

Cliente: Helio Atacama Tres SpA

País: Chile

Proyecto: Verificación de SSCC - P.F. Bolero

Descripción: Informe final de ensayos

Código de Proyecto: EE-2021-022

Código de Informe: EE-EN-2022-1556

Revisión: D



03 de febrero de 2023



Este documento EE-EN-2022-1556-RD fue preparado para Helio Atacama Tres SpA por Estudios Eléctricos SA. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Sub-Gerente Dpto. Ensayos e Ingeniería
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Sub-Gerente Dpto. Ensayos e Ingeniería
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos e Ingeniería
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 97 páginas y ha sido guardado por última vez el 3/2/2023 por Gonzalo Espinoza. Sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev.	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	06/10/2022	Primera versión.	MC	AC	PR
B	07/10/2022	Correcciones según observaciones de cliente.	GE	AC	PR
C	07/10/2022	Correcciones según observaciones de cliente.	GE	AC	PR
D	03/02/2023	Correcciones según observaciones del Coordinador "COR-GO-DCO-SSCC- PFV Bolero-C".	GE	AC	PR

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



Índice

1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	Descripción del personal participante	7
1.2	Nomenclatura.....	8
2	REQUERIMIENTO NORMATIVO.....	9
2.1	Control de tensión.....	9
2.1.1	Definición	9
2.1.2	Requerimientos asociados a la prestación	9
2.2	Control terciario de frecuencia	10
2.2.1	Definición	10
2.2.2	Requerimientos asociados a la prestación	11
3	PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS.....	12
3.1	Procedimiento de pruebas.....	12
3.2	Instrumental utilizado para la adquisición de datos.....	13
3.2.1	Mediciones a nivel inversor.....	13
3.2.2	Mediciones a nivel planta	14
3.3	Registro de señales con equipos de planta.....	17
3.4	Metodología general de los ensayos.....	18
4	ENSAYOS DEL CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE	19
4.1	Ensayos a nivel inversor	19
4.1.1	Respuesta dinámica del control local de potencia reactiva - $\text{sen}(\phi)$	20
4.1.2	Respuesta dinámica del control local de factor de potencia	27
4.2	Ensayos a nivel planta	34
4.2.1	Respuesta dinámica del control de potencia reactiva del PPC	35
4.2.2	Respuesta dinámica del control de factor de potencia del PPC.....	40
4.2.3	Respuesta dinámica del control de tensión del PPC	45
4.3	Análisis.....	49
4.3.1	Pruebas a nivel inversor	49
4.3.2	Pruebas a nivel planta	49
5	ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DEL DIAGRAMA PQ TEÓRICO MÁXIMO	50
5.1	Puntos operativos alcanzados.....	51
5.2	Análisis.....	54



5.3	Curvas de capacidad finales	57
5.3.1	Tensión en POI 0.90 p.u.	58
5.3.2	Tensión en POI 0.95 p.u.	59
5.3.3	Tensión en POI 1.00 p.u.	60
5.3.4	Tensión en POI 1.05 p.u.	61
5.3.5	Tensión en POI 1.10 p.u.	62
5.4	Resumen de valores a informar	63
5.4.1	Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.0 pu	64
5.4.2	Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.05 pu	65
6	ENSAYOS DE VERIFICACION DEL CONTROL TERCARIO DE FRECUENCIA	66
6.1	Incremento de carga del parque	66
6.1.1	Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 27 MW/min	67
6.2	Bajada de carga del parque	68
6.2.1	Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a - 27 MW/min	68
6.2.2	Análisis del control terciario de frecuencia reserva en giro	70
7	ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN.....	71
8	ANEXOS	73
8.1	Verificación de curvas de capacidad en diferentes niveles de tensión.....	73
8.1.1	Tensión en POI 1.00 p.u.	73
8.1.2	Tensión en POI 1.05 p.u.	75
8.2	Medidas complementarias.....	78
8.3	Datos característicos de los inversores	81
8.4	Protecciones de los inversores.....	82
8.5	Datos característicos del transformador de bloque 1.56 MVA.....	83
8.6	Datos característicos del transformador de bloque 1.56 MVA.....	84
8.7	Foto de placa de los transformadores elevadores.....	85
8.8	Foto de placa de los transformadores de servicios auxiliares de 0.4 kV	86
8.9	Valores característicos de la central certificados por el CEN	87
8.10	Archivos adjuntos entregados.....	88
8.11	Certificados de calibración	90
8.12	Acta de pruebas SSCC Bolero	92
8.13	Limitaciones Curva de capacidad PF Bolero.....	94



8.13.1 Antecedentes	94
8.13.2 Ajustes a los inversores	94
8.13.3 Ajustes al PPC	95



1 INTRODUCCIÓN

El presente documento resume los resultados de las pruebas realizadas y las conclusiones obtenidas durante los ensayos de “*Verificación de Servicios Complementarios*”, particularmente el servicio de Control de Tensión del **Parque Fotovoltaico Bolero**, con el objeto de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios vigente. Las verificaciones anteriormente señaladas se realizaron siguiendo los lineamientos estipulados en las “*Guías de Verificación de Servicios Complementarios*” expedidas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Los ensayos realizados se encuentran descritos en el documento técnico “**EE-EN-2022-1062-RB_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero**” elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El Parque Fotovoltaico Bolero, ubicado en la comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta, se compone de noventa y cuatro (94) inversores, marca ABB modelo ULTRA 1400 TL de 1560 kVA de potencia aparente nominal cada uno (ver Figura 8.13), totalizando una potencia instalada de 146.64 MVA.

