

INFORME PRELIMINAR

---

Informe de ensayos de prestación de  
servicios complementarios de control  
terciario de frecuencia

**PREPARADO PARA:**



**09 de enero, 2023**

[Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco]

# 1 ÍNDICE

1	ÍNDICE .....	3
2	Objetivo del Informe .....	4
3	Marco regulatorio .....	4
4	Descripción de la instalación.....	5
5	Descripción de los Ensayos .....	7
6	Resultados de los ensayos .....	8
6.1	Rampa de 12 MW/min.....	9
6.2	Rampa de 16 MW/min.....	10
6.3	Rampa de 20 MW/min.....	11
6.4	Rampa de 24 MW/min.....	12
6.5	Rampa de 28 MW/min.....	13
6.6	Resumen de los ensayos y comentarios .....	14
7	Conclusiones .....	16
8	Actas de pruebas.....	17
9	Anexos.....	17
9.1	Anexo 1 .....	17
9.2	Anexo 2 .....	20
9.3	Anexo 3 .....	22

## 2 Objetivo del Informe

El objetivo del informe es presentar los resultados de los ensayos que se realizaron a la central solar Luz del Norte en el contexto de la verificación de su capacidad para prestar Servicios Complementarios (SSCC), particularmente la capacidad de participación en Control Terciario de Frecuencia.

## 3 Marco regulatorio

A continuación, se revisa el marco regulatorio aplicable a la verificación de instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios. En particular, se revisan los aspectos aplicables a parques fotovoltaicos, para el Servicio Complementario (SC) de Control Terciario de Frecuencia (CTF).

### **Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC)**

De acuerdo al artículo 4-5 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), la verificación de instalaciones existentes para la prestación de SSCC se realiza de acuerdo a las instrucciones que el Coordinador ha definido en los **Instructivos Técnicos para la Verificación de Instalaciones**, y lo dispuesto en la NT SSCC. El Anexo Técnico “**Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC**” contiene las formalidades y descripción mínima de los requerimientos para el Proceso de Verificación de instalaciones existentes para la prestación de SSCC (Artículo 4-15 NT SSCC).

Según el artículo 4-8 de la NT SSCC, se deberá comprobar que las instalaciones cumplan con los requisitos técnicos establecidos en la definición de los SSCC establecida en la Resolución SSCC.

### **Anexo Técnico de Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC (Anexo Técnico – NT SSCC)**

Los titulares o solicitantes del Proceso de Verificación deben entregar al Coordinador información técnica asociada a la cuantificación de recursos técnicos asociados a los SSCC de Control de Frecuencia y Control de Tensión que se indican en los Artículos 14 y 15 del Anexo Técnico.

De acuerdo al título IX del Anexo Técnico asociado a instalaciones que entregan el SC de CTF, se debe realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que la instalación dispone de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la disponibilidad y desempeño del servicio CTF, de acuerdo a lo indicado en los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS.

Adicionalmente, mediante mediciones en terreno, se debe verificar como mínimo que:

- La instalación y su recurso técnico cumple con los tiempos establecidos en la Resolución SSCC para distintos valores de reserva de CTF, y
- La tasa de reducción y toma de carga de la instalación puede ser ajustada en un rango determinado.

En atención a los requerimientos normativos exigidos en el marco regulatorio, en la sección 5 de este documento se indican los ensayos realizados por parte del Experto Técnico, en conjunto con la empresa solicitante, para realizar las pruebas y obtener los resultados y mediciones que permitan verificar la capacidad de entregar el SSCC de CTF de la planta solar Luz del Norte.

## **4 Descripción de la instalación**

El parque fotovoltaico Luz del Norte se ubica en la comuna de Copiapó, región de Atacama. El parque consiste en un arreglo de 172 inversores “SMA Sunny Central 800 CP” con una potencia aparente máxima de 880 [kVA] a 25 [°C] cada uno.

Debido a las condiciones geográficas donde la central se encuentra localizada, la salida de los inversores se reduce a una potencia aparente máxima de 820 [kVA] y son operados para exportar una potencia activa de 795.4 [kW].

Para coleccionar la potencia de los inversores se utilizan 86 transformadores elevadores de 3 devanados 23/0.36/0.36 [kV] y 1.6/0.8/0.8 [MVA], por cada dos inversores se dispone de un transformador. La potencia de los transformadores elevadores es coleccionada a través de una barra a la cual se conecta el lado de baja tensión del transformador elevador 220/23 [kV] y 150 [MVA] de la subestación Luz del Norte. La subestación Luz del Norte se conecta al SEN en la Subestación Carrera Pinto en 220 [kV] a través de una línea de 2.6 [km] de longitud.

La Figura 1 obtenida del informe de validación de modelos de la central Luz del Norte presenta un diagrama de interconexión de los elementos del parque.

Para efectos de cuantificar distintas variables de interés, a partir de la base de datos DIgSILENT de Operación de Febrero 2022 que publicó el Coordinador en su sitio web se construyó un modelo simplificado de la central fotovoltaica Luz del Norte en una base de datos DIgSILENT (Figura 2). Se consideró además el banco de capacitores de 32 [MVAR] que está dentro de las instalaciones de la central en 23 [kV], el cual no está modelado en la citada base de datos DIgSILENT que publicó el Coordinador en su sitio web.

