PODER UPS ESTABILIZADORES MATERIALES PARA TRANSFORMADORES Y MOTORES

CARACTERISTICAS TECNICAS

- Potencia : 25 Kva.
- Refrigeración : Aceite mineral
- Tensión Primaria Nominal: 23.000 Volts.
- Derivaciones Primarias : 24.150-23.575-23.000-22475-21.850Volts
- Tensión Secundaria : 400- 231 Volts.
- Corriente Primaria : 0.628 Amperes
- Corriente Secundaria : 36 Amperes
- Conexión Primaria : Delta
- Conexión Secundaria : Estrella
- Cambiador de taps : 5 posiciones operable en vacio
- Grupo de Conexión : DY-1
- Elevación temperatura : 65° C
- Impedancia : 4%+-10%
- Frecuencia : 50 Hz
- Altitud de servicio : 1.000 m.s.n.m.
- Polaridad : Sustractiva
- Factor K : 1
- Perdidas totales menor : 2%
- N° de fases : 3
- Montaje : Plataforma aérea

Pruebas y Ensayos

- Razón de transformación
- Polaridad
- Resistencia de aislación
- Resistencia de enrollados
- Perdida en el fierro a tensión y frecuencia nominal
- Corriente de excitación
- Perdidas en el cobre a corriente y frecuencia nominal
- Determinación de impedancia
- Tensión aplicada 60 seg. Con 34 Kv y frecuencia nominal
- Tensión inducida a 200 Hz x36 seg.

Accesorios

- Cambiador de taps
- Cáncamos de izar
- Válvula de drenaje y muestreo de 1"
- Niple de llenado de aceite 1"
- Borne de conexión a tierra
- Placa característica inoxidable

Figura 6-13: Hoja de datos - Transformador de SSAA [15]





Figura 6-14: Fotografía de placa – Transformador de SSAA [15]



7. REFERENCIAS

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- [2] CEN, Estudio de tensiones de servicio - Informe-Final-ETS-2023.
- [3] Sungrow, Hoja de datos Inversor - DS_20200319 SG3125HV-MV-30_SG3400HV-MV-30 Datasheet_V12_EN.
- [4] Sungrow, Curva PQ inversores Sungrow, "TI_20200603_SG400HV-30 and SG3125HV-30 Series P-Q Diagram_V20_EN.pdf".
- [5] Sungrow, Consumo de inversores, "TI_20210924_SG3125HV-30 Series Power Consumption_V53_EN.pdf".
- [6] Sungrow, Transformador de bloque, "Transformer datasheet.pdf".
- [7] TUSAN, Hoja de datos del transformador de poder, "7320181 placa característica.pdf".
- [8] TUSAN, Certificado de pruebas, "Ensayos del transformador.pdf".
- [9] E. Sistémicos, Cálculo de Potencia Máxima 22040-INF-ORI-027 - PF Pataguilla - Informe PMAX.
- [10] E. Sistémicos, Cálculo de Mínimo Técnico 22040-INF-ORI-029 - PF Pataguilla - Informe MT.
- [11] Unilineal del PF PAT, "CAREN-EL-PL-071-R01B - Subestación Unilineal.pdf".
- [12] Hoja de datos transformador de bloque CT1 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030136".
- [13] Hoja de datos transformador de bloque CT2 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030117".
- [14] Hoja de datos transformador de bloque CT3 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030125".
- [15] CEA, Transformador de SSAA - Transformadores Pailamilla.





FIN DEL DOCUMENTO



ESTUDIOS
SISTEMICOS
POR UN MUNDO MAS RENOVABLE

www.estudiossistemicos.cl

Email: contacto@estudiossistemicos.cl

Fono: +562 3307 6960

Móvil: +569 7898 7194

Oficina Central
Padre Mariano Chaparro 3598, Macul,
Santiago – Chile.

