

INFORME PRELIMINAR – Versión 2

Informe de ensayos de prestación de
servicios complementarios de control de
tensión

PREPARADO PARA:



19 de mayo, 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	12
6.1	Verificación del diagrama PQ Teórico Máximo.....	16
6.1.1	Ensayos por sobre la exigencia indicada en la NTSyCS	16
6.1.2	Ensayos limitados a la exigencia indicada en el artículo 3-9 de la NTSyCS.....	19
6.2	Ensayos para la verificación de respuesta del control de tensión/potencia reactiva	23
6.2.1	Ensayos de control de tensión	23
6.2.2	Ensayos de control de potencia reactiva	25
6.2.3	Ensayos de control de factor de potencia.....	26
6.3	Ensayos para la verificación del control dinámico de tensión	29
7	Conclusiones	31
8	Actas de pruebas.....	32
9	Anexos.....	32
9.1	Anexo 1	32
9.2	Anexo 2	35
9.3	Anexo 3	37

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 su capacidad para prestar Servicios Complementarios (SSCC), particularmente la capacidad de participación en Control de Tensión.

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 de Tensión (CT).

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 XI del Anexo Técnico asociado a instalaciones que entregan el SC de CT, 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 CT, de acuerdo con lo establecido en la NT SSCC.

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de tensión/potencia reactiva de las instalaciones. Para estos efectos, se debe evaluar:

- La respuesta de los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva del parque,
- Que las protecciones permiten operar el parque dentro de los límites de operación en sobretensión y subtenensión de acuerdo al capítulo 5 de la NTSyCS,
- Que la respuesta del parque ante variaciones rápidas de la tensión, frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 3-8 de la NTSyCS,

- Que el diseño de las instalaciones asegura que el parque fotovoltaico puede operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas en el Artículo 3-9 de la NTSyCS, y
- Que la curva P-Q del parque cumpla con las exigencias indicadas en el Artículo 3-9 de la NTSyCS.

Se debe verificar la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva ante distintas condiciones de operación en tensión, de acuerdo a la capacidad técnica declarada por el titular, en condición de tensión nominal y ante variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 7\%$ de la tensión nominal.

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 CT 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 colectada 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.

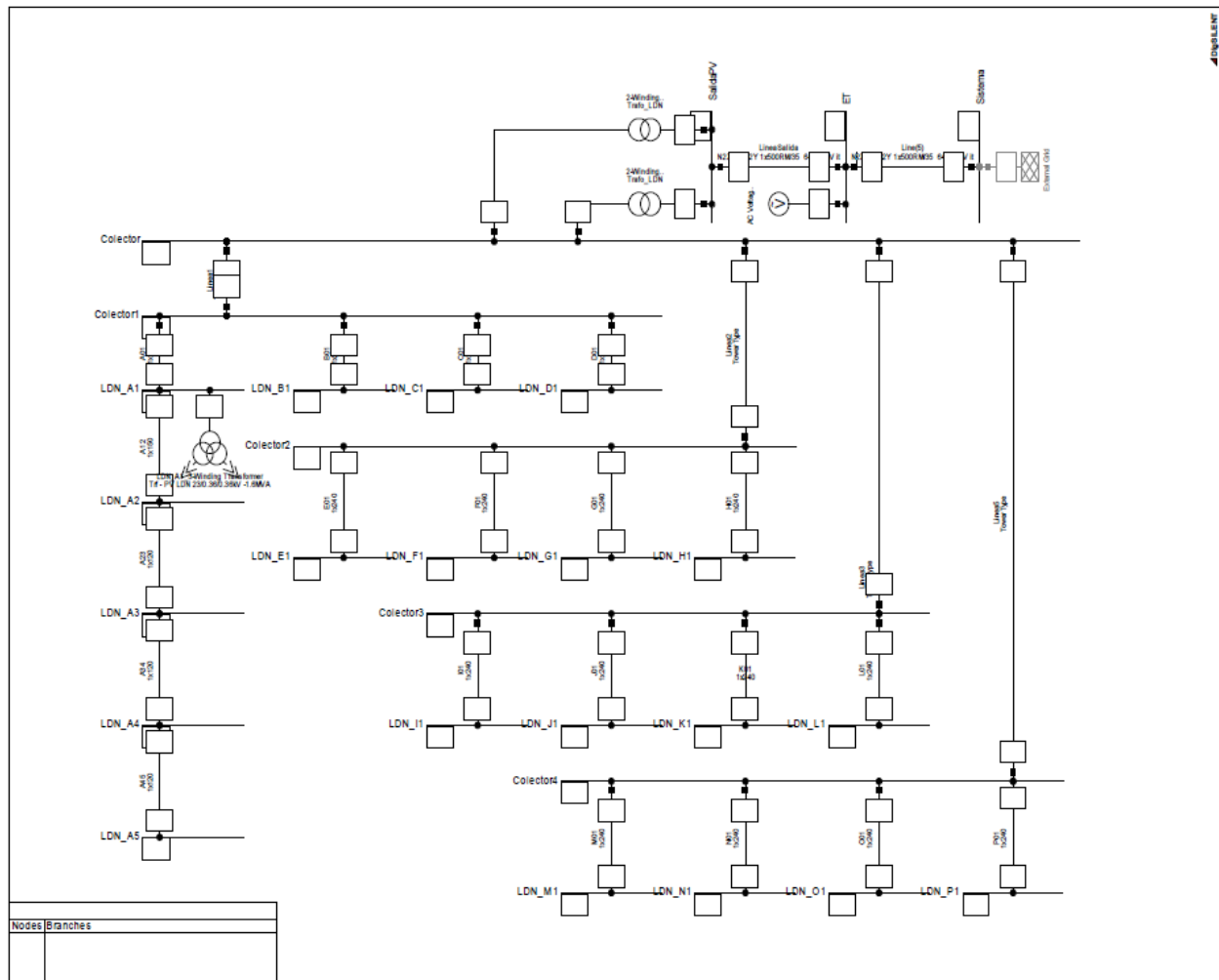


Figura 1: Diagrama de interconexión del parque. Fuente: Informe de Homologación validado por el Coordinador en sitio web de infotécnica “319_Informe de Validacion NT PV LDN.pdf”.

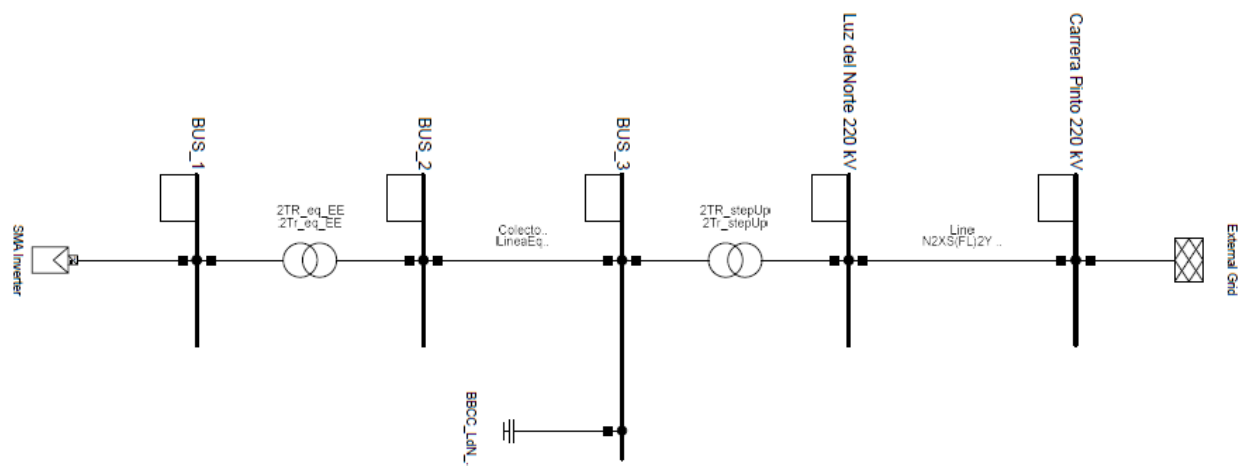


Figura 2: Diagrama del modelo simplificado de la central Luz del Norte implementado en DigSILENT.

5 Descripción de los Ensayos

Objetivo del ensayo

Los ensayos de verificación para el SC CT tienen por objetivo verificar que la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de tensión/potencia reactiva de la instalación ensayada cumple con los requisitos técnicos asociados al servicio. De acuerdo a la Resolución SSCC y al Informe SSCC vigente, se distinguen los siguientes tipos de requerimientos para parques fotovoltaicos:

- Control estático: Corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. Los requerimientos mínimos para parques fotovoltaicos se indican en el Artículo 3-9 de la NTSyCS.
- Control dinámico: Corresponde a la actuación del regulador de tensión sobre sus equipos de generación (o equipos de suministro de potencia reactiva) para contribuir a mantener la tensión en los niveles admisibles de acuerdo a la NTSyCS. Se debe verificar que el regulador de tensión actúa en conformidad a los Artículos 3-8 y 3-9 de la NTSyCS.

Antecedentes relacionados a los Instructivos Técnicos

El instructivo técnico de verificación de SSCC de Control de Tensión solicita hacer revisiones previas a los ensayos. Al respecto, se debe:

- a. Verificar visualmente que el cableado e identificación de equipos estén conforme a los planos y diseño de ingeniería implementado en cada uno de los circuitos involucrados, como son:
 - i. Circuitos de medición y/o adquisición,
 - ii. Circuitos de control,
 - iii. Esquemas de protecciones.
- b. Verificar en sitio que se disponga de los recursos necesarios para establecer la comunicación con los relés involucrados:
 - i. PC y Software,
 - ii. Cables de conexión,
 - iii. Personal con conocimiento para la operación de estos equipos,
 - iv. Comprobar que el Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones involucradas entregado es el vigente.

Los ensayos a ejecutar para parques fotovoltaicos tienen el objetivo de estudiar los equipos de control de tensión/potencia reactiva de la planta para verificar:

- i. La respuesta de los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva,
- ii. Las protecciones del parque permiten operar en los límites establecidos en el capítulo 5 de la NTSyCS,

- iii. La respuesta de la planta ante variaciones rápidas de tensión cumple con lo indicado en el Artículo 3-8 de la NTSyCS,
- iv. Si la planta puede operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos para tensiones en estado normal, en las zonas definidas en el Artículo 3-9 de la NTSyCS,
- v. La curva P-Q del parque en el punto de conexión de acuerdo al Artículo 3-9 de la NTSyCS.

Ensayos

1. Ensayos para la verificación de respuesta del control de tensión/potencia reactiva

De acuerdo con el informe de protocolo de verificación de SSCC aprobado por el Coordinador, se realizaron los siguientes ensayos para verificar que tanto los inversores como el parque en su conjunto responden adecuadamente a escalones en la referencia del control de tensión/potencia reactiva.

Antes de realizar los ensayos, se ajustaron las referencias de tensión, potencia reactiva, o factor de potencia, según corresponda, para asegurar que el parque dispone de suficientes reservas de potencia reactiva de acuerdo a su punto de despacho.

Los ensayos se ejecutaron tanto a nivel de planta como a nivel de inversores. En el caso de los inversores, se ensayó para el inversor PCS 09 A del Bloque 1 (inversor cercano) y para el inversor PCS 22 A del Bloque 3 (inversor lejano). En el caso del control de planta se ensayó los modos de control de: tensión, potencia reactiva y factor de potencia. En el caso del control de inversores, solamente se ensayó el modo de control de factor de potencia, pues la interfaz de control del sistema SCADA de la planta solo permitía esta opción (ver Figura 3).