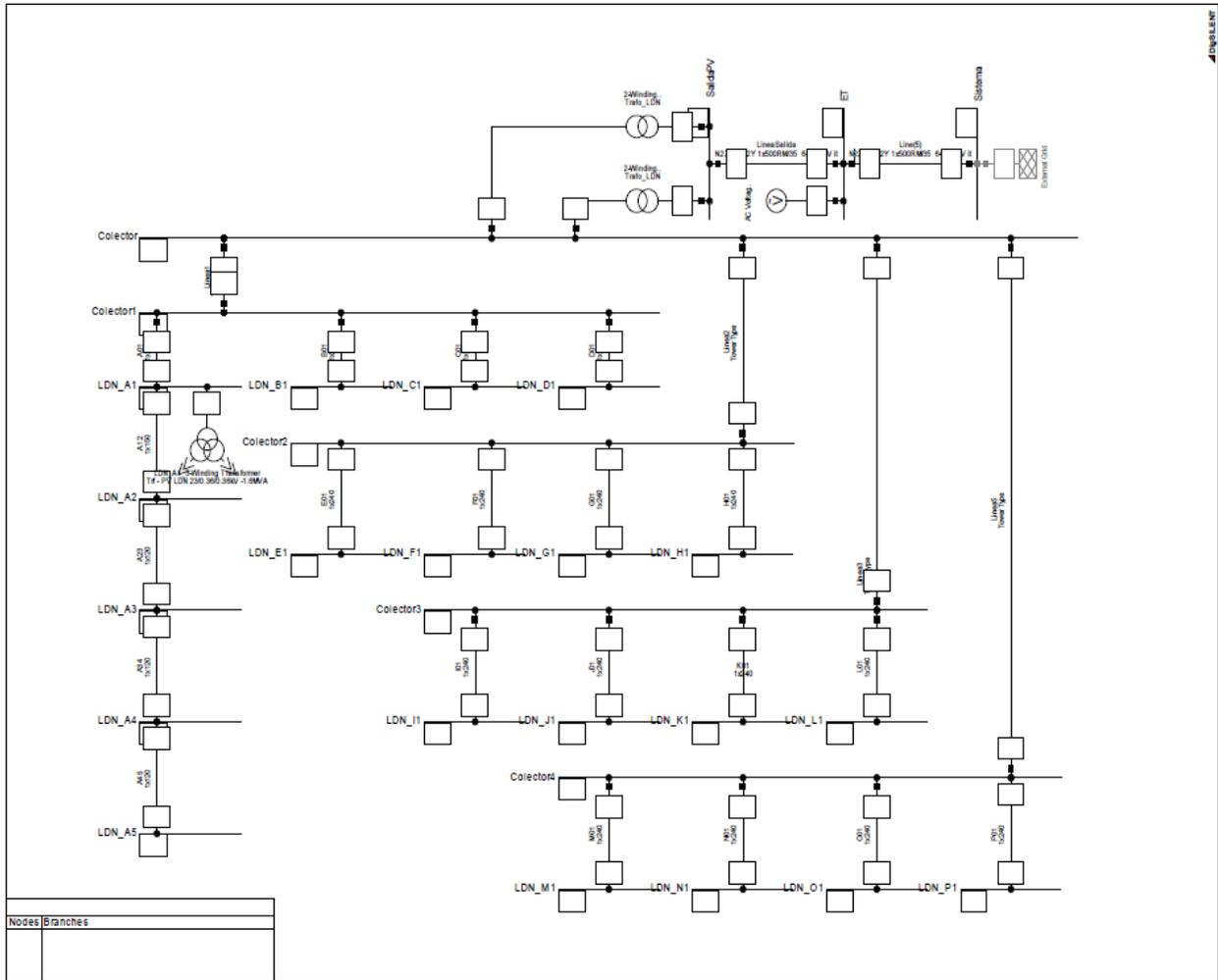


Figura 1: Diagrama de interconexión del parque. Fuente: Informe de Homologación validado por el Coordinador en sitio web de infotécnica "319\_Informe de Validación NT PV LDN.pdf".

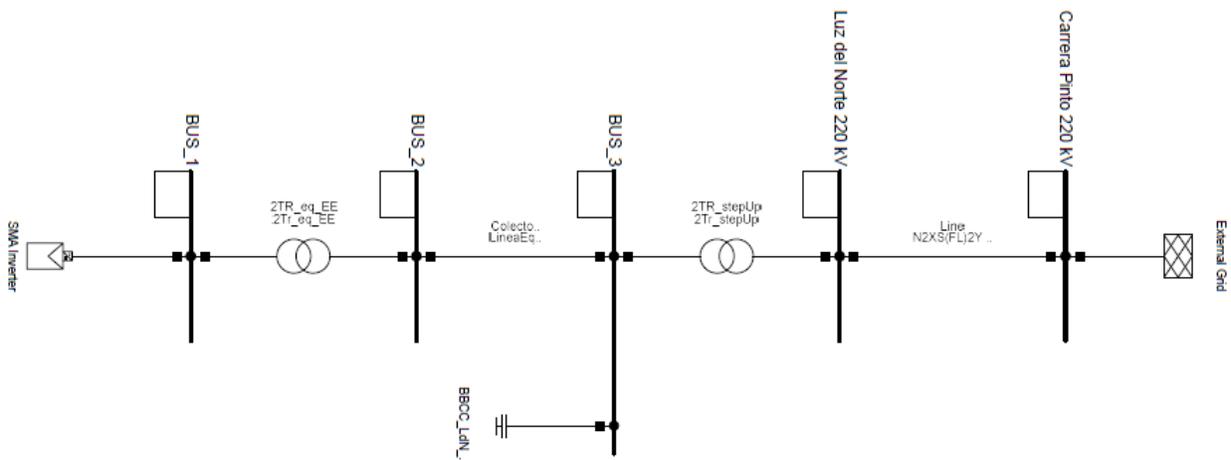


Figura 2: Diagrama del modelo simplificado de la central Luz del Norte implementado en DigSILENT.

## 5 Descripción de los Ensayos

### Objetivo del ensayo

Los ensayos de verificación para el SC CTF tienen por objetivo verificar la respuesta de la instalación ante instrucciones de modificar su intercambio de potencia de acuerdo a los requerimientos asociados al servicio. De acuerdo a la Resolución SSCC y al Informe de SSCC vigente, se define para el SC de CTF los siguientes tiempos asociados a la prestación del servicio:

- Tiempo de inicio de activación: 5 minutos a partir de la instrucción del Coordinador,
- Tiempo total de activación: 15 minutos a partir de la instrucción del Coordinador, y
- Máximo tiempo de entrega: 1 hora.

### Antecedentes relacionados a los Instructivos Técnicos

El instructivo técnico de verificación de SSCC de Control de Frecuencia, para el caso del CTF, indica que “El CTF se define en función de las tasas de subida y bajada de carga de las unidades, considerando los tiempos definidos en el informe de Servicios Complementarios vigente”. Se indica que, para todas las tecnologías, debe determinarse los rangos de tasa de toma de carga disponible dadas por el fabricante y las determinadas en forma empírica dadas las condiciones actuales de las instalaciones. Al respecto:

- i. Se debe medir la tasa de subida y bajada de carga de la unidad en todo el rango de operación, desde mínimo técnico hasta potencia máxima, en cada una de las tasas disponibles de ajuste de la unidad.
- ii. Dado el punto i. anterior, se debe determinar en qué rangos se puede ajustar dicha tasa de subida/bajada de carga y si esta tiene algún tipo de limitación según el nivel de potencia en que se encuentre.

### Ensayos

En atención a los requerimientos indicados en el Artículo 3-17 de la NTSyCS, se procederá a ejecutar ensayos ajustando las tasas de subida y bajada de carga de la unidad en 5 configuraciones en el rango 12 MW/min a 28 MW/min. Para cada valor de tasa de toma y reducción de carga, el procedimiento es el siguiente:

1. Durante la operación normal de la planta, se cambia la consigna de potencia activa a su nivel de potencia nominal, de acuerdo a la disponibilidad del insumo primario registrada en ese instante durante la prueba;
2. Se configura la tasa de subida y bajada de carga de la planta, en MW/min;
3. Se cambia la consigna de potencia activa a su nivel de mínimo técnico;
4. Se registran las variables principales del convertidor y potencia activa generada del parque, así como también cualquier observación que pueda surgir durante las mediciones;
5. Se cambia la consigna de potencia activa a su nivel de potencia nominal, de acuerdo a la disponibilidad del insumo primario registrada en ese instante durante la prueba;

6. Se registran las variables principales del convertidor y potencia activa generada del parque, así como también cualquier observación que pueda surgir durante las mediciones;
7. Se configura una nueva tasa de subida y bajada de carga de la planta, en MW/min, y se repite el procedimiento desde el punto 3 hasta que se hayan probado todas las tasas de subida y bajada de carga en el rango de pruebas.