La red colectora de media tensión del parque se compone de siete (7) circuitos, los cuales se encuentran agrupados de a cuatro (4) y tres (3), y así cada grupo acomete a una barra de 33 kV en la S/E Bolero. Allí, mediante dos (2) transformadores elevadores de relación 220 kV / 33 kV y 100 MVA de potencia nominal (ver Figura 8.17), se eleva la tensión a 220 kV para finalmente evacuar la potencia generada al SEN en su punto de interconexión.

El control conjunto de planta, marca Inaccess, posee tres (3) modos de control en lo que respecta a potencia reactiva, estos son, factor de potencia ($\cos\phi$), potencia reactiva (Q) y tensión (V). Por otra parte, posee modo de control de potencia activa.



1.1 Descripción del personal participante

Empresa	Personal	Cargo
Estudios Eléctricos	Andres Capalbo	Experto Técnico
Estudios Eléctricos	Jaime Prieto	Ingeniero de ensayo
Helio Atacama Tres SpA	Francis Martinez F.	Asset Performance Coordinator

Tabla 1.1: Personal participante

Las pruebas se llevaron a cabo los días 13 y 14 de septiembre de 2022.



1.2 Nomenclatura

Tag	Descripción
ETERM	Tensión en bornes del inversor
PELEC	Potencia eléctrica activa en bornes del inversor
QELEC	Potencia eléctrica reactiva en bornes del inversor
UBUS	Tensión en el punto de interconexión
PBUS	Potencia eléctrica activa en el punto de interconexión
QBUS	Potencia eléctrica reactiva en el punto de interconexión
FREC	Frecuencia eléctrica
PPC	Control conjunto de planta
POI	Punto de interconexión del parque (barra de alta tensión del transformador de salida de la central)
AT	Alta tensión (220 kV)
BT	Baja tensión (0.69 kV)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SSCC	Servicios Complementarios
EE	Estudios Eléctricos
CT	Control de tensión
CTF	Control terciario de frecuencia
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
Pmax	Potencia activa bruta máxima en el POI disponible a la hora de los ensayos (135.7 MW según carta CEN)
Pmin	Potencia activa bruta correspondiente al mínimo técnico en el POI (2.79 MW según carta CEN)
Pdisp	Potencia activa máxima disponible durante los ensayos (101 MW)
P1_{inv}	Despacho del inversor al 10% de la potencia nominal
P3_{inv}	Despacho del inversor al 50% de la potencia nominal
P5_{inv}	Despacho del inversor al 90% de la potencia nominal
P1_{ppc}	Despacho del parque a mínimo técnico (Pmin)
P2_{ppc}	Despacho del parque a $(P5_{ppc} + 2 * P1_{ppc}) / 3$
P3_{ppc}	Despacho del parque a $(P5_{ppc} + P1_{ppc}) / 2$
P4_{ppc}	Despacho del parque a $(2 * P5_{ppc} + P1_{ppc}) / 3$
P5_{ppc}	Despacho del parque a potencia máxima (Pdisp)

Tabla 1.2 - Nomenclatura empleada



2 REQUERIMIENTO NORMATIVO

2.1 Control de tensión

El objetivo de esta sección es citar los requerimientos mínimos que debe cumplir cada una de las instalaciones interconectadas al SEN para verificar las capacidades para prestar el servicio de control de tensión según la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC), y el Anexo Técnico “Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC”.

2.1.1 Definición

Este servicio corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del Sistema Eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

2.1.2 Requerimientos asociados a la prestación

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento/unidad que preste este servicio complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos:

a) Parques eólicos y fotovoltaicos

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el Centro de Despacho y Control, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo con la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-8 y 3-9 de la NTSyCS vigente. 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 segundo, mientras que para el lento no podrá exceder los 20 segundos. Será el Coordinador por medio del quién definirá si se requiere que alguna instalación preste este tipo de servicio. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.

Los parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con los límites establecidos en sus diagramas PQ, considerando las exigencias descritas en la NTSyCS. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, esto podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al Sistema,

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador, según el artículo 3-13 de la NTSyCS.

Este servicio podría ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.