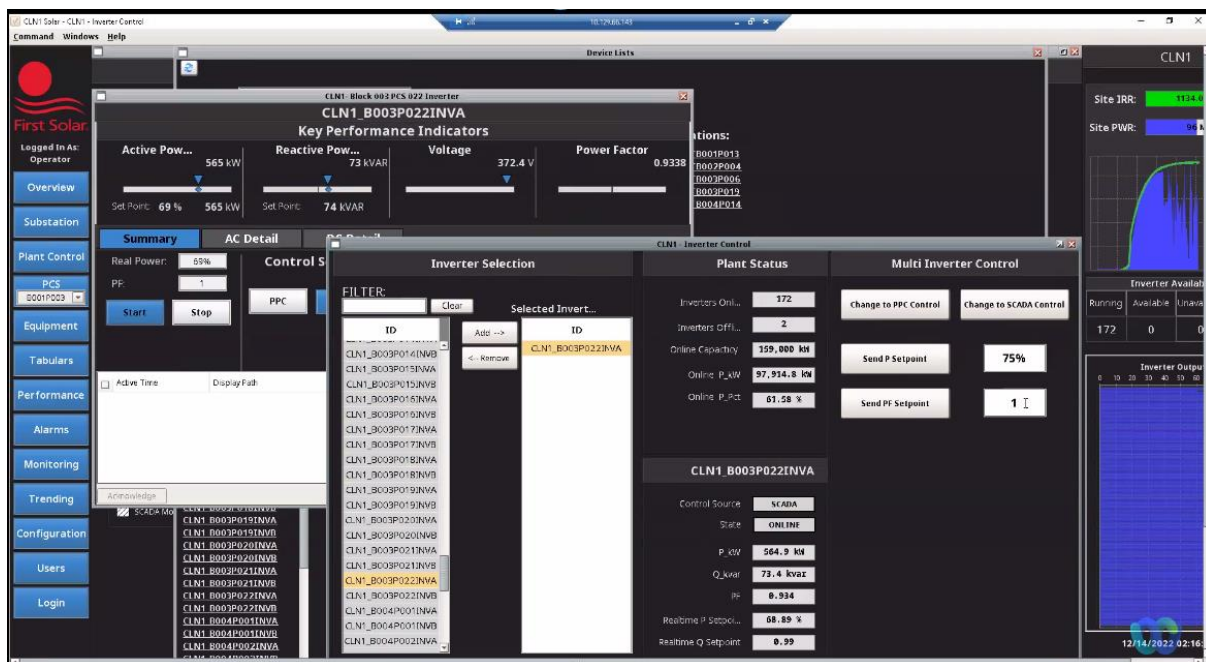


Figura 3: Interfaz de control del sistema SCADA. Solo se permite enviar *setpoints* de potencia activa y de factor de potencia en el modo de control de inversores.

El procedimiento de los ensayos fue el siguiente:

1. Se coloca la planta en **modo control de tensión**. Se aplica un escalón de tensión de 3% en la referencia.

1. Se coloca la planta en **modo control de tensión**. Se aplica un escalón de tensión de 3% en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento de la tensión.
2. Se elimina el escalón de 3% en la referencia, se espera hasta el establecimiento de la señal de tensión y se aplica un escalón de -3% en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento de la tensión.
3. Se elimina el escalón de -3% en la referencia, se espera hasta el establecimiento de la señal de tensión y se coloca la planta en **modo control de factor de potencia**.
4. Se aplica un escalón de factor de potencia que genera una variación de potencia reactiva de 10% en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento del factor de potencia.
5. Se elimina el escalón de 10% en la referencia, se espera hasta el establecimiento del factor de potencia y se aplica un escalón de factor de potencia que genera una variación de -10% de potencia reactiva en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento del factor de potencia.
6. Se elimina el escalón de -10% en la referencia, se espera hasta el establecimiento del factor de potencia y se coloca la planta en **modo control de potencia reactiva**.

7. Se aplica un escalón de potencia reactiva de 10% en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento de la potencia reactiva.
8. Se elimina el escalón de 10% en la referencia, se espera hasta el establecimiento del factor de potencia y se aplica un escalón de -10% de potencia reactiva en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento de la potencia reactiva.

Ensayos a nivel inversor

1. Se coloca el inversor en **modo control factor de potencia**. Se aplica un escalón de potencia reactiva de 10% en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento del factor de potencia.
2. Se elimina el escalón de 10% en la referencia, se espera hasta el establecimiento del factor de potencia y se aplica un escalón de -10% de potencia reactiva en la referencia. Se registra la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva hasta 30 segundos después del establecimiento del factor de potencia.
3. Se elimina el escalón de -10% en la referencia, se espera hasta el establecimiento del factor de potencia.

2. Ensayos de verificación de los Diagramas PQ del Parque

Se realizaron los siguientes ensayos a modo de verificar la capacidad de inyección y absorción de reactivos del parque de acuerdo al Diagrama PQ Teórico Máximo. Se realizaron pruebas de control estático y de control dinámico, de acuerdo a lo solicitado en el respectivo Instructivo Técnico de Verificación.

Según lo informado por Luz del Norte, el parque fue diseñado y construido antes de que entrara en vigencia la norma que exige que los parques fotovoltaicos puedan entregar reactivos en ausencia del recurso primario, por lo que el parque no cuenta con esta funcionalidad. En vista de los antecedentes, no se realizarán pruebas en ausencia del recurso primario.

2.a) Control Estático

Se seleccionaron 4 puntos de despacho de potencia activa: un punto igual a la potencia máxima de la planta (P_{max}) limitado por el recurso solar disponible en el horario de realización de las pruebas, un punto igual a la potencia mínima técnica de la planta (P_{min}), y dos puntos intermedios equidistantes a los límites P_{max} y P_{min} (P_{int1} , P_{int2}).

El procedimiento de los ensayos es el siguiente:

1. Se coloca el PPC de la planta en **modo control de potencia reactiva**.
2. Se ajusta el despacho de potencia activa a P_{max} y se solicita al PPC la máxima absorción de potencia reactiva. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.
3. Se ajusta el despacho de potencia activa a P_{int1} y se solicita al PPC la máxima absorción de potencia reactiva. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.
4. Se ajusta el despacho de potencia activa a P_{int2} y se solicita al PPC la máxima absorción de potencia reactiva. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.

5. Se ajusta el despacho de potencia activa a P_{min} y se solicita al PPC la máxima absorción de potencia reactiva. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.
6. Se repiten los pasos 2 a 5, pero solicitando la máxima inyección de potencia reactiva al PPC.

Durante la realización de los ensayos, el CDC indicó que no sería posible que la tensión en el POI estuviese fuera de los rangos 228 kV – 232 kV (1.017 p.u. – 1.035 p.u. considerando una tensión de referencia de 224 kV de acuerdo al Estudio de Tensiones de Servicio¹), por lo que no fue posible realizar los ensayos para los niveles de tensión de 0.9, 0.95, 1.0, 1.05 y 1.1 p.u. en la barra de conexión de la planta.

2.b) Control Dinámico

Para verificar el control dinámico de tensión, se colocó el PPC de la planta en **modo control de tensión**.

El procedimiento de los ensayos es el siguiente:

1. Con el PPC de la planta en **modo control de tensión**, se ajusta el despacho de potencia activa a un valor que permita que la planta disponga de reserva suficiente de potencia reactiva para aumentar la tensión en el punto de conexión en un 3%.
2. Se introduce una variación de 3% en la referencia de la tensión y se verifica el 100% del cumplimiento del escalón en el punto de conexión. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.
3. Se elimina el escalón de 3% en la referencia, se espera hasta el establecimiento de la señal de tensión y se aplica un escalón de -3% en la referencia y se verifica el 100% del cumplimiento del escalón en el punto de conexión. Se realizan mediciones de tensión, potencia activa y potencia reactiva durante 15 minutos.

3. Verificaciones adicionales solicitadas por el Instructivo Técnico de Verificación

- Verificación de la respuesta dinámica ante fallas de red: En la sección 5.2.2 del Instructivo Técnico se indica:

“Se debe verificar la respuesta del parque ante variaciones rápidas de la tensión, frente a fallas en la red de transmisión, acorde a las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3-8 de la NTSYCS.

Para los parques con Informe de Homologación validado por el Coordinador, la verificación de esta exigencia será considerada según los resultados presentados en dicho Informe.”

Al respecto, el parque fotovoltaico Luz del Norte cuenta con Informe de Homologación validado por el Coordinador en sitio web de infotécnica “319_Informe de Validacion NT PV LDN.pdf”, por lo que se debe considerar lo indicado en el citado informe para la verificación de esta exigencia.

- Determinación del Diagrama PQ Teórico Máximo del Parque: en la sección 5.2.3.1 se indica que se debe determinar, de manera teórica, el Diagrama PQ Teórico Máximo del Parque. Esto se

¹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/10/Informe-Final-ETS-2021.pdf>

realizará en base a los antecedentes aportados por el Coordinado y se presenta junto con los resultados de los ensayos.

4. Resultados de los ensayos

Los resultados de las pruebas de control estático son registrados en el formato de las planillas del “Anexo B” disponible junto con el Instructivo Técnico.

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.

Durante las pruebas de control estático se gatilló una operación incorrecta del controlador de la planta al intentar sobrepasar los límites de absorción de reactivos exigidos por la norma técnica, debido a esto, se decidió limitar la verificación de la curva PQ del parque al límite exigido por la NTSyCS durante las pruebas. Los detalles se indican en la Sección 6.

6 Resultados de los ensayos

Para determinar el Diagrama PQ Teórico Máximo del parque, de acuerdo a lo indicado en la sección 5.2.3.1 de la Guía de Verificación SSCC – Control de Tensión emitida por el Coordinador, se consideraron los siguientes antecedentes:

1. Diagrama PQ de los inversores: De acuerdo a lo indicado al inicio de la sección 4, los inversores de la central Luz del Norte operan limitados a una potencia aparente máxima de 820 [kVA], con una potencia real máxima de 794.5 [kW]. De acuerdo a la información del fabricante, por limitaciones asociadas a temperatura ambiental la curva PQ máxima individual de cada inversor es la que se muestra en la Figura 5.

Curva PQ máxima de cada inversor

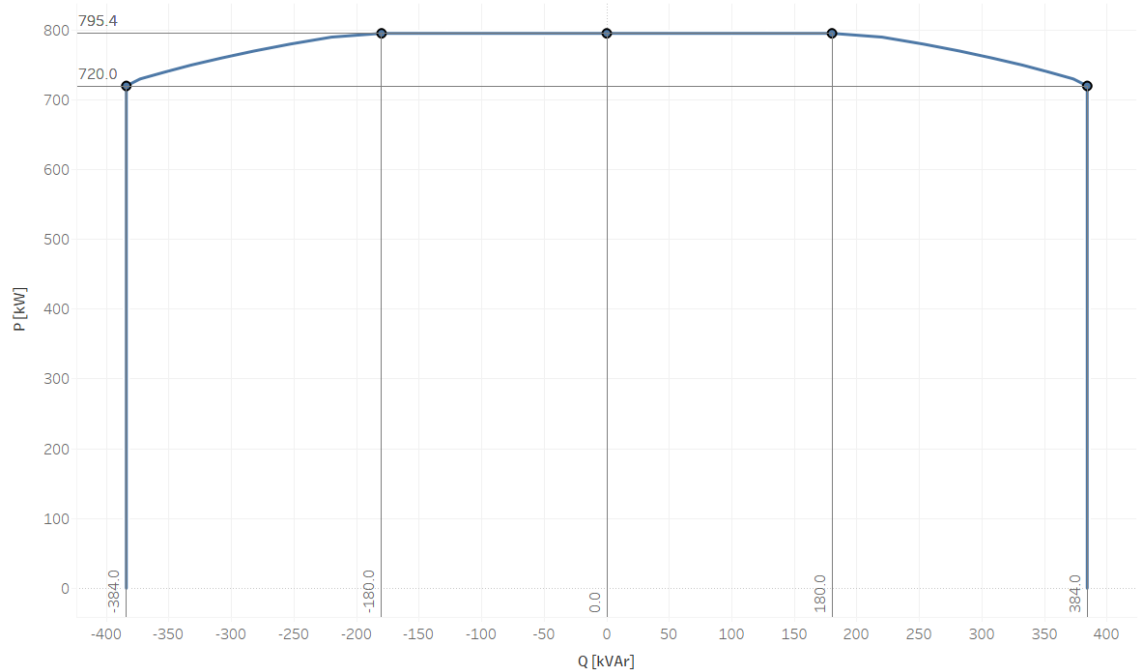


Figura 5: Curva PQ máxima de cada inversor considerando sus limitaciones ambientales

2. Banco de Capacitores 32 [MVar]: La central Luz del Norte cuenta con un banco de capacitores en 23 [kV], en el lado de baja tensión del transformador elevador de la central (Subestación Luz del Norte). Para más detalle de su localización ver Figura 2. El banco de capacitores corresponde a un arreglo de 4 etapas de 8 [MVar] cada una que son controlables a través del PPC de la central.