### Consideraciones de seguridad

Los ensayos se realizaron en coordinación con el operador de la planta y el operador de la red, verificando constantemente que las variables registradas (tensión, potencia y frecuencia) estén dentro de los rangos de operación aceptables y que las referencias introducidas en el control de planta no provoquen una operación incorrecta de la planta y del sistema.

## 6 Resultados de los ensayos

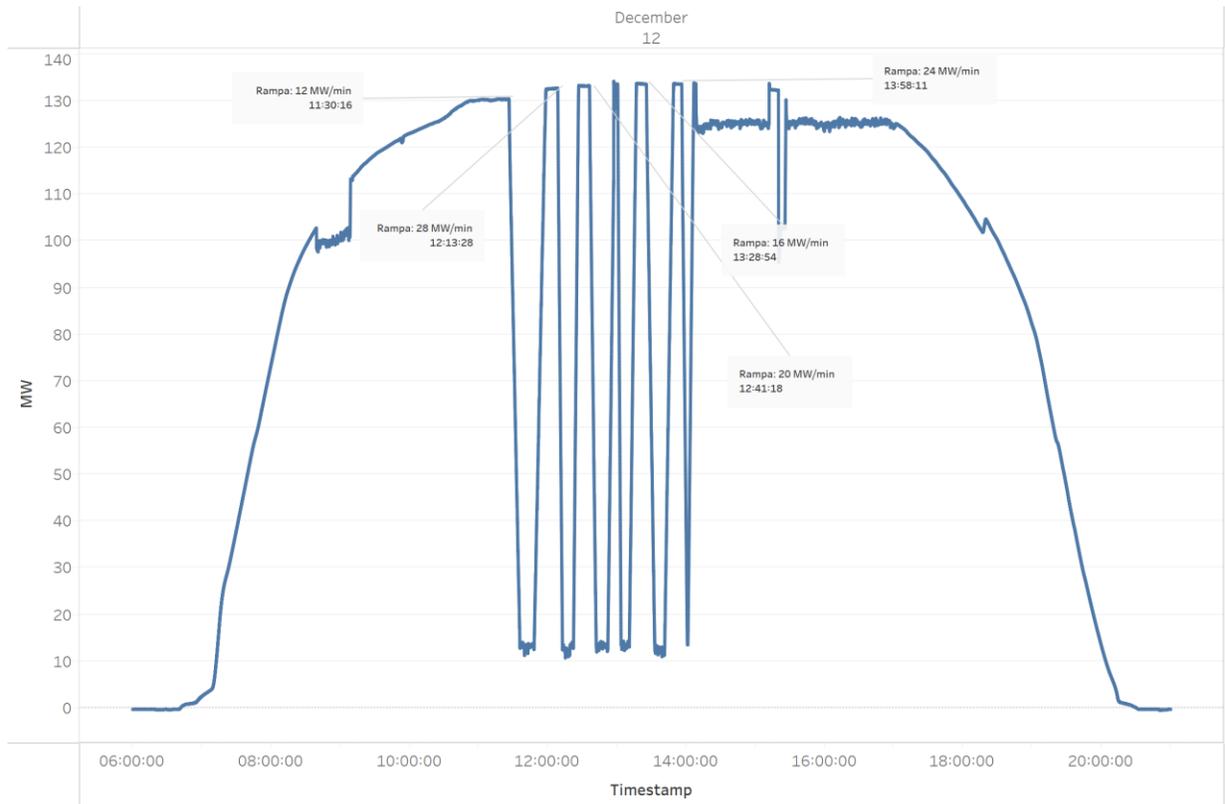
### Valores de rampa verificados mediante los ensayos

De acuerdo con la información entregada por First Solar, la central Luz del Norte puede ajustar su gradiente de toma de carga y reducción de carga entre 0 MW/min y 999 MW/min, independiente de su punto de operación. Se consideró para efecto de los ensayos los siguientes límites:

- Límite superior: Se consideró lo indicado en el artículo 3-17 de la NTSyCS que indica *“Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.”*. Dado que la potencia nominal de Luz del Norte es de 136.8 MW, **se consideró una máxima tasa de toma y reducción de carga de 28 MW/min.**
- Límite inferior: Se consideró el requerimiento de tiempos de aporte de CTF de acuerdo a lo indicado en la Resolución SSCC y el Informe de SSCC vigente. Se requiere que el tiempo de aporte sea de 15 minutos a partir de la instrucción del Coordinador. Dado que el tiempo máximo de inicio de activación es de 5 minutos a partir de la instrucción del Coordinador, **se consideró una mínima tasa de toma y reducción de carga de 12 MW/min**, que corresponde a la rampa en la que la central puede moverse en todo el rango entre su mínimo técnico (13,5 MW) y potencia máxima en una ventana de tiempo de 10 minutos aproximadamente.

Los ensayos fueron realizados para las siguientes tasas de toma de carga: 12 MW/min, 16 MW/min, 20 MW/min, 24 MW/min y 28 MW/min.

La Figura 3 ilustra el despacho de potencia activa de Luz del Norte durante el día de realización de los ensayos de CTF.



**Figura 3: Despacho de potencia activa de Luz del Norte durante las pruebas de CTF. Fecha: 12-12-2022.**

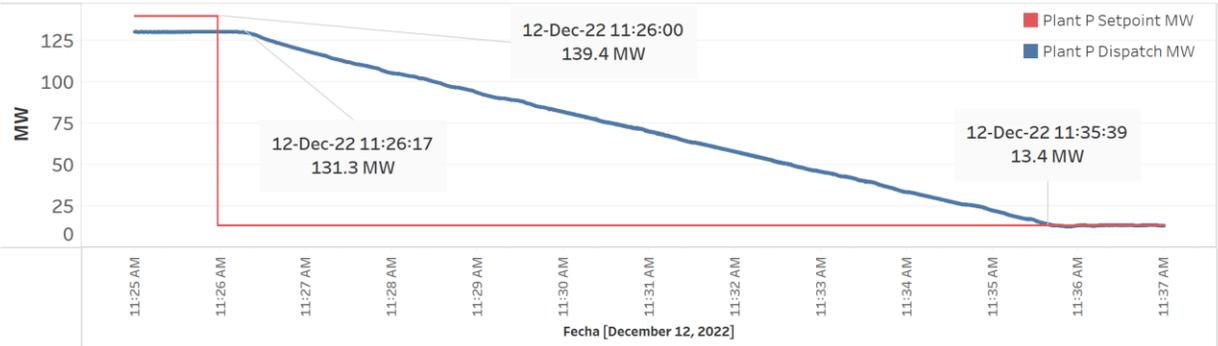
Se ensayaron rampas de 12, 28, 20, 16 y 24 MW/min, en ese orden, entre las 11:26 y las 14:08 horas. Para la ejecución de los ensayos se siguió el protocolo descrito en la sección 5 de este informe.