2.2 Control terciario de frecuencia

2.2.1 Definición

Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el SEN para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de cinco (5) minutos a partir de la instrucción del Coordinador, y su máximo Tiempo de Entrega será de una (1) hora.



2.2.2 Requerimientos asociados a la prestación

Dentro de las consideraciones que se deberán tomar para la prestación de este servicio, y para mantener la coherencia con la cadena de reservas que se da entre los distintos controles, se deberá considerar el 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de quince (15) minutos, medidos desde que el Coordinador entrega la instrucción al Centro de Control, de manera que el CTF reemplace la acción ejercida previamente por el CSF.

En el caso que este servicio sea prestado por usuarios finales, éstos deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales:

- a) Integrar al SCADA del Coordinador las señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro.
- b) Disponer de un Centro de Control validado por el Coordinador, que permita cumplir las instrucciones dadas por el Coordinador en los tiempos que el servicio requiere.

En el caso que uno o más usuarios finales participen de la prestación del servicio a través de un Agregador, este último deberá cumplir con los requisitos anteriores, de modo de realizar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para la correcta prestación del servicio correspondiente.



3 PREPARACIÓN DE LOS ENSAYOS

3.1 Procedimiento de pruebas

El procedimiento implementado fue diseñado en base al informe de determinación de curvas PQ teóricas máximas de la Planta Fotovoltaica Bolero “**EE-EN-2021-0927-RB_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Bolero**”.

Dicho procedimiento de pruebas se informa en el documento técnico “**EE-EN-2022-1062-RB_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero**” elaborado por Estudios Eléctricos S.A. y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional. En dichos documentos se analiza la factibilidad de llegar a los límites de absorción e inyección de reactivos de la planta y se define el plan de acción de trabajo.

Las pruebas realizadas en la Planta Fotovoltaica Bolero se llevan a cabo de acuerdo con los procedimientos ya mencionados. Algunas de las pruebas realizadas sufrieron variaciones en terreno y/o no se llevaron a cabo. Estas pruebas se indican a continuación:

- **Relevamiento de curvas PQ:** Se solicita constante colaboración al centro de despacho de carga del Coordinador para bajar/subir tensión en barra S/E Bolero 220 kV. El Centro de Despacho de Carga del CEN no accede a mover la tensión en barra por condiciones operativas desfavorables del SEN. Debido a esto, no se logra medir los puntos en las condiciones exigidas por la guía de verificación. Sólo se consigue llevar el parque a los extremos de su capacidad de absorción/inyección de reactivos en torno al nivel de tensión en que se encontraba el POI durante las pruebas (1.00 p.u. a 1.05 p.u.).
- **Control Terciario de Frecuencia en giro:** De acuerdo al procedimiento “**EE-EN-2022-1062-RB_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero**”, la tasa de operación normal corresponde a 20 MW/min, sin embargo, en terreno se comprueba que la tasa de operación normal corresponde a 27 MW/min, la cual fue la única tasa ensayada, debido a que la lógica interna del PPC no toma el cambio de consigna.



3.2 Instrumental utilizado para la adquisición de datos

3.2.1 Mediciones a nivel inversor

Para realizar los ensayos a nivel inversor se utiliza un equipo de adquisición de datos (propiedad de EE). Las principales características del adquirente se presentan en la Tabla 3.1.

Denominación	Canales	Tasa de muestreo	Bits de resolución	N° serie	Certificado de calibración
Adquisidor de datos	16	10 kHz	16 bits	EEEQ2009137	Ver Anexo 8.11

Tabla 3.1 – Característica de los equipos de adquisición

Se mide tensión y corriente en bornes del inversor y, adicionalmente, el adquirente calcula indirectamente la potencia activa, reactiva y frecuencia eléctrica en bornes. El punto de conexión se indica en el esquema de la Figura 3.1.