Teniendo en consideración estos antecedentes, la Figura 6 compara la curva PQ máxima del parque en bornes de los inversores con respecto a la exigencia de la NTSyCS.

Curva PQ equivalente en bornes del Inversor

Comparado con exigencia NTSyCS

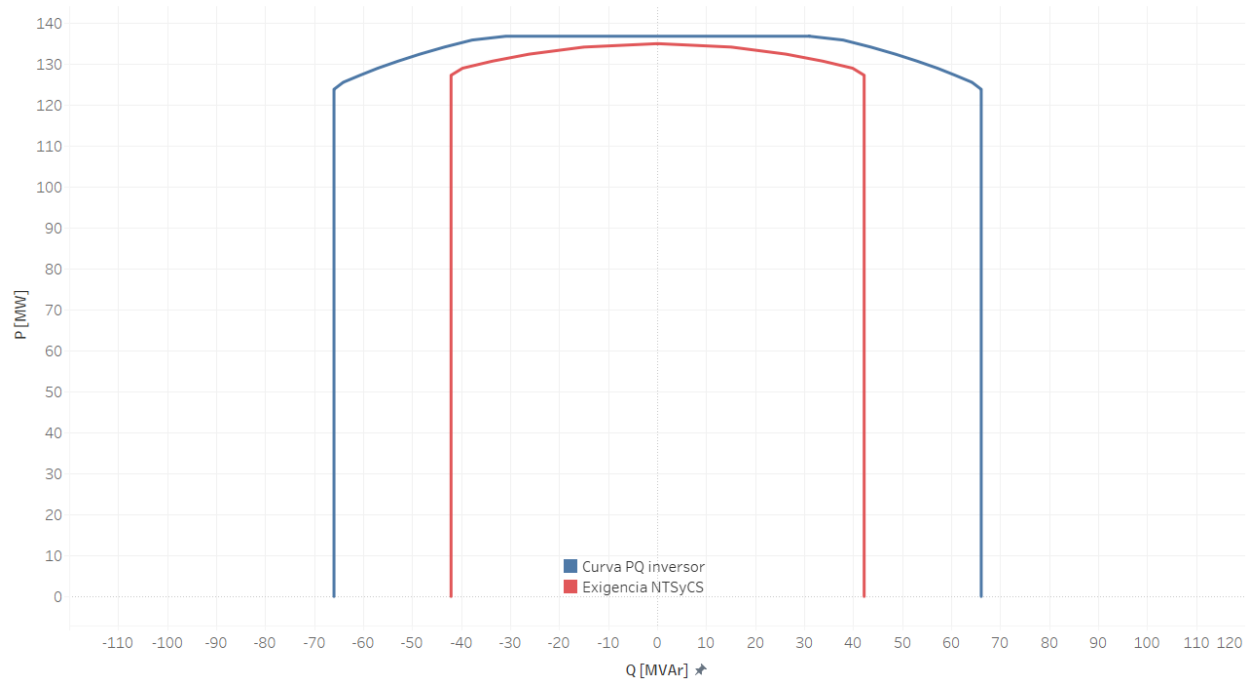


Figura 6: Curva PQ equivalente en bornes del Inversor

Considerando que la exigencia de la NTSyCS es aplicable en el POI del parque, se debe considerar la curva PQ equivalente en Luz del Norte 220 (referencia en Figura 2). Al calcular la curva PQ en el POI utilizando el modelo de la planta desarrollado en DigSILENT, se obtiene la curva PQ equivalente que se muestra en la Figura 7.

Debido a la impedancia que agregan los transformadores elevadores de tensión y los circuitos colectores entre los bornes del inversor y el POI de la planta al SEN, la curva PQ se distorsiona hacia la izquierda, provocando que el parque no cumpla con las exigencias establecidas en la NTSyCS. Sin embargo, al considerar el banco de capacitores de 32 [MVar] dispuestos en la central, se obtiene la curva PQ corregida en el POI que se observa en la Figura 8, la cual si cumple con lo exigido en la NTSyCS.

Considerando que el BBCC de 32 [MVar] de la central es controlable mediante el PPC, la delimitación que representan las curvas azul y verde en la Figura 8 representan el diagrama PQ Teórico máximo del parque fotovoltaico Luz del Norte visto desde el POI (Luz del Norte 220 [kV]).

Curva PQ equivalente en POI (tensión 1 p.u.)

Comparado con exigencia NTSyCS

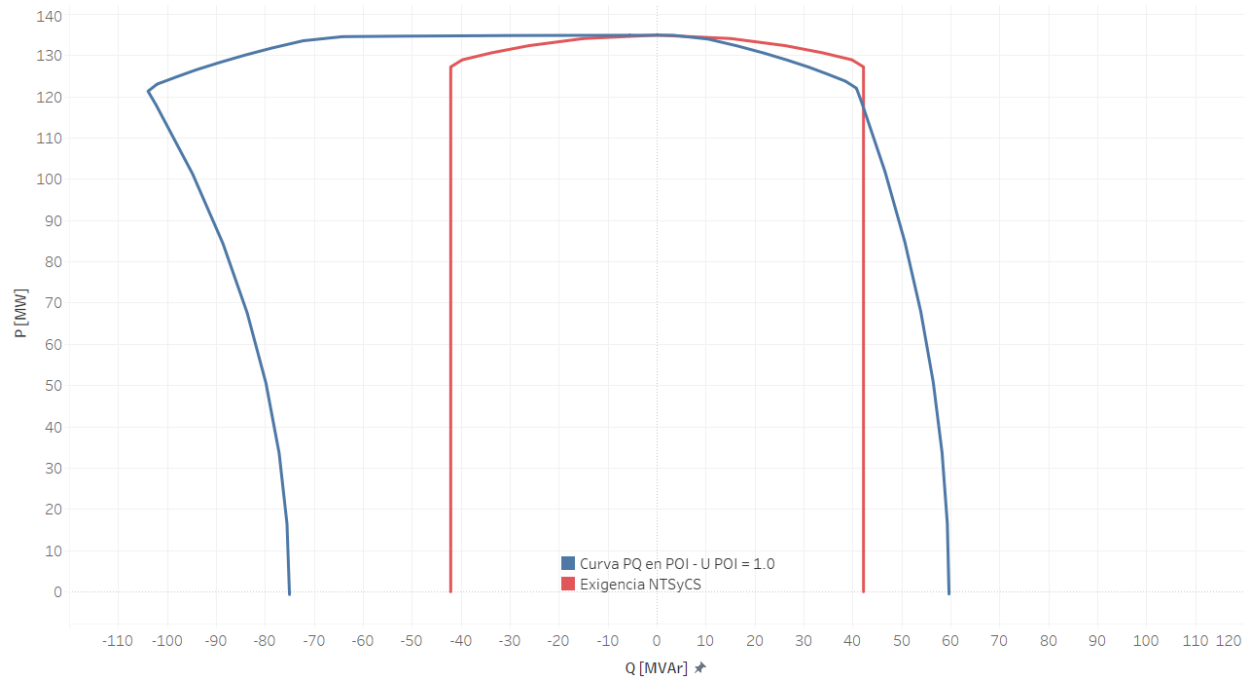


Figura 7: Curva PQ equivalente en POI (tensión en POI de 1 p.u.)

Curva PQ equivalente en POI (tensión 1 p.u.) - corregida con BBCC de 32 [MVar]

Comparado con exigencia NTSyCS

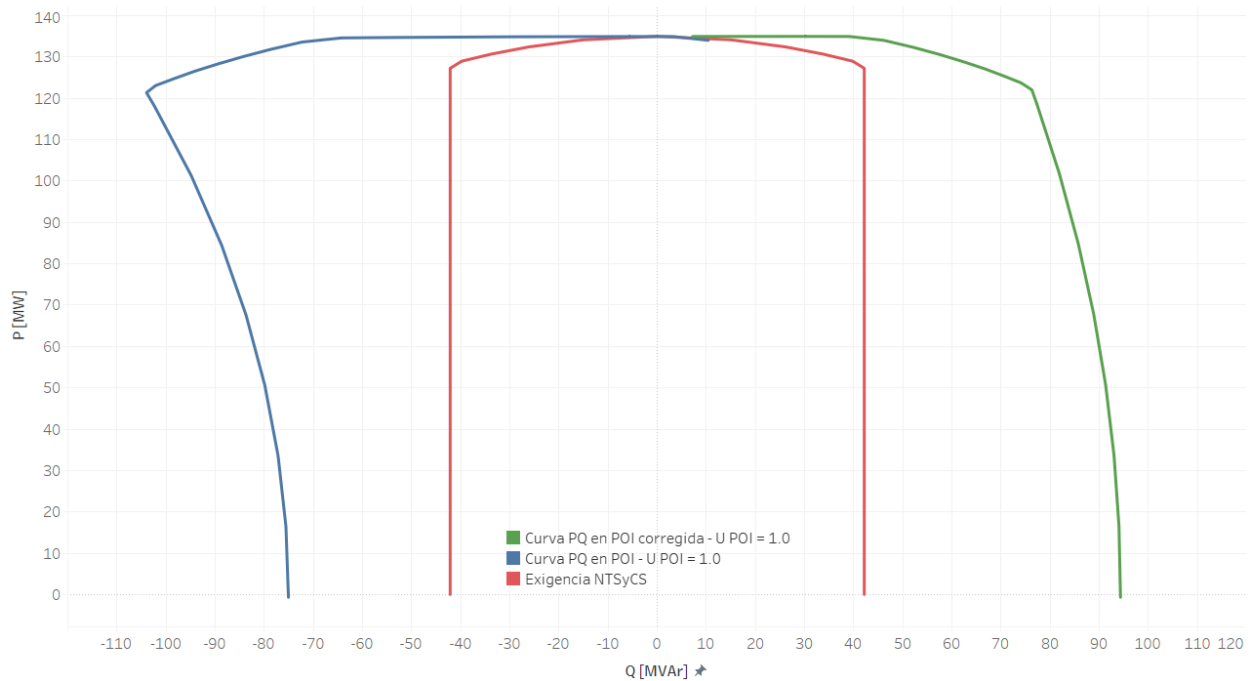


Figura 8: Curva PQ equivalente en POI (tensión en POI de 1 p.u.) - corregida con BBCC de 32 [MVar]

6.1 Verificación del diagrama PQ Teórico Máximo

De acuerdo a lo indicado en la sección 5 del presente protocolo, los ensayos se realizaron con el parque sincronizado al sistema considerando cuatro despachos de potencia activa entre el mínimo técnico (10% de la potencia activa disponible de acuerdo a lo indicado en el Anexo 1) y la potencia nominal del parque (136.8 MW), lo que totaliza un total de 8 puntos de medición. Las mediciones en cada punto se realizaron por un periodo de 15 minutos.

A partir del Diagrama PQ Teórico Máximo se consideraron inicialmente 8 puntos de ensayo para cada nivel de tensión en el POI. La Figura 9 presenta un diagrama referencial de los puntos que se consideraron.