Durante el día de la realización de ensayos, se consideraron tiempos de aproximadamente 15 minutos entre cambios de rampa por instrucción del centro de despacho. Esta situación se mantuvo a lo largo de las pruebas, excepto en la última (24 MW/min) debido a una necesidad sistémica de mantener la generación de la planta con vertimiento ante una alta integración de energía solar.

### 6.1 Rampa de 12 MW/min

Se configuró la tasa de subida y bajada de carga de Luz del Norte en 12 MW/min. En la Figura 4 se presenta el despacho de potencia activa de Luz del Norte junto con la consigna de potencia activa que se instruyó al controlador de la planta entre las 11:25 y las 12:00 horas.

### CTF 12 MW/min Rampa a MT



### CTF 12 MW/min Rampa a Plena Carga

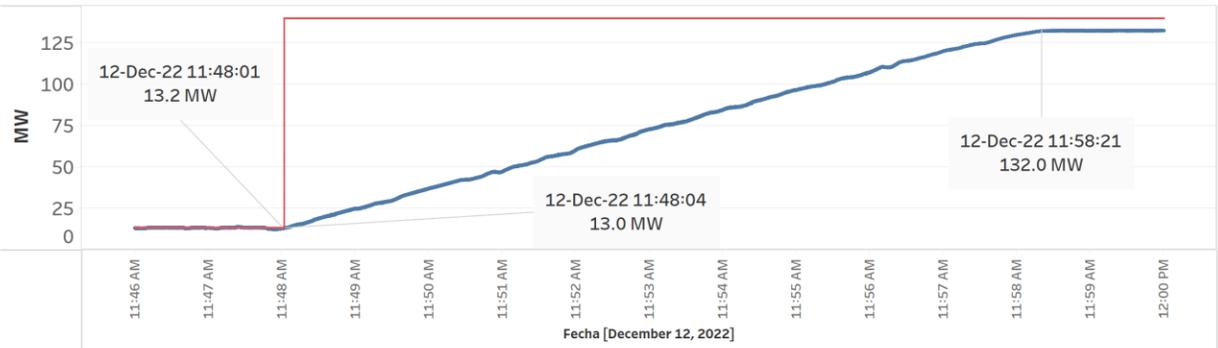


Figura 4: Resultados ensayo de rampa de 12 MW/min.

Las mediciones asociadas a los ensayos realizados se presentan en la Tabla 1 a continuación.

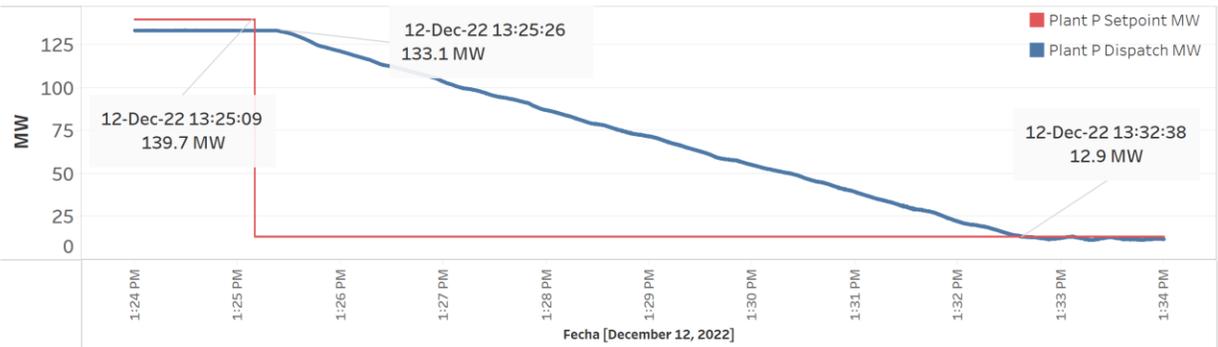
Tabla 1: Mediciones ensayos para rampa de 12 MW/min.

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
12 MW/min	Bajada	11:26:00	131.3	11:26:17	13.4	11:35:39	00:09:22	12.6
12 MW/min	Subida	11:48:01	13.2	11:48:04	132	11:58:21	00:10:17	11.6

## 6.2 Rampa de 16 MW/min

Se configuró la tasa de subida y bajada de carga de Luz del Norte en 16 MW/min. En la Figura 5 se presenta el despacho de potencia activa de Luz del Norte junto con la consigna de potencia activa que se instruyó al controlador de la planta entre las 13:24 y las 13:51 horas.

### CTF 16 MW/min Rampa a MT



### CTF 16 MW/min Rampa a Plena Carga

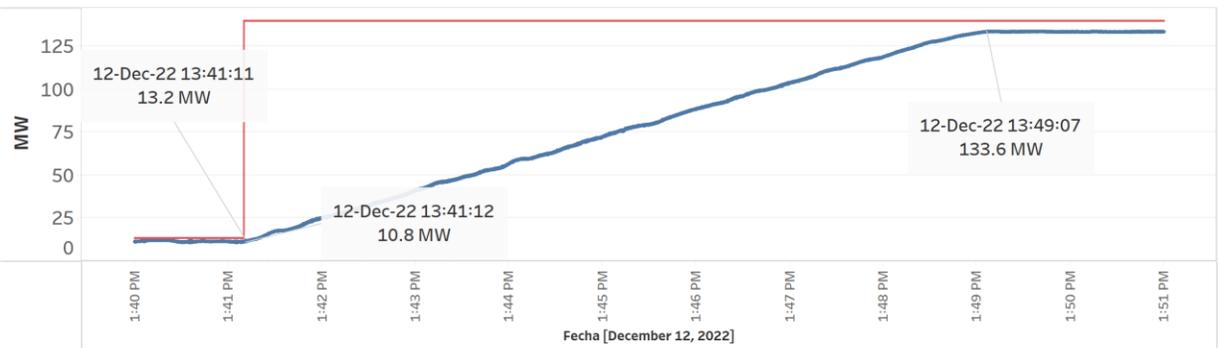


Figura 5: Resultados ensayo de rampa 16 MW/min.

Las mediciones asociadas a los ensayos realizados se presentan en la Tabla 2 a continuación.