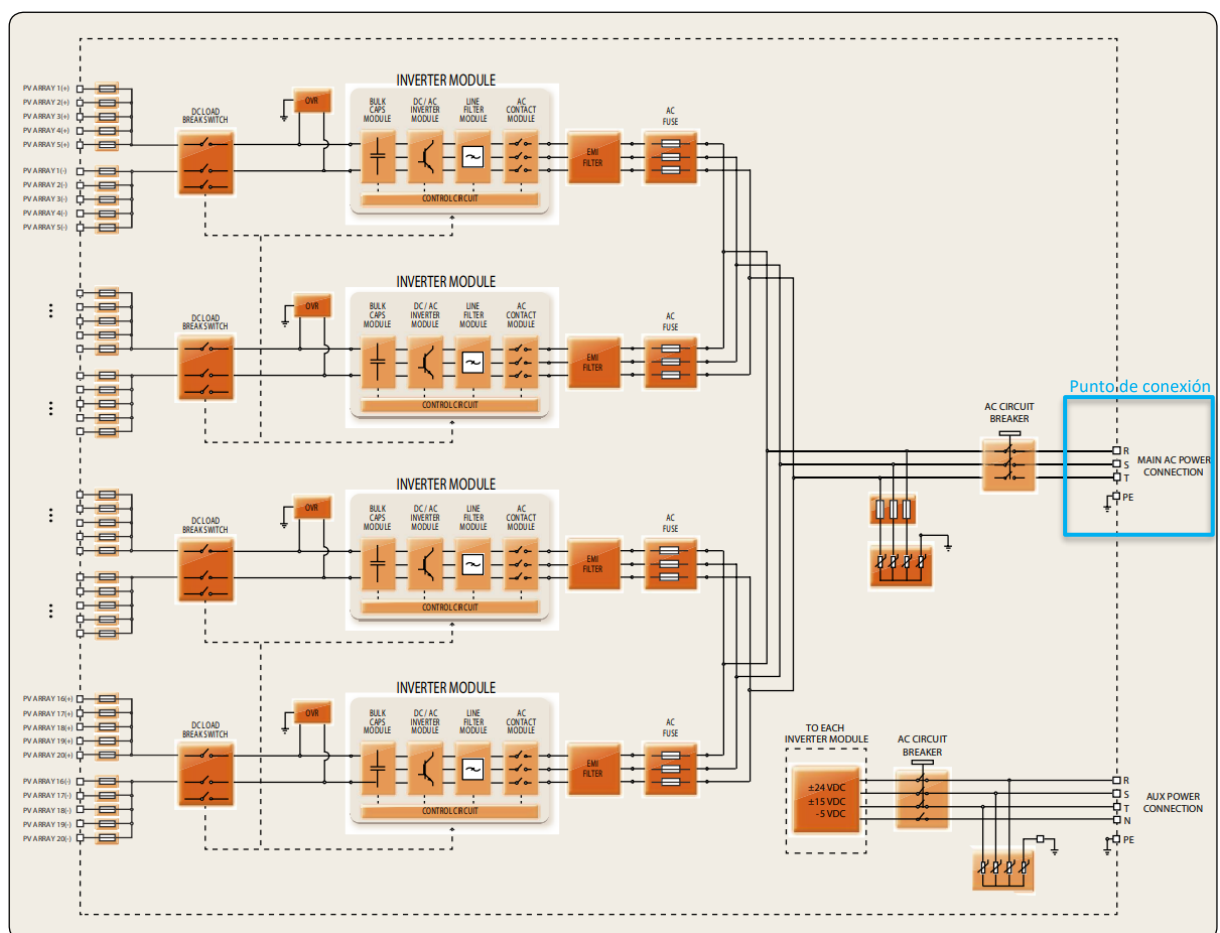


Figura 3.1: Punto de conexión a nivel inversor



3.2.2 Mediciones a nivel planta

Para realizar los ensayos a nivel planta se utiliza un medidor de calidad de energía marca Janitza, de la serie UMG (propiedad de EE). Una fotografía referencial de la serie se presenta en la Figura 3.2.

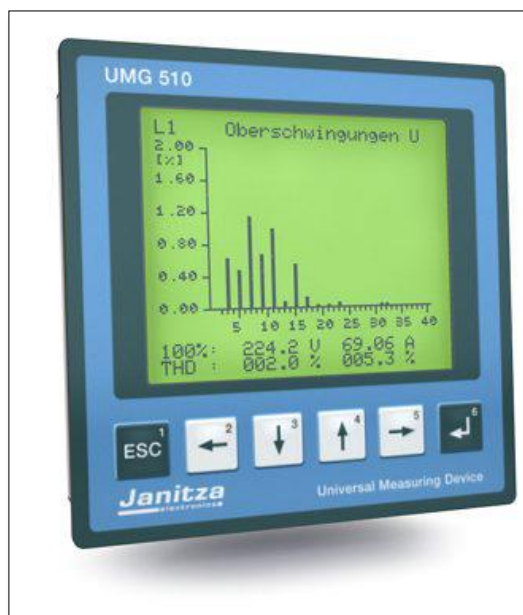


Figura 3.2: Fotografía del Janitza UMG510

Para la medición de las variables eléctricas a nivel planta, se conecta al equipo las tres tensiones (fases A, B y C) y el neutro, junto con las tres corrientes (fases A, B y C) y sus respectivos retornos. Los juegos de tensiones y corrientes son tomados de los secundarios de los transformadores de medición TP y TC ubicados en el punto de interconexión. Lo anterior se ilustra en la Figura 3.3, Figura 3.4 y Figura 3.5.