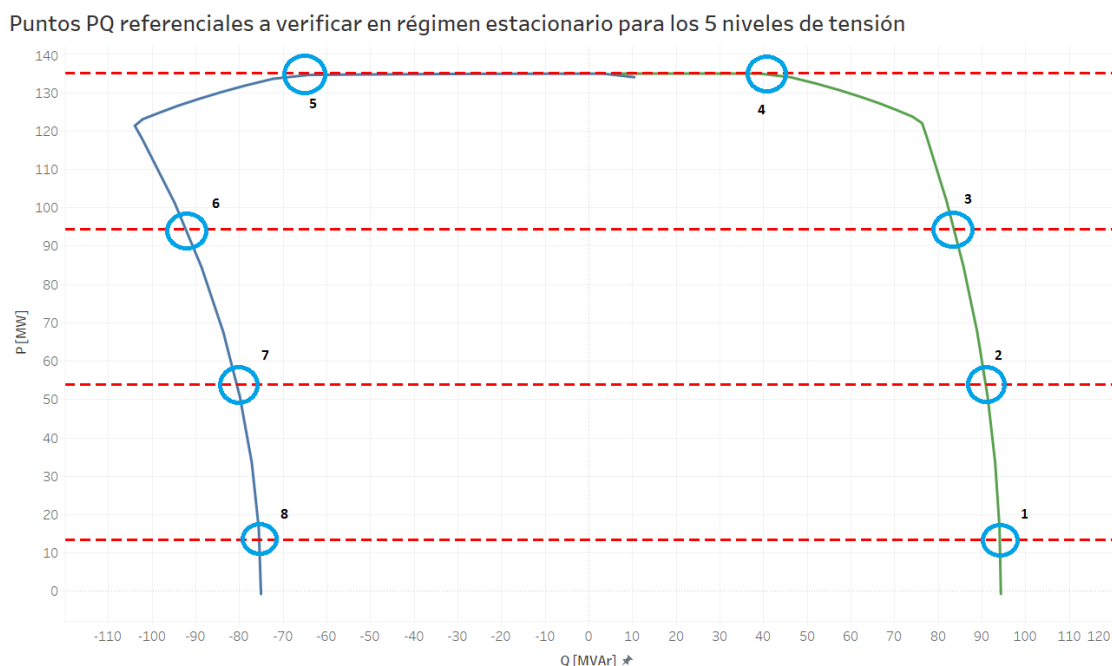


Figura 9: Puntos referenciales de la curva PQ a verificar en los ensayos para cada nivel de tensión.

6.1.1 Ensayos por sobre la exigencia indicada en la NTSyCS

El artículo 3-9 de la NTSyCS indica:

“El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

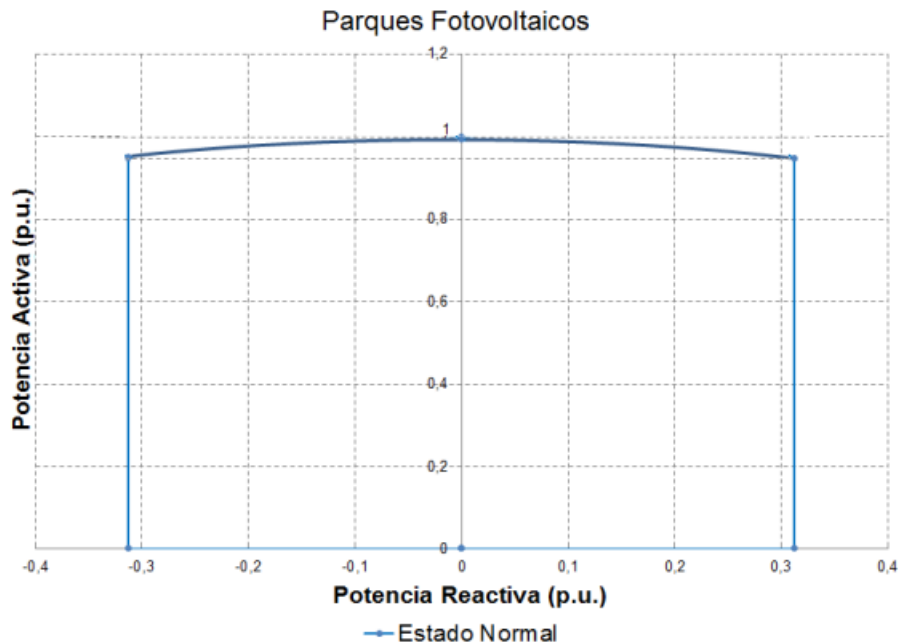
[...]

II. Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- a) *Potencia activa y potencia reactiva nula.*
- b) *Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.*
- c) *Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.*
- d) *Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.*

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



De esta manera, el parque se construyó considerando una capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva de 45 MVAR en todo su rango de operación de potencia activa.

Durante el día de las pruebas, se planificaron los ensayos para sobrepasar la exigencia de la NTSyCS de acuerdo al diagrama PQ teórico máximo. Al comenzar las pruebas, se despachó la planta a potencia máxima y absorbiendo 45 MVAR. Luego, se comenzó a absorber más potencia reactiva en pasos de 5 MVAR. Al exigir la absorción de 70 MVAR a la planta, se comenzó a observar una serie de eventos que fueron registrados y se describen a continuación. Las variables observadas de la planta se ilustran en la Figura 10.

Una vez que se solicitó al PPC de la planta una absorción de 70 MVAR, la referencia del PPC comenzó a alternar entre -65 MVAR y -70 MVAR, luego, ocurrió la siguiente serie de eventos:

1. A las 11:11:03 el controlador de la planta pasó automáticamente de modo "closed loop" a modo "open loop". La frecuencia medida por el sistema SCADA queda fija en 50.06 Hz.
2. A las 11:11:19 la planta comienza a absorber reactivos por debajo de los -65 MVAR. La frecuencia medida por el sistema SCADA se configura automáticamente en 50 Hz, independiente de la

frecuencia del sistema. Comienza a disminuir la tensión en el POI. El setpoint de potencia activa de la planta aumenta por sobre la potencia activa disponible.

3. A las 11:11:57, cuando la potencia reactiva absorbida por la planta es 81 MVAR, los inversores comienzan a dejar de absorber potencia reactiva al encontrarse estos en su máximo nivel de absorción configurado (315 kVAR), independiente de la consigna solicitada a la planta por el controlador. La tensión en el POI aumenta 3 kV en 20 segundos.
4. Dado que fue necesario cambiar los tap de los transformadores para mantener una tensión entre 22.8 kV y 24 kV a nivel de inversores, cuando la tensión subió de acuerdo a lo indicado en el punto 3, el aumento de la tensión en bornes de los inversores activó las protecciones de sobretensión y se generó una salida intempestiva de los inversores de la planta.
5. A las 11:12:07, los inversores de la planta se encontraban totalmente desconectados.

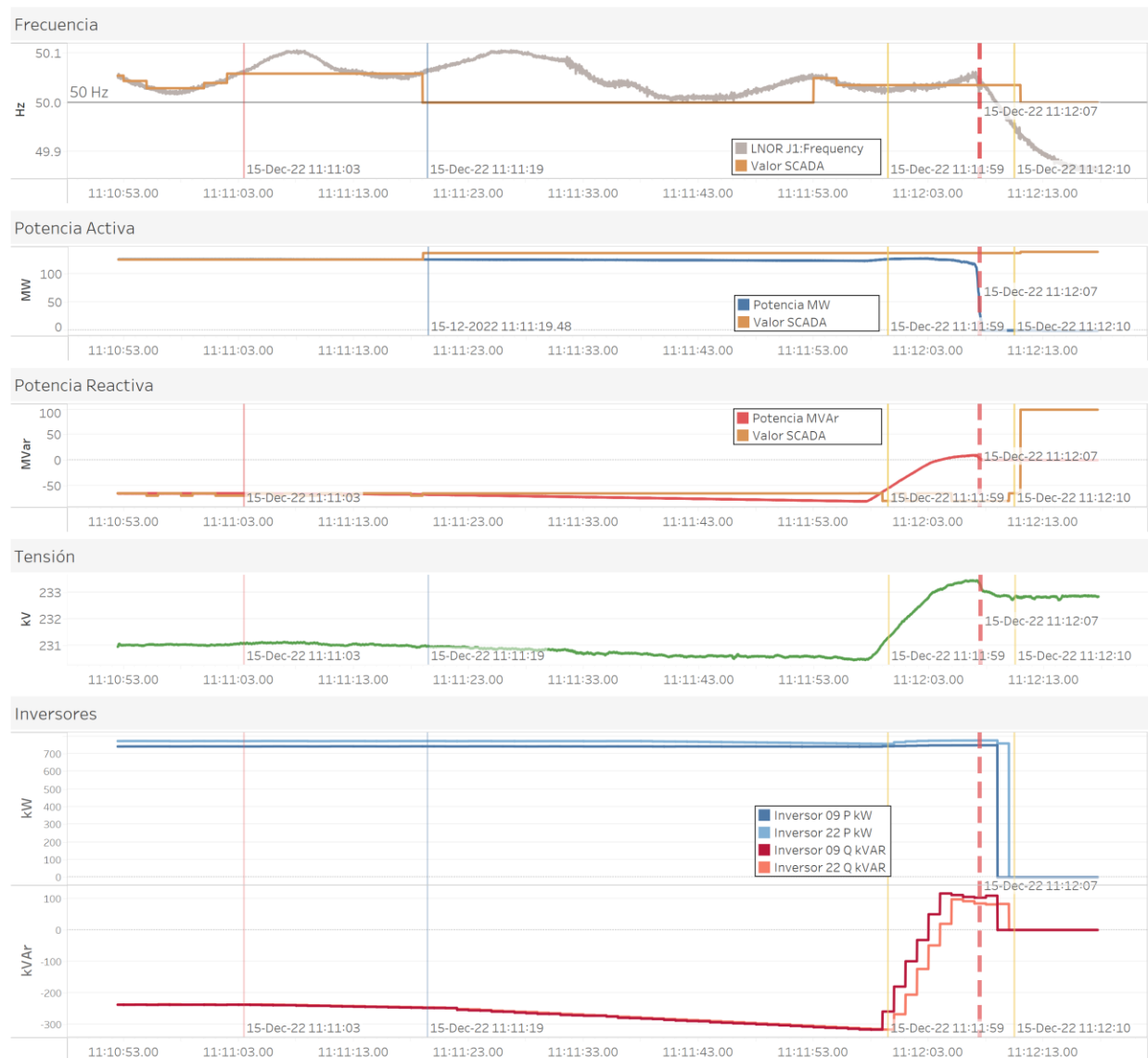


Figura 10: Evolución de las variables de la planta durante la ocurrencia de la falla

En vista de los acontecimientos, con el objetivo de resguardar la seguridad de la instalación, del personal en terreno y de los elementos conectados al sistema de transmisión, personal de First Solar decidió limitar las pruebas a la exigencia indicada en el artículo 3-9 de la NTSyCS, es decir, a una absorción e inyección máxima de 45 MVar.

6.1.2 Ensayos limitados a la exigencia indicada en el artículo 3-9 de la NTSyCS

A partir del Diagrama PQ Teórico Máximo y de la exigencia indicada en el artículo 3-9 de la NTSyCS, se consideraron 8 puntos de ensayo. La Figura 11 presenta un diagrama referencial de los puntos que se consideraron.