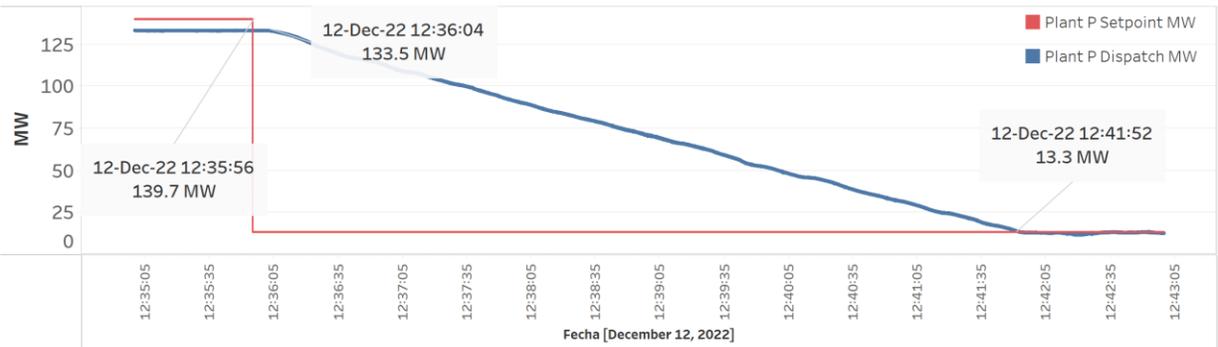
Tabla 2: Mediciones ensayos para rampa de 16 MW/min.

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
16 MW/min	Bajada	13:25:09	133.1	13:25:26	12.9	13:32:38	00:07:12	16.7
16 MW/min	Subida	13:41:11	10.8	13:41:12	133.6	13:49:07	00:07:55	15.5

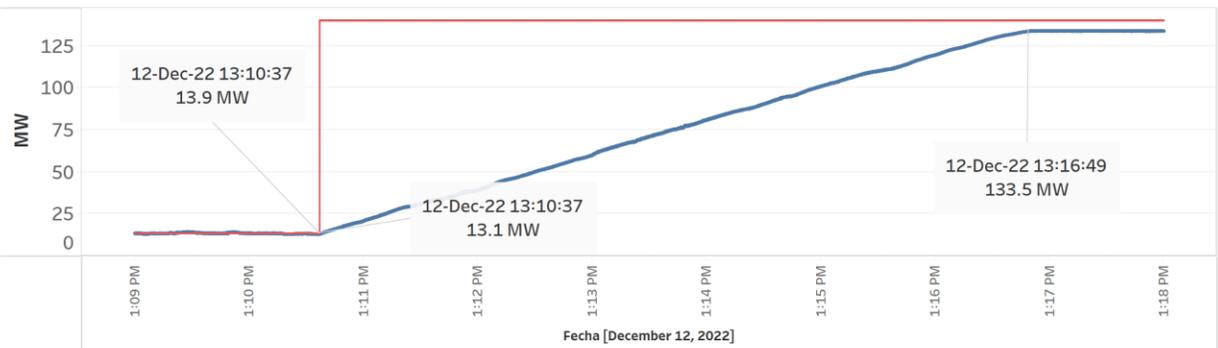
## 6.3 Rampa de 20 MW/min

Se configuró la tasa de subida y bajada de carga de Luz del Norte en 20 MW/min. En la Figura 6 se presenta el despacho de potencia activa de Luz del Norte junto con la consigna de potencia activa que se instruyó al controlador de la planta entre las 12:35 y las 13:18 horas.

### CTF 20 MW/min Rampa a MT



### CTF 20 MW/min Rampa a Plena Carga



**Figura 6: Resultados ensayo de rampa 20 MW/min.**

Las mediciones asociadas a los ensayos realizados se presentan en la Tabla 3 a continuación.

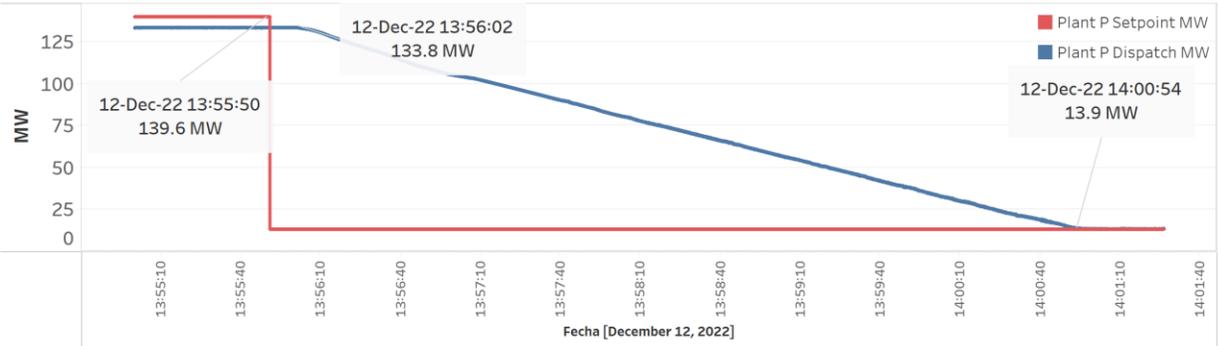
**Tabla 3: Mediciones ensayos para rampa de 20 MW/min.**

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
20 MW/min	Bajada	12:35:56	133.5	12:36:04	13.3	12:41:52	00:05:48	20.7
20 MW/min	Subida	13:10:37	13.1	13:10:37	133.5	13:16:49	00:06:12	19.4

## 6.4 Rampa de 24 MW/min

Se configuró la tasa de subida y bajada de carga de Luz del Norte en 24 MW/min. En la Figura 7 se presenta el despacho de potencia activa de Luz del Norte junto con la consigna de potencia activa que se instruyó al controlador de la planta entre las 13:55 y las 14:07 horas.

CTF 24 MW/min Rampa a MT



CTF 24 MW/min Rampa a Plena Carga

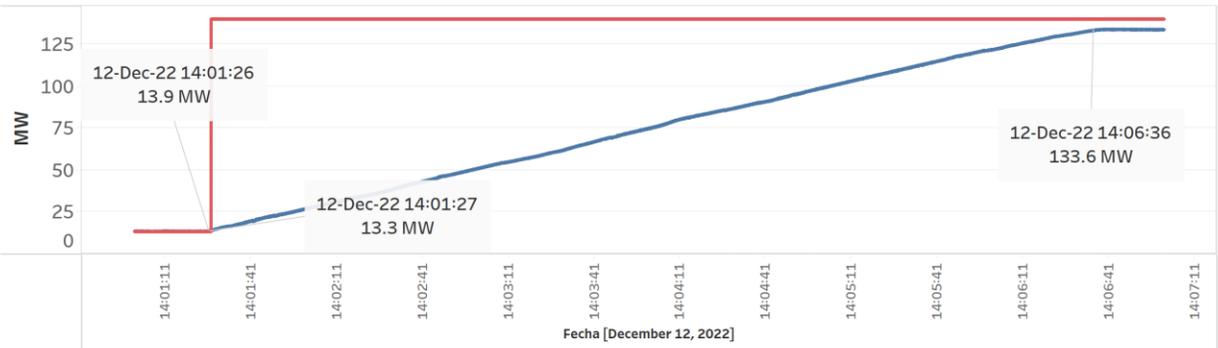


Figura 7: Resultados ensayo de rampa 24 MW/min.