Denominación	Canales	Tasa de muestreo	Bits de resolución	N° serie	Certificado de calibración
Analizador de calidad de energía	7	25 kHz	16 bits	4201/5361	Ver Anexo 8.11

Tabla 3.2 – Característica de los equipos de adquisición

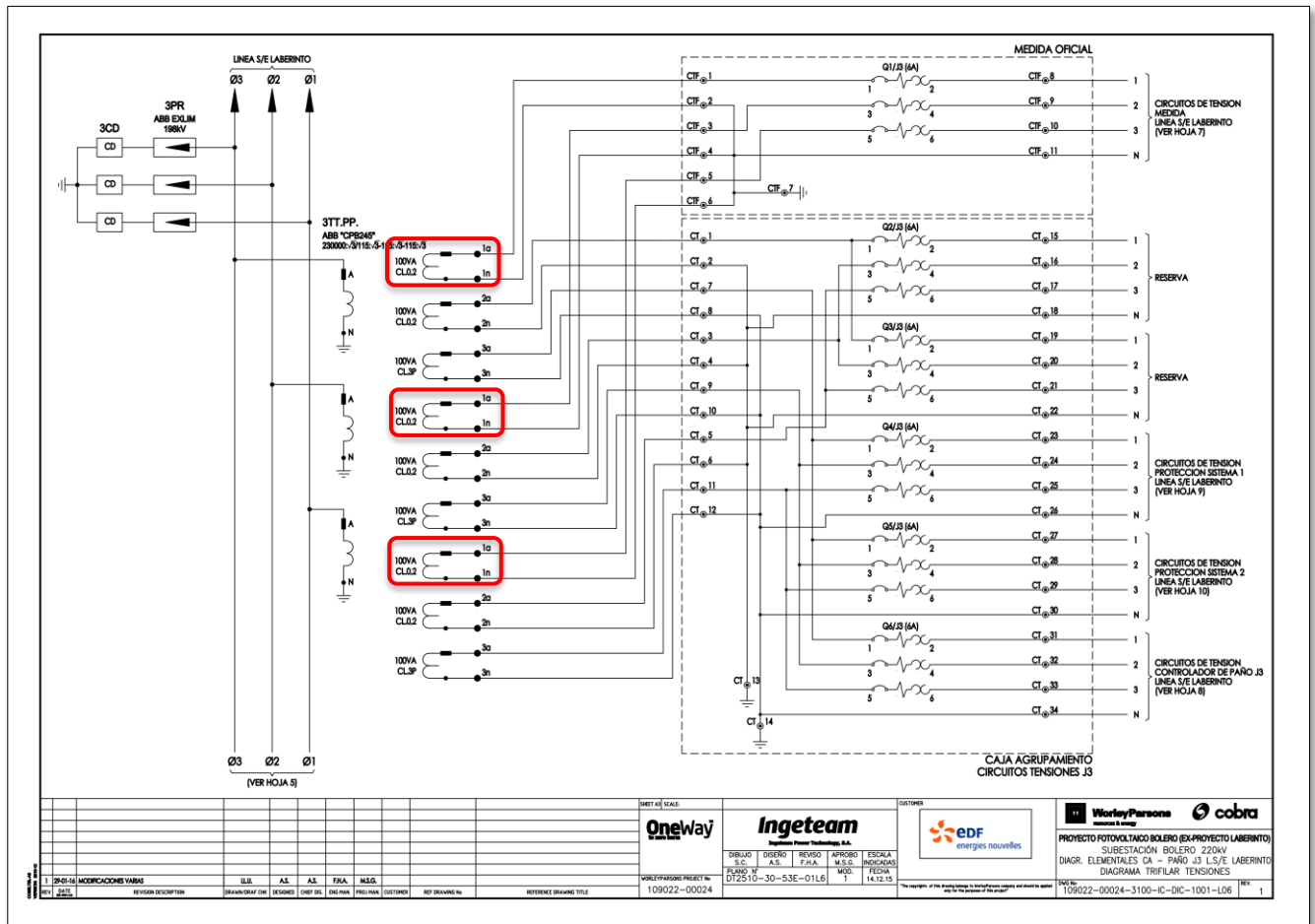


Figura 3.3: Transformadores de potencial en el POI

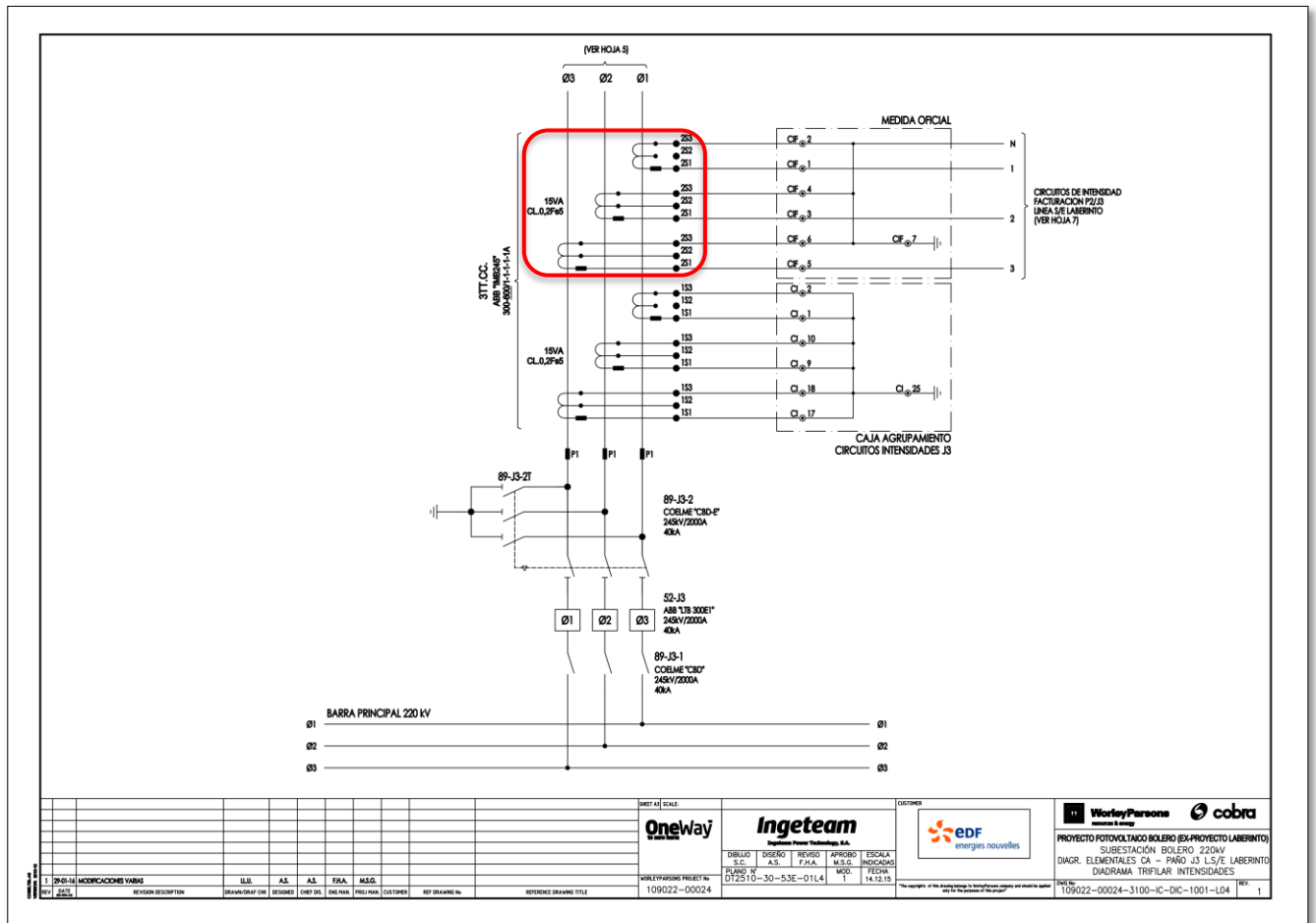


Figura 3.4: Transformadores de corriente en el POI

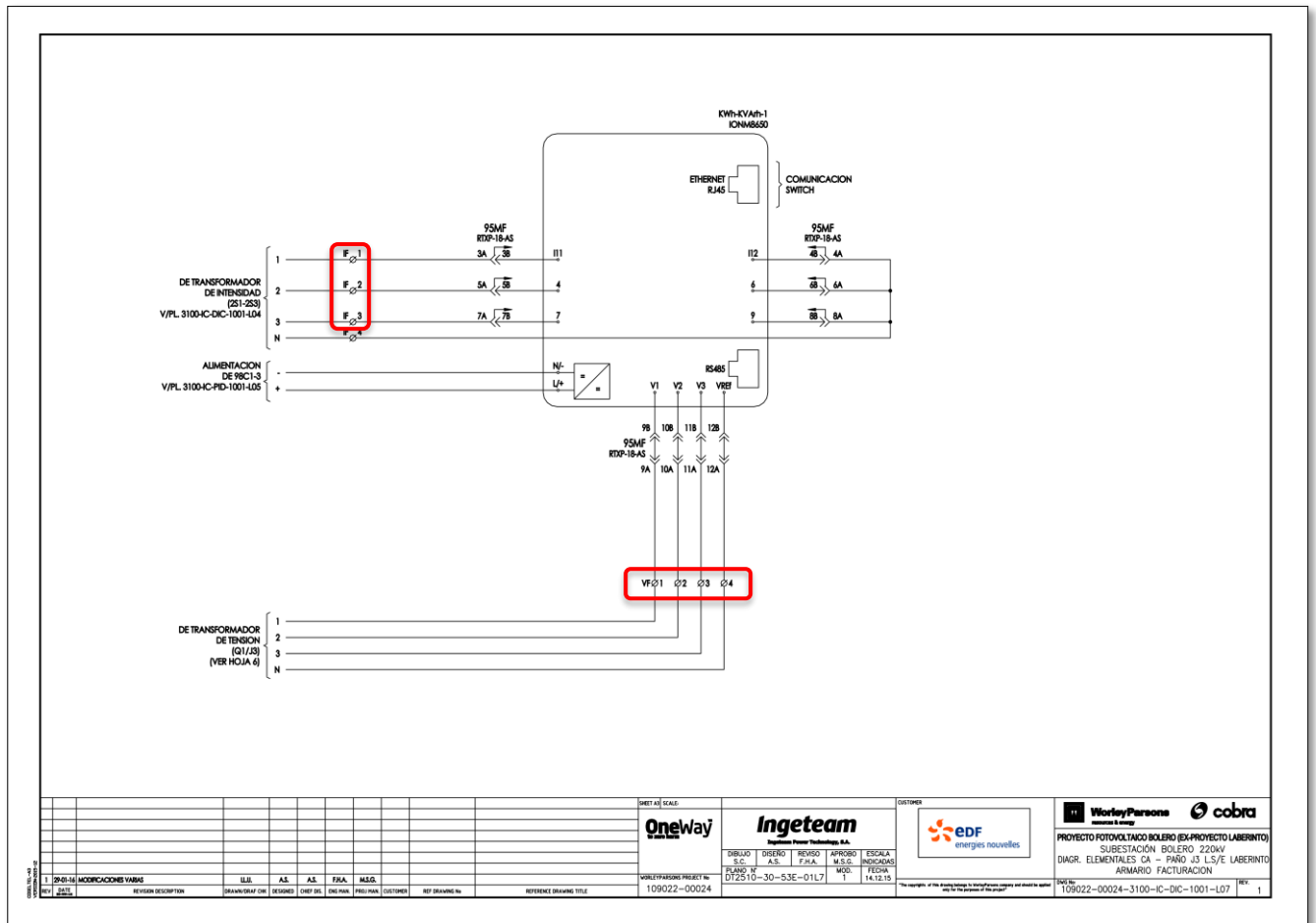


Figura 3.5: Puntos de conexión a nivel planta

3.3 Registro de señales con equipos de planta

Adicionalmente, se registran algunas señales de interés con el sistema de adquisición de planta. El mismo es marca Inaccess y posee una tasa de muestreo de 1 muestra cada 15 min. Los registros fueron exportados en formato csv.

Las señales registradas fueron:

1. Radiación solar.
2. Temperatura ambiental.



3.4 Metodología general de los ensayos

Para realizar los ensayos descritos en el protocolo “*EE-EN-2022-1062-RB- Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero*” se realizan escalones en las referencias de los distintos lazos de control que implementan tanto el control local de los inversores como el control conjunto de planta. Lo anterior se logra mediante la interfaz de control tanto de los inversores (W) como del propio controlador de planta, Figura 3.6 y Figura 3.7 respectivamente.