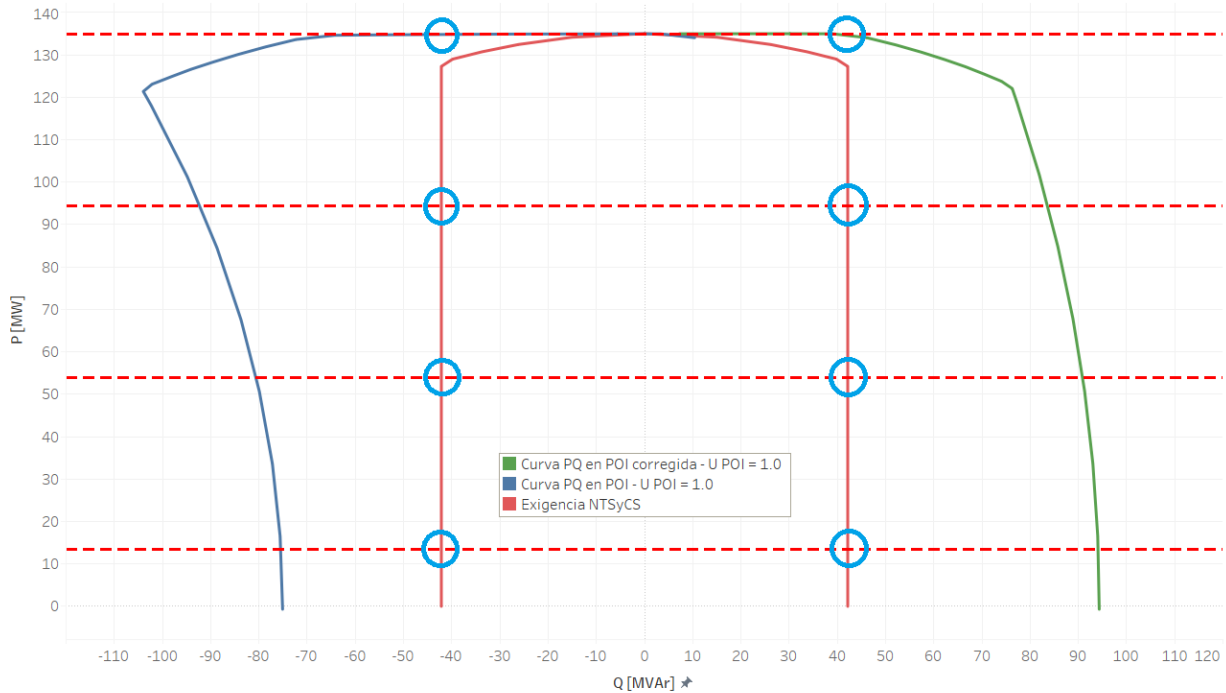


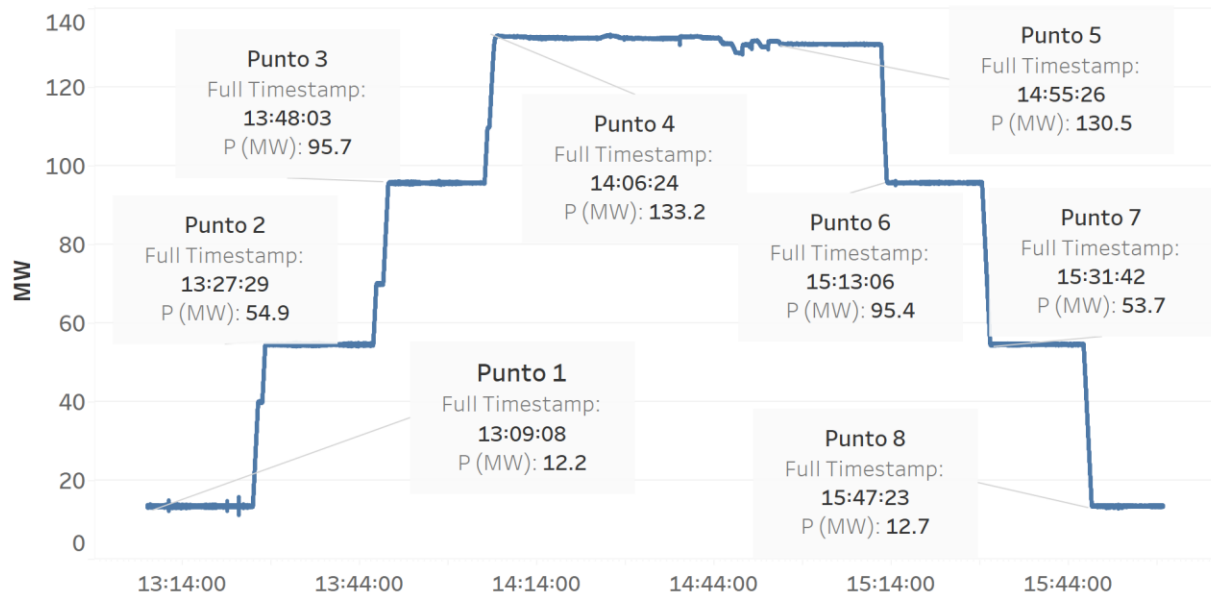
Figura 11: Puntos referenciales de la curva PQ exigida por la NTSyCS a verificar en los ensayos para cada nivel de tensión.

6.1.3 Resultado de los ensayos

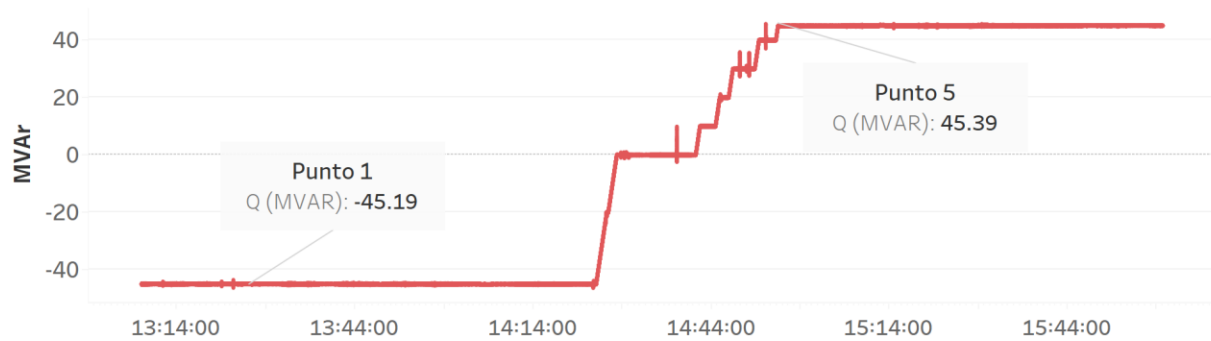
Los ensayos se realizaron de acuerdo al procedimiento descrito en la sección 5 de este informe. Cada una de las combinaciones de despacho de potencia activa y reactiva fue registrada por un periodo de 15 minutos. En la Figura 12 se muestra el despacho de potencia activa y reactiva en el tiempo de Luz del Norte durante los ensayos, junto con la tensión en el POI.

Durante las pruebas, dado que el Centro de Despacho y Control informó que la tensión no se podría mantener estable, y que se debía mantener en el rango 228 kV – 232 kV en el POI, no fue posible hacer ensayos de la curva PQ para cada uno de los niveles de tensión solicitados en los instructivos técnicos de verificación. Por lo tanto, las pruebas se limitaron a ensayar la curva PQ Luz del Norte en 8 puntos para la tensión disponible en el POI.

Despacho de potencia activa



Despacho de potencia reactiva



Tensión en Carrera Pinto

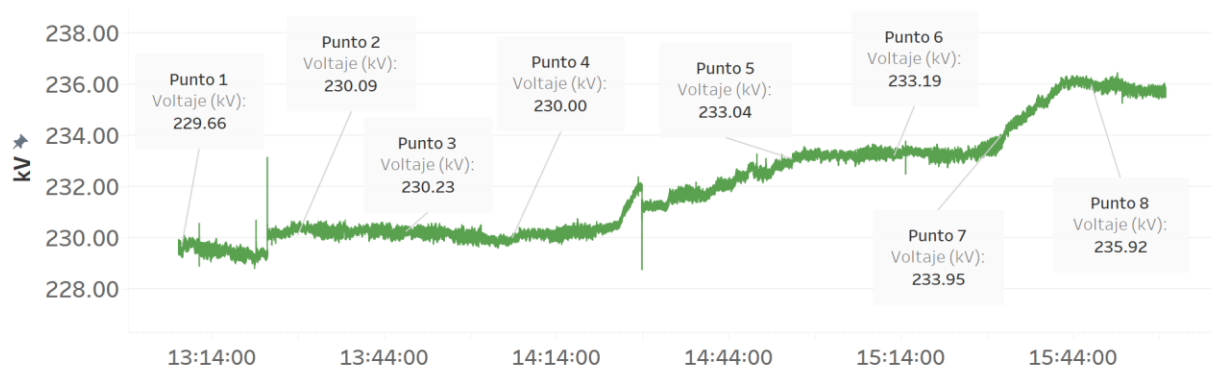


Figura 12: Ensayos de medición de curva PQ - Potencia Activa, Reactiva y Tensión del POI.

Al comienzo de las pruebas, se despachó el parque a su Mínimo Técnico y se configuró el despacho de potencia reactiva en -45 MVar. Se registró el despacho durante 15 minutos y luego se aumentó el despacho de potencia activa al siguiente punto. Se repitió el proceso hasta llegar al despacho de potencia

disponible (97% de la potencia máxima). Una vez transcurrido los 15 minutos a potencia máxima, se llevó el despacho de potencia reactiva a 0 MVar y se realizaron maniobras de energización del banco de capacitores. En la Figura 12, sección de potencia reactiva, se observa una escalera que comienza aproximadamente a las 14:44 horas, lo que corresponde a la potencia reactiva adicional aportada por cada sección del banco de capacitores. Finalmente, se completó la inyección de potencia reactiva hasta 45 MVar con ayuda de los inversores.

Una vez alcanzado los 45 MVar de inyección de potencia reactiva, se registró el despacho durante 15 minutos y luego se disminuyó el despacho de potencia activa para alcanzar el siguiente punto. Se repitió el proceso hasta llegar al Mínimo Técnico. Una vez transcurridos los 15 minutos, se dio por finalizado el ensayo.

A las 15:39 aproximadamente se reportó un incendio cercano a la subestación Pan de Azúcar, lo que provocó un aumento de la tensión del sistema en el POI cercano a los 236 kV. Esto no afectó la realización de los ensayos.

La Figura 13 presenta el despacho de potencia activa y potencia reactiva de Luz del Norte durante la realización de los ensayos en un gráfico P v/s Q.

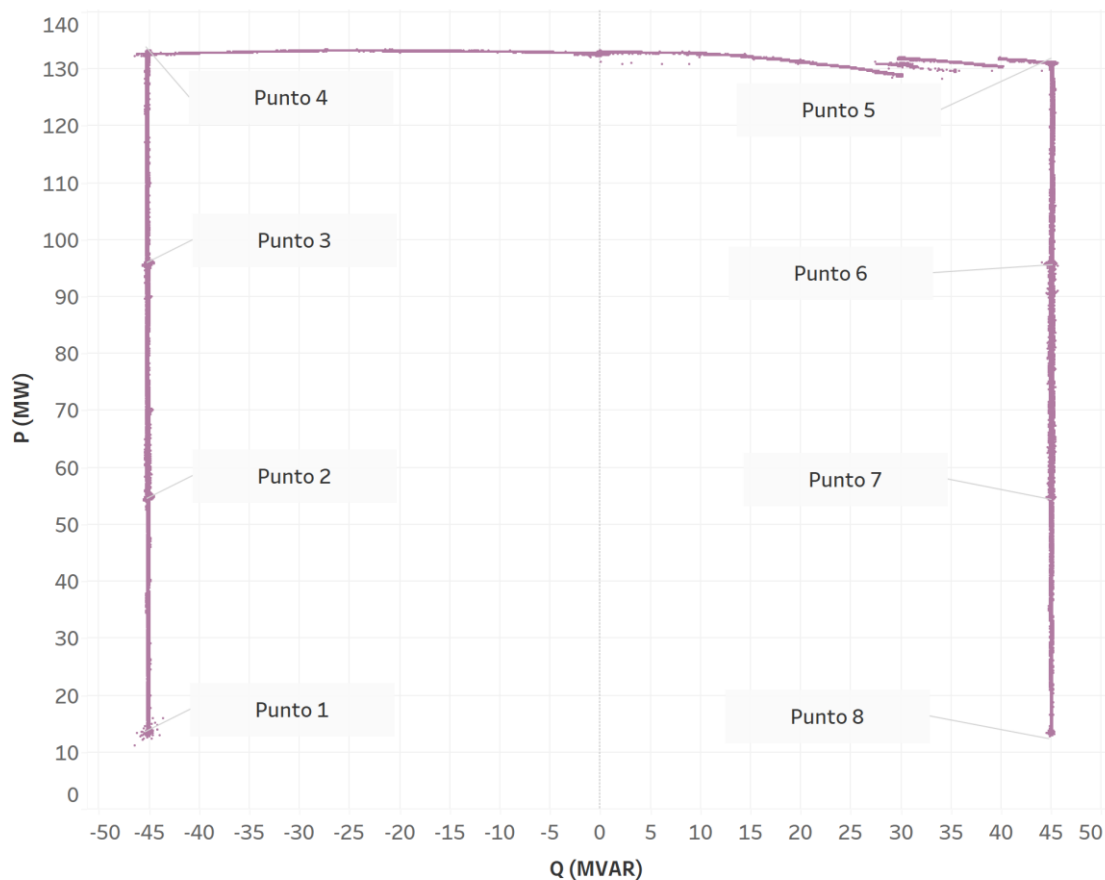


Figura 13: Ensayos de medición de curva PQ – Curva PQ de Luz del Norte medida durante los ensayos.