Las mediciones asociadas a los ensayos realizados se presentan en la Tabla 4 a continuación.

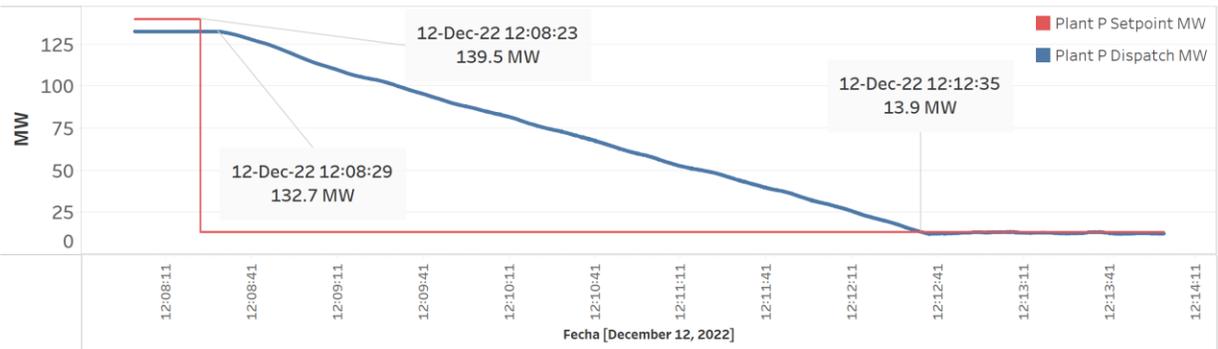
Tabla 4: Mediciones ensayos para rampa de 24 MW/min.

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
24 MW/min	Bajada	13:55:50	133.8	13:56:02	13.9	14:00:54	00:04:52	24.6
24 MW/min	Subida	14:01:26	13.3	14:01:27	133.6	14:06:36	00:05:09	23.4

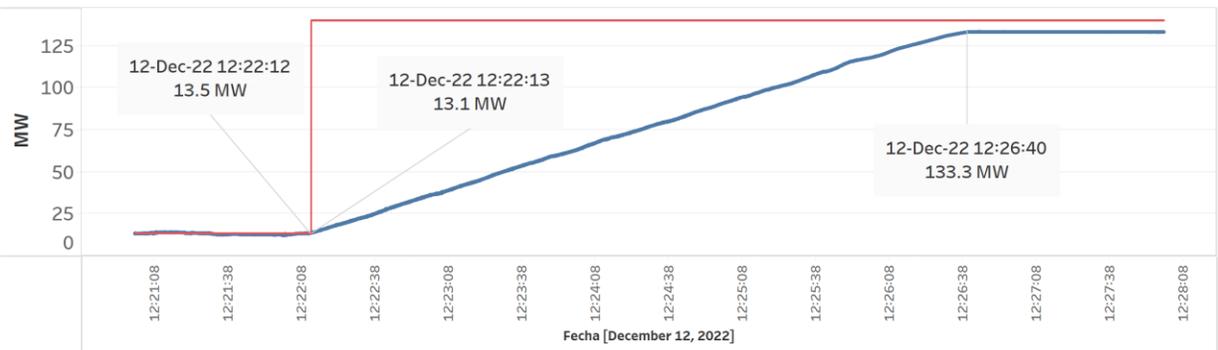
## 6.5 Rampa de 28 MW/min

Se configuró la tasa de subida y bajada de carga de Luz del Norte en 28 MW/min. En la Figura 8 se presenta el despacho de potencia activa de Luz del Norte junto con la consigna de potencia activa que se instruyó al controlador de la planta entre las 12:08 y las 12:28 horas.

### CTF 28 MW/min Rampa a MT



### CTF 28 MW/min Rampa a Plena Carga



**Figura 8: Resultados ensayo de rampa 28 MW/min.**

Las mediciones asociadas a los ensayos realizados se presentan en la Tabla 5 a continuación.

**Tabla 5: Mediciones ensayos para rampa de 28 MW/min.**

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
28 MW/min	Bajada	12:08:23	132.7	12:08:29	13.9	12:12:35	00:04:06	29.0
28 MW/min	Subida	12:22:12	13.05	12:22:13	133.3	12:26:40	00:04:27	29.8

## 6.6 Resumen de los ensayos y comentarios

La Tabla 6 resume los puntos alcanzados durante los ensayos y las mediciones de las tasas de subida y bajada de carga como resultado de la realización de las pruebas.

**Tabla 6: Resumen mediciones de los ensayos.**

Rampa configurada	Subida/Bajada	Hora Setpoint	Potencia Inicio (MW)	Hora Inicio	Potencia Fin (MW)	Hora Fin	Delta Tiempo	Rampa Medida (MW/min)
12 MW/min	Bajada	11:26:00	131.3	11:26:17	13.4	11:35:39	00:09:22	12.6
12 MW/min	Subida	11:48:01	13.2	11:48:04	132	11:58:21	00:10:17	11.6
16 MW/min	Bajada	13:25:09	133.1	13:25:26	12.9	13:32:38	00:07:12	16.7
16 MW/min	Subida	13:41:11	10.8	13:41:12	133.6	13:49:07	00:07:55	15.5
20 MW/min	Bajada	12:35:56	133.5	12:36:04	13.3	12:41:52	00:05:48	20.7
20 MW/min	Subida	13:10:37	13.1	13:10:37	133.5	13:16:49	00:06:12	19.4
24 MW/min	Bajada	13:55:50	133.8	13:56:02	13.9	14:00:54	00:04:52	24.6
24 MW/min	Subida	14:01:26	13.3	14:01:27	133.6	14:06:36	00:05:09	23.4
28 MW/min	Bajada	12:08:23	132.7	12:08:29	13.9	12:12:35	00:04:06	29.0
28 MW/min	Subida	12:22:12	13.05	12:22:13	133.3	12:26:40	00:04:27	29.8

Respecto de los ensayos, se tienen las siguientes observaciones:

1. Las rampas efectivamente medidas para los ensayos de 12, 16, 20 y 24 MW/min tienden a:
  - Ser más rápidas (hasta 0.7 MW/min más rápido) en el caso de las tasas de bajada de carga.
  - Ser más lentas (hasta 0.6 MW/min más lento) en el caso de las tasas de subida de carga.
2. Las rampas efectivamente medidas para los ensayos de 28 MW/min tienden a ser más rápidas (hasta 1.8 MW/min más rápido) tanto en el caso de subida de carga como de bajada de carga.
3. En el caso de las pruebas de bajada de carga, la respuesta de la planta presenta un retraso entre el instante en que se envía el setpoint y el instante en que comienza la bajada de carga de la planta. Este retraso tuvo un valor máximo de 17 segundos en el caso de las rampas de 12 y 16 MW/min.
4. Durante los ensayos de rampa de subida de carga, con tasa de 20 MW/min, ocurrió una pérdida del lazo de control de la planta. El sistema SCADA pasó de modo "Closed Loop" a modo "Open Loop" de manera no anticipada. Por seguridad ante este tipo de eventos, la planta toma parámetros de referencia asociados a configuraciones predeterminadas y no considera las instrucciones de control del sistema SCADA. En la Figura 9 se aprecia el instante en que la planta pasó de modo "Closed Loop" a modo "Open Loop".