Mediante los ensayos realizados que se presentan en esta sección, se verifica la capacidad de Luz del Norte para cumplir con el control estático de tensión exigido por la NTSyCS. Esto es, su capacidad de inyectar o absorber 45 MVar en todo su rango de despacho de potencia activa.

Con el objetivo de resguardar la seguridad de la instalación, de las personas y de los elementos conectados al sistema de transmisión, se decidió no realizar ensayos de inyección o absorción de reactivos por sobre la exigencia de la NTSyCS, de acuerdo a lo indicado en la sección 6.1.1.

6.2 Ensayos para la verificación de respuesta del control de tensión/potencia reactiva

Se realizaron ensayos para verificar que la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de tensión/potencia reactiva de la instalación ensayada cumple con los requisitos técnicos asociados al servicio.

Para estas pruebas se configuró una tasa de inyección/absorción de reactivos de 13 MVar/min y se despachó la planta a 95.76 MW (70% de la potencia instalada) con el objetivo de asegurar la disponibilidad de potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

6.2.1 Ensayos de control de tensión

La evaluación de la respuesta de control de tensión solo fue posible realizarla a nivel de planta, dado que el sistema de control a nivel de inversores no contaba con esta funcionalidad configurada (ver Figura 3).

Para la realización de estos ensayos, se dispuso la planta en modo control de tensión y se introdujo un cambio en la referencia de la tensión. En el caso del escalón de aumento de tensión, se introdujo un escalón de 3.43 kV con respecto a la tensión del sistema en el instante de ejecución de las pruebas. En el caso del escalón de disminución de tensión, se introdujo un escalón de -4.82 kV con respecto a la tensión del sistema en el instante de ejecución de las pruebas. Los resultados se ilustran en la Figura 14.

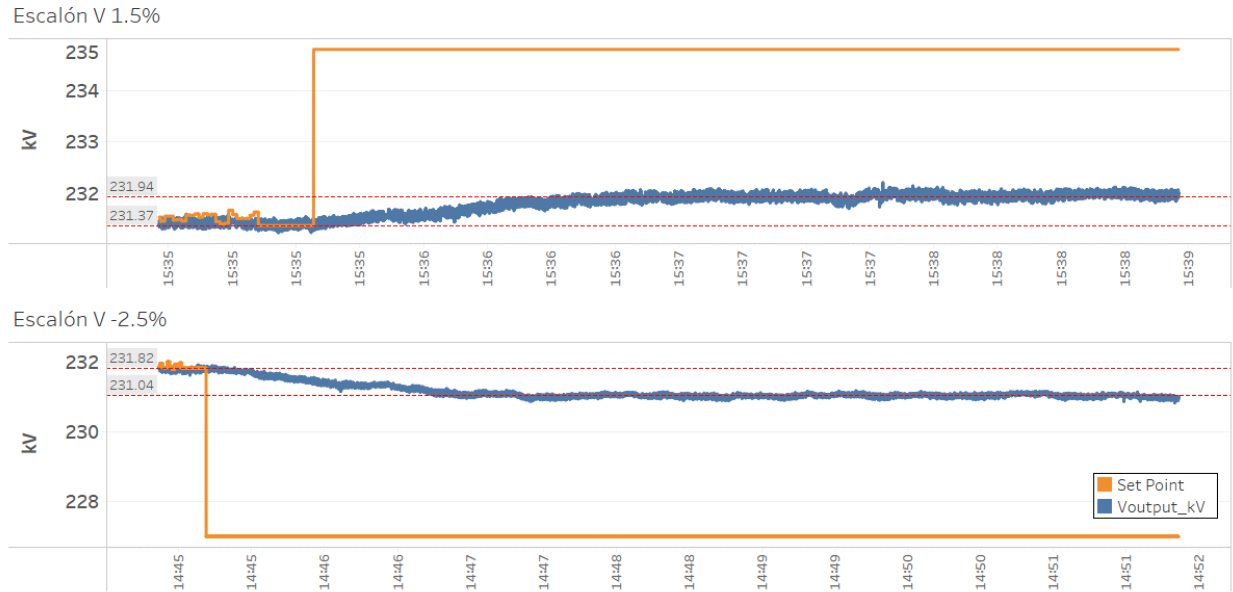


Figura 14: Ensayos de respuesta del controlador - Control de tensión.

Como se puede observar de la figura, la planta responde al cambio de consigna en la tensión aumentando o disminuyendo (según sea el caso) la tensión del sistema en el POI.

Por otra parte, se puede observar que la tensión del sistema no llega a la referencia solicitada por el controlador. Esto se debe a que el controlador de la planta es un controlador del tipo proporcional con una curva de Droop que, al momento de realización de los ensayos, el estatismo estaba configurado en 5%.

La Figura 15 muestra la tensión de la planta y la potencia reactiva absorbida durante la realización del ensayo de escalón de tensión de -2.5%. En la figura se aprecia que la absorción de potencia reactiva de la planta es proporcional a la desviación de la tensión desde el punto de referencia.

Escalón V -2.5% Dispersión

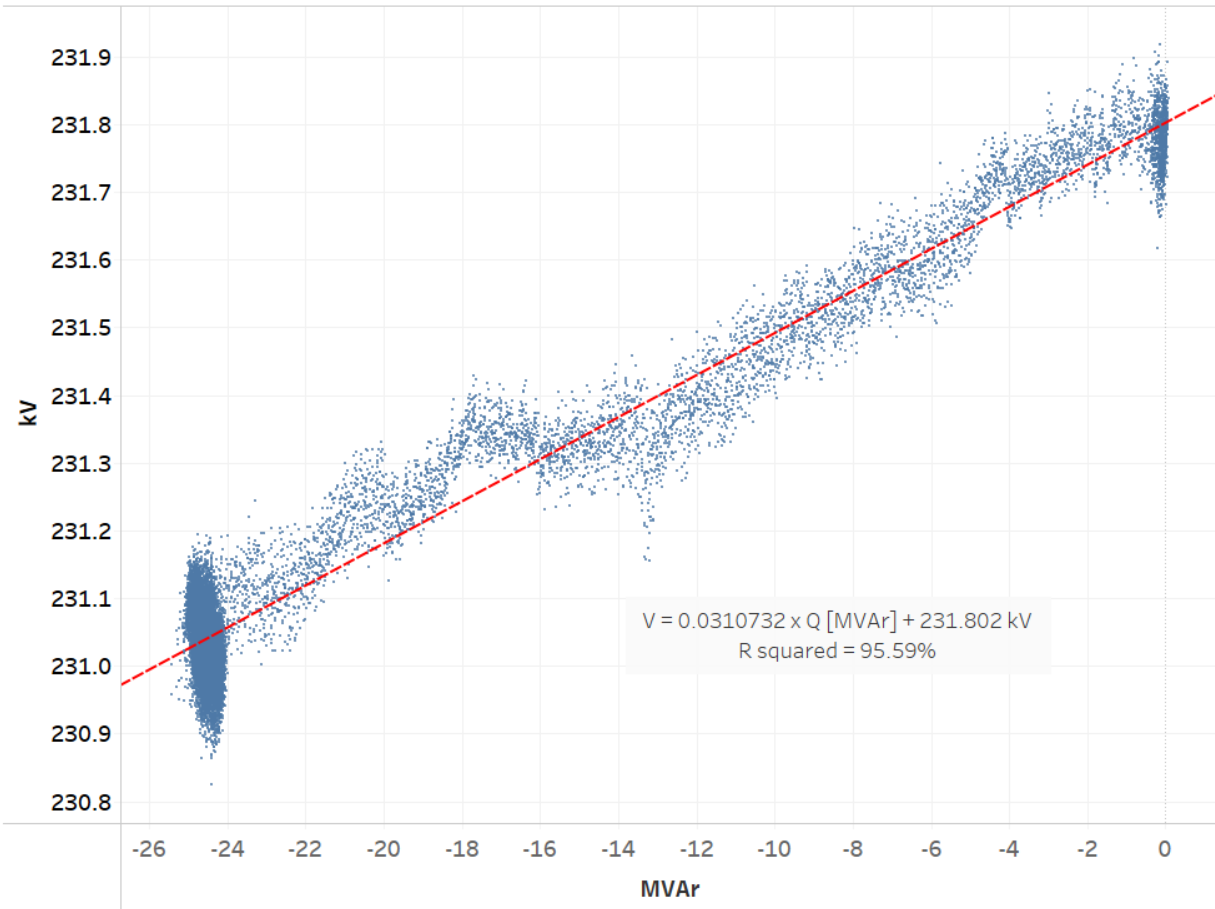


Figura 15: Ensayos de respuesta del controlador - Control de tensión – gráfico de dispersión.

Mediante los ensayos realizados que se presentan en esta sección, se verifica que el controlador de Luz del Norte es capaz de controlar la tensión en el POI con sus recursos de potencia reactiva disponibles.

6.2.2 Ensayos de control de potencia reactiva

La evaluación de la respuesta de control de tensión solo fue posible realizarla a nivel de planta, dado que el sistema de control a nivel de inversores no contaba con esta funcionalidad configurada (ver Figura 3).

Para la realización de estos ensayos, se dispuso la planta en modo control de potencia reactiva y se introdujo un cambio en la referencia de la potencia reactiva. En el caso del escalón de inyección de potencia reactiva, se introdujo un escalón de 13.6 MVar. En el caso del escalón de absorción de potencia reactiva, se introdujo un escalón de -13.6 MVar. Los resultados se ilustran en la Figura 16.

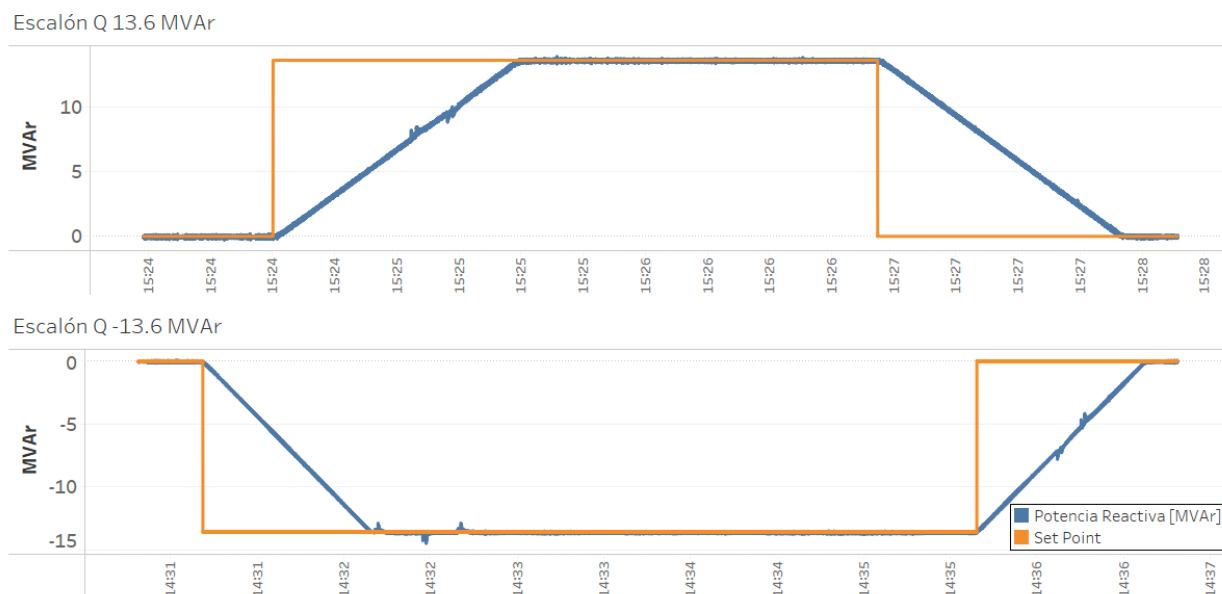


Figura 16: Ensayos de respuesta del controlador - Control de potencia reactiva.