De acuerdo a First Solar, el error ya había sido advertido por personal de la planta y por el Coordinador. Este error se produjo por una falla en las comunicaciones dentro de la planta, siendo corregido en terreno por personal de la planta y por tanto no se volvió a presentar durante el resto del día de pruebas. En consecuencia, la prueba asociada a la subida de carga con una rampa de 20 MW/min tuvo que ser repetida.

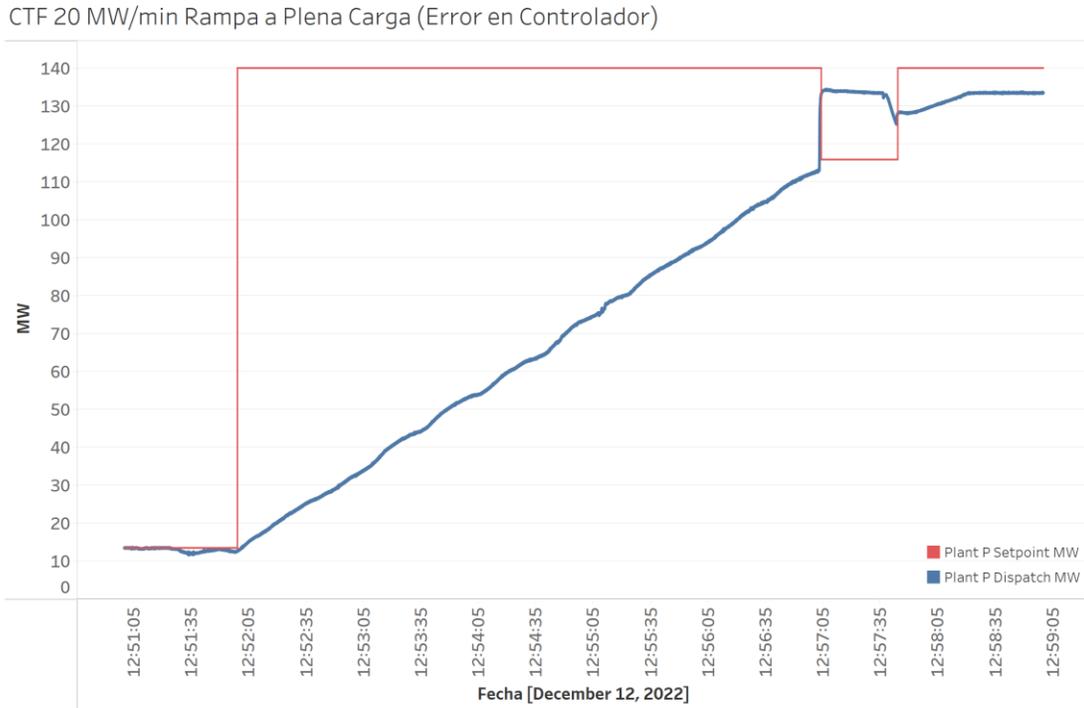


Figura 9: Falla de prueba de 20 MW/min por pérdida de lazo de control de la planta.

## 7 Conclusiones

Respecto de los ensayos para la verificación del Servicio Complementario de Control Terciario de Frecuencia, se tienen las siguientes conclusiones:

- Se concluye que el resultado de los ensayos fue satisfactorio, pues fue posible ensayar los distintos valores de tasas de subida de carga y bajada de carga esperados de acuerdo al protocolo de verificación de SC CTF aprobado por el Coordinador.
- Durante las pruebas de subida de carga y bajada de carga se presentó un retraso entre el instante en que la planta recibe la instrucción de subida o bajada de carga y el instante en que la planta comienza a ejecutar la acción solicitada. El retraso máximo medido fue de 17 segundos.

De acuerdo a lo indicado en la Resolución SSCC y en el Informe SSCC vigente, el retraso máximo permitido para considerar un desempeño correcto del CTF es de 300 segundos, por lo que Luz del Norte cumple esta exigencia para todas las tasas de subida y bajada de carga ensayadas.

- Durante las pruebas de subida y bajada de carga el máximo tiempo en que la planta logró desplegar la totalidad del recurso comprometido (diferencia entre Potencia Disponible y Mínimo Técnico) fue de 10 minutos con 20 segundos. Esto corresponde a la medición de subida de carga

con rampa de 12 MW/min y el tiempo se mide desde que se envió la instrucción a la planta (11:48:01) hasta que la planta llegó al punto de despacho solicitado (11:58:21), de acuerdo con la disponibilidad del insumo primario de ese momento.

De acuerdo a lo indicado en la Resolución SSCC y en el Informe SSCC vigente, el máximo tiempo permitido para el despliegue del recurso comprometido es de 15 minutos desde que se recibe la instrucción, por lo que Luz del Norte cumple esta exigencia para todas las tasas de subida y bajada de carga ensayadas.

- Durante los ensayos de rampa de subida de carga, con tasa de 20 MW/min, ocurrió una pérdida del lazo de control de la planta. El sistema SCADA pasó de modo “Closed Loop” a modo “Open Loop” de manera no anticipada. Por seguridad ante este tipo de eventos, la planta toma parámetros de referencia asociados a configuraciones predeterminadas y no considera las instrucciones de control del sistema SCADA.

Este tipo de eventos:

- Podría significar un desempeño insuficiente en la entrega del servicio si, ante una ocurrencia, no es corregido oportunamente.
- Podría llevar al sistema a un estado de alerta o emergencia por el potencial desbalance entre oferta y demanda debido al incumplimiento de la consigna solicitada a la planta para la entrega del CTF.

Mediante los ensayos, se verifica que Luz del Norte es apto técnicamente para entregar el Servicio Complementario de Control Terciario de Frecuencia. Sin embargo, es deseable que se corrija el error asociado a comunicaciones internas de la planta (individualizado en la sección 6.6, numeral 4) para asegurar el desempeño correcto en la entrega del servicio.

## **8 Actas de pruebas**

Se entregan archivos Excel correspondiente a las Actas de Prueba de los ensayos del día 12-12-2022.

## **9 Anexos**

### **9.1 Anexo 1**

Capacidad mínima técnica del parque fotovoltaico Luz del Norte.

La planta dispone de una configuración de control sobre los inversores que implica que un pequeño grupo se encuentra siempre generando a su potencia máxima disponible y fuera del modo “curtailment”, estos se llaman inversores de referencia y representan el 9,88% de la potencia máxima disponible en cada instante.

Para recortes de generación con ocasión de la provisión de servicios complementarios u otros motivos que sean ordenados por el Coordinador, la planta no podrá bajar a menos de la potencia de estos inversores de referencia.

La metodología proviene del artículo *“Highly Accurate Method for Real-Time Active Power Reserve Estimation for Utility-Scale PV Power Plants”*<sup>1</sup>. La implementación de esta metodología en la planta se ilustra en la siguiente figura:

---

<sup>1</sup> Gevorgian, Vahan. *Highly Accurate Method for Real-Time Active Power Reserve Estimation for Utility-Scale Photovoltaic Power Plants*. United States. <https://doi.org/10.2172/1505550>

LDN total inverters: 172

Reference Inverters: 17 (9,88% of the plant capacity)

Block 01	Block 02	Block 03	Block 04
PCS-04-B	PCS-03-B	PCS-01-B	PCS-07-A
PCS-07-B	PCS-05-B	PCS-03-B	PCS-09-A
PCS-15-B	PCS-10-B	PCS-13-A	PCS-15-A
PCS-17-B	PCS-19-B	PCS-18-A	PCS-17-A
			PCS-19-A

$N_{total} = 172$

$N_{zones} = 17$

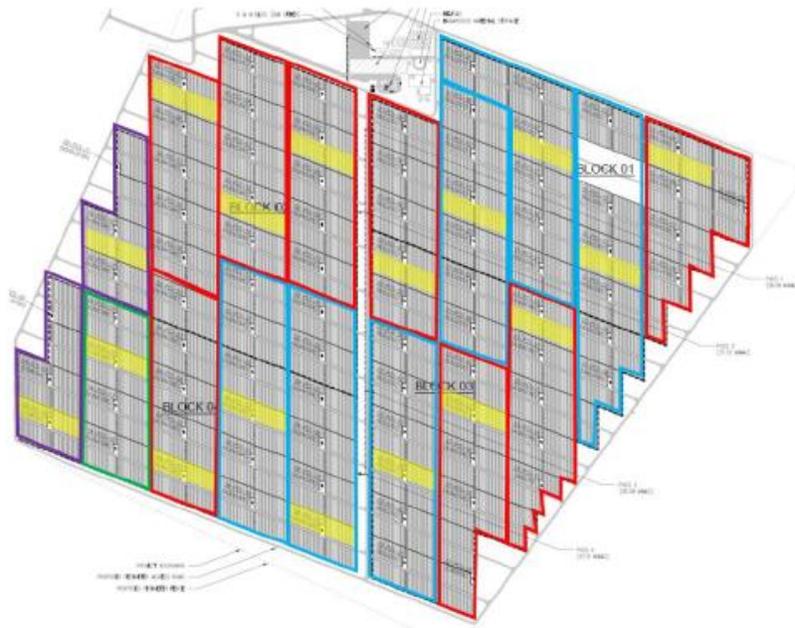


Figure 1. Reference Inverters (Yellow).

$$\begin{aligned}
 P_{total,max}^{est} = & 6 * (P_{PCS-19-B}^{Block 02} + P_{PCS-19-A}^{Block 04}) + 8 * (P_{PCS-09-A}^{Block 04}) + 10 * (P_{PCS-04-B}^{Block 01} + P_{PCS-01-B}^{Block 03} \\
 & + P_{PCS-03-B}^{Block 03} + P_{PCS-13-A}^{Block 03} + P_{PCS-03-B}^{Block 02} + P_{PCS-05-B}^{Block 02} + P_{PCS-10-B}^{Block 02} + P_{PCS-17-A}^{Block 04}) \\
 & + 12 * (P_{PCS-07-B}^{Block 01} + P_{PCS-15-B}^{Block 01} + P_{PCS-17-B}^{Block 01} + P_{PCS-18-A}^{Block 03} + P_{PCS-07-A}^{Block 04} \\
 & + P_{PCS-15-A}^{Block 04})
 \end{aligned}$$

Figura 10: Metodología de inversores de referencia en planta Luz del Norte.

## 9.2 Anexo 2

Placa característica de los inversores (Fuente: “319\_Informe de Validacion NT PV LDN.pdf”).

Technical Data	Sunny Central 800CP XT
<b>Input (DC)</b>	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	898 kW
Min. input voltage / max. input voltage	500 V / 1,000 V
$U_{MPP\_min}$ at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 50 Hz) <sup>1, 2</sup>	641 to 850 V / 583 to 850 V
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz) <sup>1, 2</sup>	641 to 850 V / 583 to 850 V
Rated input voltage	641 V
Max. input current	1,400 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotect)
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (@ 25 °C) / nominal AC power (@ 50 °C)	880 kVA / 800 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	360 V / 324 to 414 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1,411 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency<sup>3</sup></b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%
<b>Protective devices</b>	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch / circuit breaker (Optiprotect)
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III

### General data

Dimensions (W / H / D)	2,562 / 2,272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight in kg	1,900 kg / 4,200 lb
Operating temperature range	-25 to +62 °C / -13 to +144 °F
Noise emission <sup>4</sup>	61 dB(A)
Max. self-consumption (operation) <sup>5</sup> / self-consumption (night)	1,900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3,000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotect) / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
Communication with Sunny String-Monitor	RS485 / none (Optiprotect)
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC conformity, CE conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8 <sup>6</sup> , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 <sup>7</sup>
● Standard features   ○ Optional features   – Not available	
Type designation	SC 800CP-10

1) At 1.05 U<sub>AC, nom</sub> and cos φ = 1

2) Further AC voltages, DC voltages and power classes can be configured (for more detailed information, see technical information "Innovations\_CP" at www.SMA.de)

3) Efficiency measured without internal power supply

4) Sound pressure level at a distance of 10 m

5) Self-consumption at rated operation

6) With complete dynamic grid support

7) Designed and type-tested in accordance with IEEE 1547, serial tests optional available

### 9.3 Anexo 3

Se adjuntan como anexo los siguientes archivos:

- Base de datos DigSILENT “LdN\_model.pfd”
- Documento “Reference Inverters V4.pdf”
- Documento “PQ\_PFV LUZ DEL NORTE.pdf”
- Documento “TL2988-A11-R03 Nameplate.pdf”
- Documento “EE-EN-2016-0142-RA\_Informe\_de\_Validacion\_NT\_PV\_Luz\_del\_Norte.pdf”
- Documento “pmu010000-sp-en-20210416-pmu-datasheet.pdf”
- Documento “INSTALACION BANCO DE CONDENSADORES LDN - 06.04.16.pdf”
- Documento “DiagramaPQ\_TMax.pdf”
- Archivo “DiagramaPQ\_TMax.csv”