Como se puede observar de la figura, la planta responde al cambio de consigna en la potencia reactiva inyectando o absorbiendo (según sea el caso) potencia reactiva.

Mediante los ensayos realizados que se presentan en esta sección, se verifica que el controlador de Luz del Norte es capaz de inyectar y absorber reactivos en el POI de acuerdo a lo solicitado por el controlador.

6.2.3 Ensayos de control de factor de potencia

A nivel de planta

Para la realización de estos ensayos, se dispuso la planta en modo control de factor de potencia y se introdujo un cambio en la referencia del factor de potencia. En el caso del escalón de factor de potencia capacitivo, se introdujo un escalón de 1.1%. En el caso del escalón de factor de potencia inductivo, se introdujo un escalón de -1.1%. Los resultados se ilustran en la Figura 17.

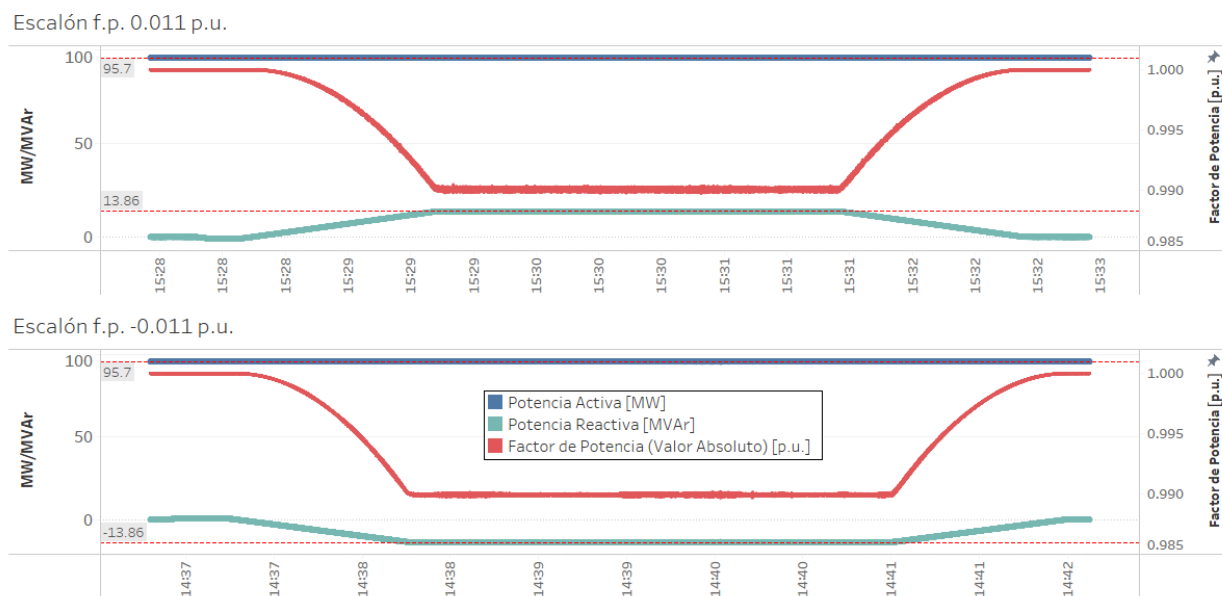


Figura 17: Ensayos de respuesta del controlador - Control de factor de potencia - A nivel de planta.

Como se puede observar de la figura, la planta responde al cambio de consigna en el factor de potencia inyectando o absorbiendo potencia reactiva para alcanzar el factor de potencia capacitivo o inductivo según sea el caso.

Mediante los ensayos realizados que se presentan en esta sección, se verifica que el controlador de Luz del Norte es capaz de controlar el factor de potencia de la planta de acuerdo a lo solicitado por el controlador.

A nivel de inversor

Para la realización de estos ensayos, se dispuso un inversor cercano al transformador elevador (Inversor 09 Bloque A) y un inversor lejano al transformador elevador (Inversor 22 Bloque A) en modo control de factor de potencia. A cada inversor por separado se le introdujo un cambio en la referencia del factor de potencia. En el caso del escalón de factor de potencia capacitivo, se introdujo un escalón de 1.1%. En el caso del escalón de factor de potencia inductivo, se introdujo un escalón de -1.1%. Los resultados se ilustran en la Figura 18 y Figura 19.

Escalón f.p. ± 0.011 p.u. - Inversor Cercano

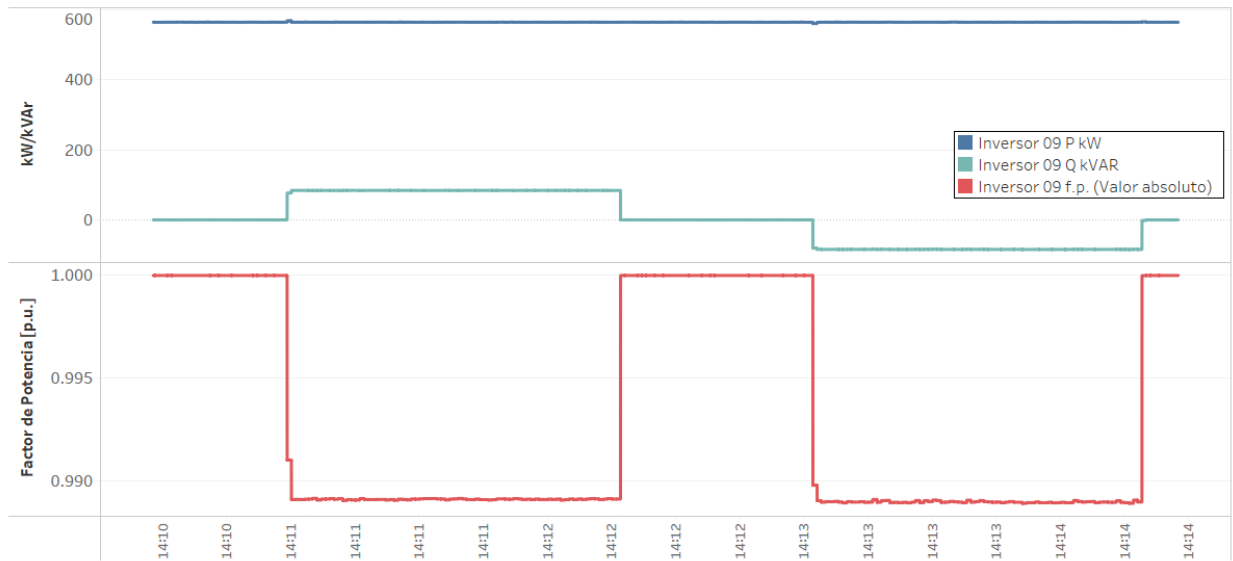


Figura 18: Ensayos de respuesta del controlador - Control de factor de potencia - A nivel de inversor – Inversor cercano.

Como se puede observar de la figura, el inversor cercano al transformador elevador responde al cambio de consigna en el factor de potencia inyectando o absorbiendo potencia reactiva para alcanzar el factor de potencia capacitivo o inductivo según sea el caso.

Escalón f.p. ± 0.011 p.u. - Inversor Lejano

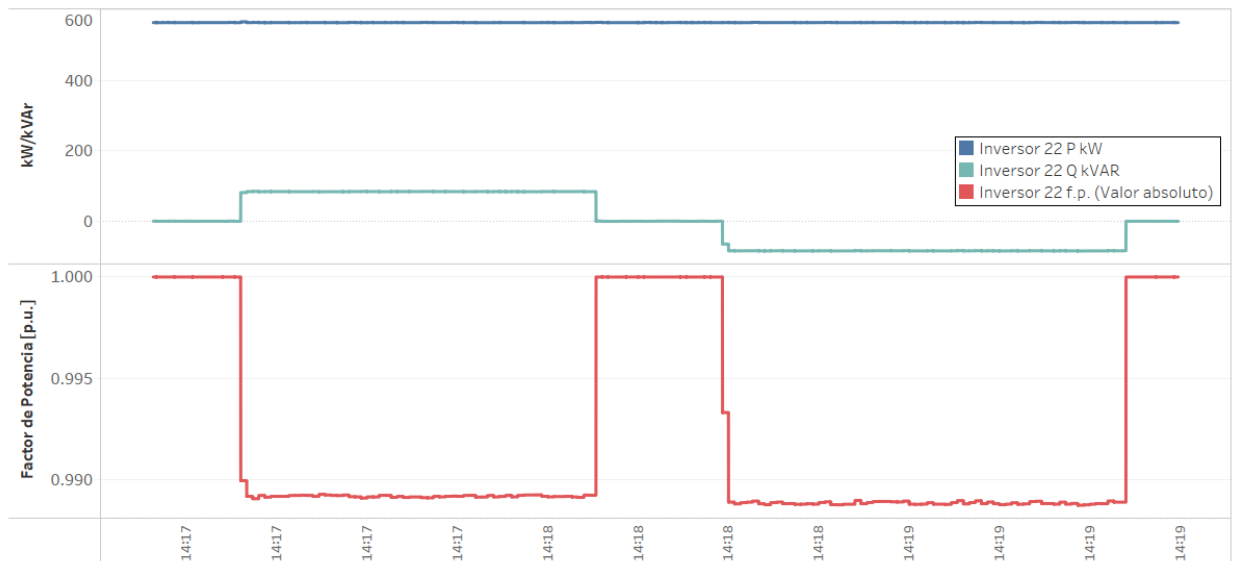


Figura 19: Ensayos de respuesta del controlador - Control de factor de potencia - A nivel de inversor – Inversor lejano.

Como se puede observar de la figura, el inversor lejano al transformador elevador responde al cambio de consigna en el factor de potencia inyectando o absorbiendo potencia reactiva para alcanzar el factor de potencia capacitivo o inductivo según sea el caso.

Mediante los ensayos realizados que se presentan en esta sección, se verifica que el controlador de Luz del Norte es capaz de controlar el factor de potencia de los inversores de la planta, tanto aquellos que se encuentran cerca del transformador elevador como aquellos que se encuentran lejos del transformador elevador.

6.3 Ensayos para la verificación del control dinámico de tensión

Información relevante para los ensayos

Se realizaron ensayos para verificar la capacidad del control dinámico de tensión de la planta.

Para estas pruebas se configuró una tasa de inyección/absorción de reactivos de 1000 MVar/min y se despachó la planta a 95.76 MW (70% de la potencia instalada) con el objetivo de asegurar la disponibilidad de potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

En la sección 4.2 del Informe SSCC vigente² se define el control dinámico para parques eólicos y fotovoltaicos. Al respecto se indica que *“Preliminarmente se ha determinado que este tipo de control se diferenciará en uno de tipo rápido y otro lento, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta, que en el primer caso no podrá ser superior a 1[s], mientras que para el lento no podrá exceder los 20 [s].”*

Resultado de los ensayos

Para la realización de estos ensayos, se dispuso la planta en modo control de tensión, se ajustó el droop del controlador de tensión en 1% (ver funcionamiento del control de tensión en sección 6.2.1) y se introdujo un cambio en la referencia de la tensión. En el caso del escalón de aumento de tensión, se introdujo un escalón de 1 kV con respecto a la tensión del sistema en el instante de ejecución de las pruebas. En el caso del escalón de disminución de tensión, se introdujo un escalón de -1 kV con respecto a la tensión del sistema en el instante de ejecución de las pruebas. Los resultados se ilustran en la Figura 20: Ensayos de verificación de control dinámico de tensión – Cambio en la referencia de la tensión en 1 kV. Figura 20 y Figura 21.

² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2023/informe-de-sscc-2023-version-diciembre-2022/>

Escalón V 1 kV - Control dinámico

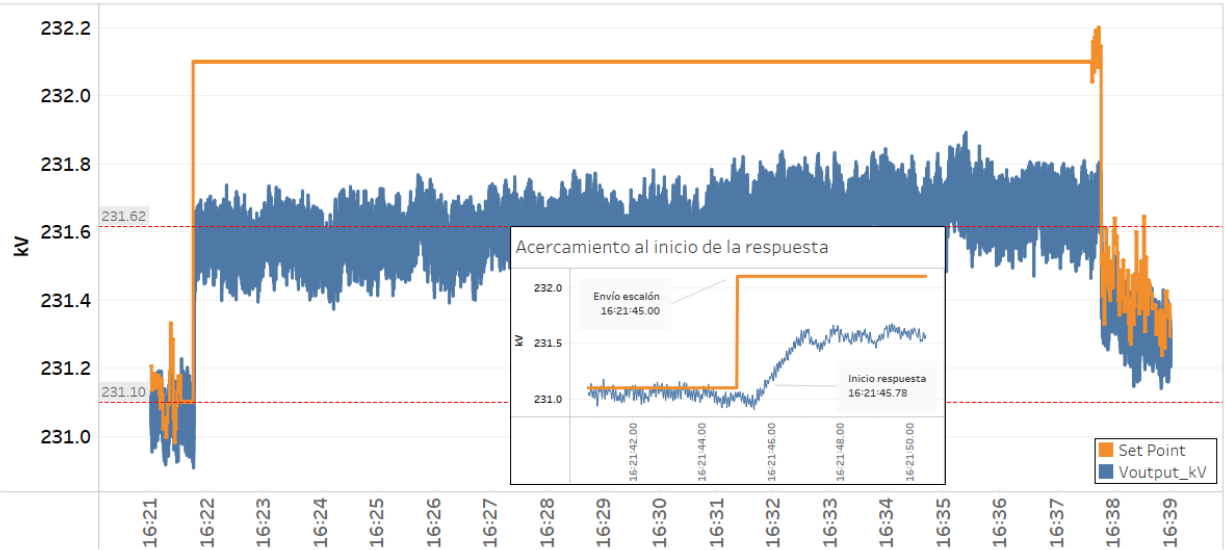


Figura 20: Ensayos de verificación de control dinámico de tensión – Cambio en la referencia de la tensión en 1 kV.

En la figura se muestra la referencia de tensión en color naranja y la tensión en el POI en color azul. Se observa que la tensión del sistema en el POI comienza a aumentar desde los 231.1 kV hasta llegar a los 231.62 kV. El inicio de la respuesta ocurre 0.78 segundos después del cambio de referencia de la tensión en el controlador.

Escalón V -1 kV - Control dinámico

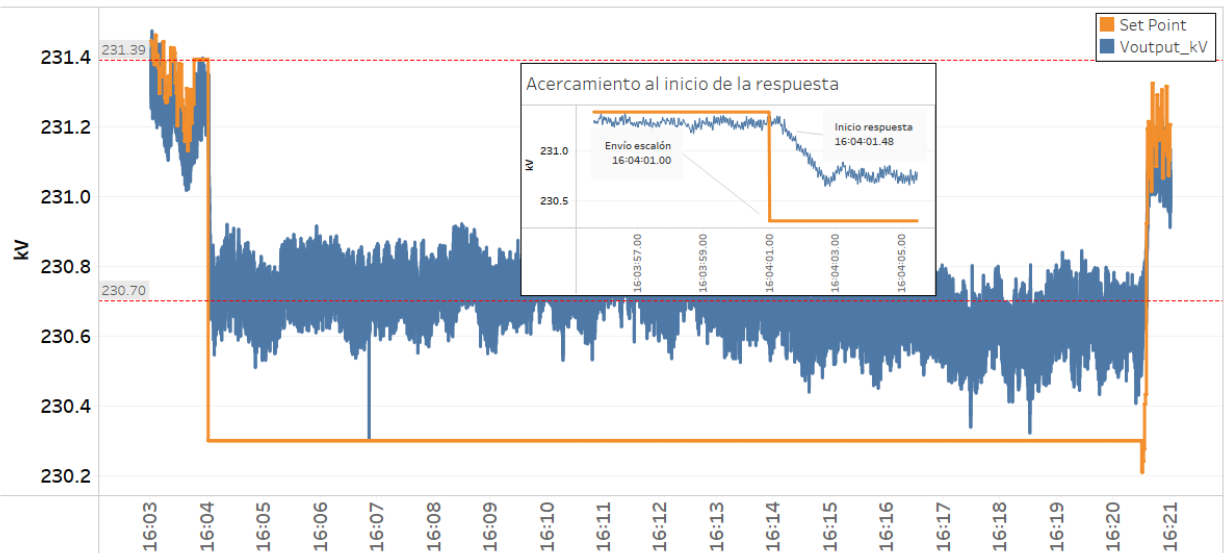


Figura 21: Ensayos de verificación de control dinámico de tensión – Cambio en la referencia de la tensión en -1 kV.

En la figura se muestra la referencia de tensión en color naranja y la tensión en el POI en color azul. Se observa que la tensión del sistema en el POI comienza a disminuir desde los 231.39 kV hasta llegar a los 230.70 kV.

230.7 kV. El inicio de la respuesta ocurre 0.48 segundos después del cambio de referencia de la tensión en el controlador.

En la Tabla 1 resume la medición de la sobre oscilación, tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y error de estado estacionario asociado a la ejecución de los ensayos de control dinámico de tensión. Con respecto al tiempo de establecimiento, este no fue posible medirlo puesto que durante los 15 minutos que duró el ensayo la tensión en el POI se mantuvo con oscilaciones mayores al 10% de la banda de establecimiento.

Tabla 1: Mediciones asociadas a los ensayos del control dinámico de tensión.

Variable Medida	Escalón 1kV	Escalón -1kV	Metodología de medición
Valor inicial	231.1 kV	231.39 kV	Tensión promedio previo a la ejecución del escalón
Valor final	231.62 kV	230.7 kV	Tensión promedio de establecimiento.
Sobre oscilación	231.63 kV	230.65 kV	Máximo valor de tensión que sobrepasa el valor final desde el primer cruce con el valor final.
Tiempo de crecimiento	1.84 seg	1.46 seg	Tiempo desde la aplicación del escalón hasta el primer cruce con el 90% del valor final.
Tiempo de establecimiento	N/A	N/A	Tiempo desde la aplicación del escalón hasta que la respuesta se mantiene dentro de la banda de 10% de establecimiento.
Error de estado estacionario	0.48 kV	0.4 kV	Diferencia entre el valor final y el valor de referencia del escalón aplicado.

Tanto en el caso de los ensayos de escalón de subida como de escalón de bajada de tensión, la tensión en el POI no alcanza a llegar a la tensión de referencia. Esto se debe a que el controlador es un controlador proporcional con una curva de droop que, para esta prueba, fue configurada en 1% (ver funcionamiento del control de tensión en sección 6.2.1).

Conforme a los resultados de los ensayos, se concluye que Luz del Norte es capaz de iniciar acciones de control de tensión en menos de 1 segundo desde que se recibe la instrucción. Por lo tanto, la planta solar Luz del Norte es apta para participar del control dinámico de tensión rápido y del control dinámico de tensión lento.

7 Conclusiones

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

- Se concluye que el resultado de los ensayos fue satisfactorio. Si bien no fue posible ensayar la curva PQ teórica máxima, si fue posible ensayar y comprobar que Luz del Norte cumple satisfactoriamente con la curva PQ exigida por el artículo 3-9 de la NTSyCS. Adicionalmente, se logró obtener la curva PQ de Luz del Norte para el POI en formato PowerFactory.
- Se comprobó el correcto desempeño de la planta respecto de la respuesta para el control de tensión, factor de potencia y potencia reactiva.

- Se comprobó el correcto desempeño de la planta respecto del servicio de control de tensión dinámico lento y rápido.
- Luz del Norte es apto para prestar servicios de control de tensión dentro de la curva PQ exigida en el artículo 3-9 de la NTSyCS. Requerimientos de potencia reactiva a la planta por sobre los ± 45 MVar podría resultar en un mal funcionamiento del controlador de la planta, lo que podría desencadenar una desconexión forzada.
- Durante los ensayos de curva PQ 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, de acuerdo a personal de First Solar, está relacionado a problemas de comunicación entre el controlador y la planta que ya habían sido advertidos tanto por ellos como por el Coordinador. El problema particular que ocurrió durante las pruebas fue corregido por el personal de la planta en terreno.

Mediante los ensayos, se verifica que Luz del Norte es apto técnicamente para entregar el Servicio Complementario de Control de Tensión. Sin embargo, es deseable que se corrija el error asociado a comunicaciones internas de la planta (indicado en el último punto de las conclusiones) 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 15-12-2022.

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”*³. La implementación de esta metodología en la planta se ilustra en la siguiente figura:

³ 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

$$N_{total} = 172$$

$$N_{zones} = 17$$

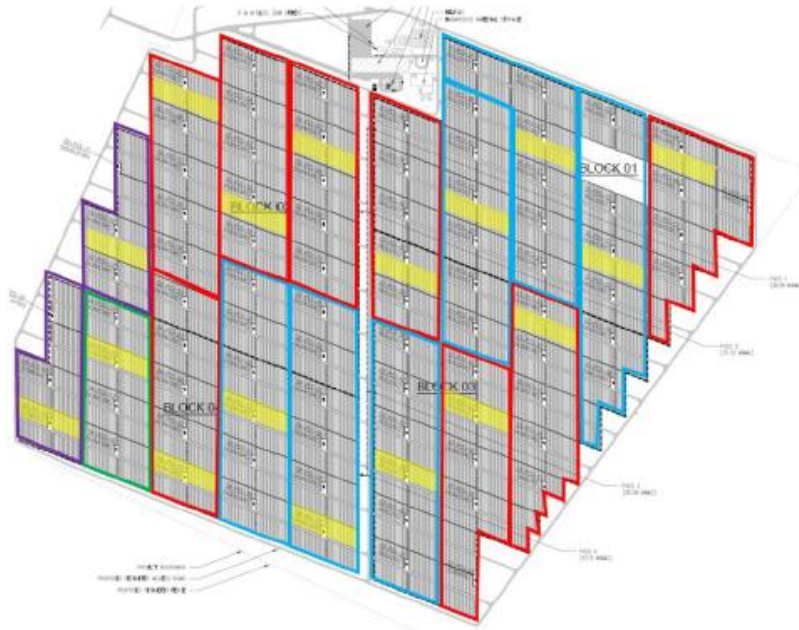


Figure 1. Reference Inverters (Yellow).

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

Figura 22: 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
Input (DC)	
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) ^{1, 2}	641 to 850 V / 583 to 850 V
MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz) ^{1, 2}	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)
Output (AC)	
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
Efficiency³	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.6% / 98.4% / 98.5%
Protective devices	
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 ⁴	61 dB(A)
Max. self-consumption (operation) ⁵ / 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 m³/h
Features	
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*, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷
● Standard features ○ Optional features — Not available	
Type designation	SC 800CP-10

1) At 1.05 $U_{AC, nom}$ and $\cos \varphi = 1$

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”
- Curva PQ de Luz del Norte en formato PowerFactory “Mvar Curve LdN.dz” de acuerdo al resultado de los ensayos
- 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”
- Archivo “2020.06.01-Guía-de-Verificación-Control-de-Tensión-Anexo-B.xlsx”