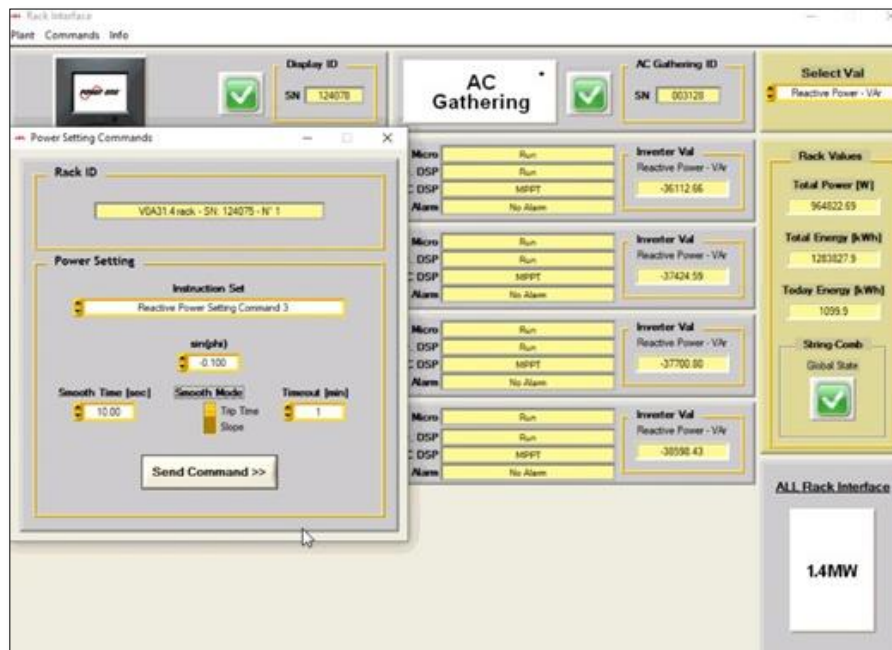


Figura 3.6: HMI del controlador local de los inversores

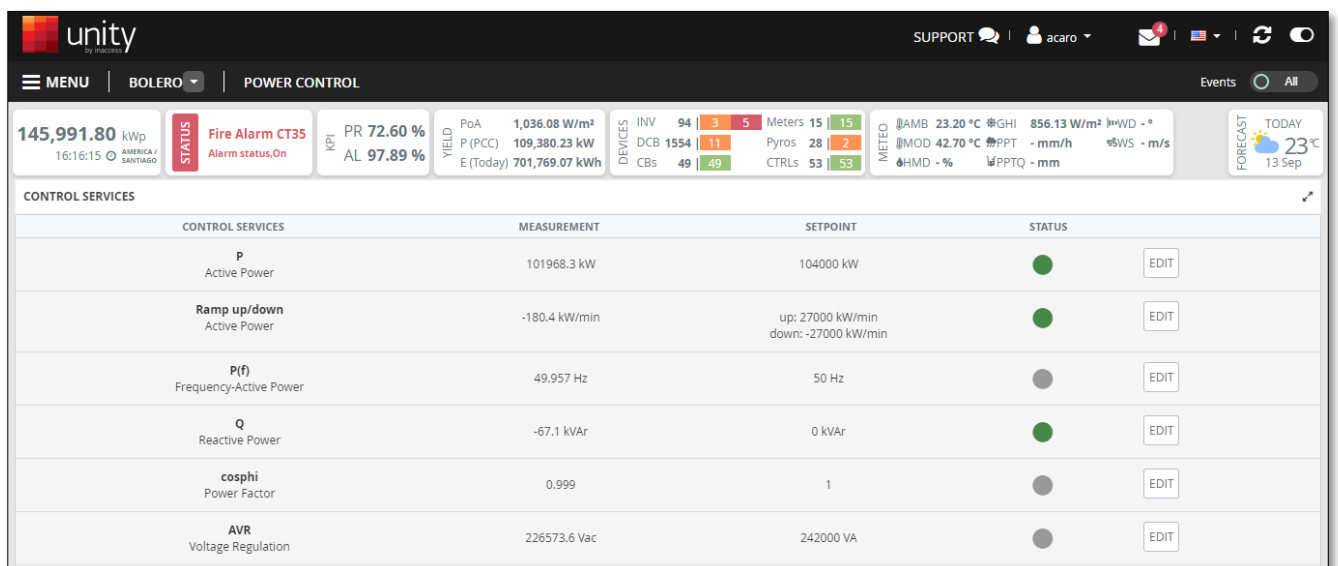


Figura 3.7: HMI del control conjunto de planta



4 ENSAYOS DEL CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE

En esta sección se presentan los ensayos realizados con el objetivo de evaluar la respuesta dinámica de los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva del parque y de los inversores.

4.1 Ensayos a nivel inversor

Para estos ensayos se selecciona el inversor 29-1, el cual corresponde al “inversor más cercano” y el inversor 14-2 el cual corresponde al “inversor más lejano” respecto a la subestación elevadora del parque.

Los despachos de potencia activa ensayados fueron determinados en base a la potencia nominal del inversor, es decir, 1.56 MVA. Los despachos se presentan en la Tabla 4.1.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]
P1 _{inv}	0.16
P3 _{inv}	0.79
P5 _{inv}	1.22

Tabla 4.1: Despachos de potencia activa de los inversores – Ensayos dinámicos a nivel inversores

Los ensayos consisten en pruebas dinámicas de respuesta al escalón a los distintos modos de control implementados por el controlador local de los inversores. Vale la aclaración que el controlador local de los inversores no posee implementando el control de tensión. La Tabla 4.2 resumen los ensayos realizados para cada despacho de potencia activa de los inversores.

Despacho de Potencia Activa	Modos de control
P1 _{inv}	Q y $\cos(\phi)$
P3 _{inv}	Q y $\cos(\phi)$
P5 _{inv}	Q y $\cos(\phi)$

Tabla 4.2 - Distribución de las pruebas según el despacho del inversor



Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Tensión, potencia reactiva y activa en bornes del inversor (señales ETERM, QELEC y PELEC, respectivamente)
- Tensión, potencia reactiva y activa en el POI (señales UBUS, QBUS y PBUS, respectivamente)

4.1.1 Respuesta dinámica del control local de potencia reactiva - $\sin(\phi)$

Con el inversor operando en control local de potencia reactiva, se aplican cambios de tipo escalón, en la referencia correspondiente, de amplitud $\pm 10\%$ de su potencia nominal. Esto se realiza mediante el software de mantenimiento del inversor y su duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en bornes de la unidad.

Para generar variaciones de potencia reactiva en el inversor, la variable de referencia a modificar del control local de potencia reactiva es " $\sin(\phi)$ ". El valor se ingresa en función de la potencia nominal del inversor, es decir, para aplicar un escalón de amplitud 10% de la potencia nominal, se debe modificar el valor de 0 a 0.1.

Inversor 29-1 – Despacho $P_{1_{inv}}$

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

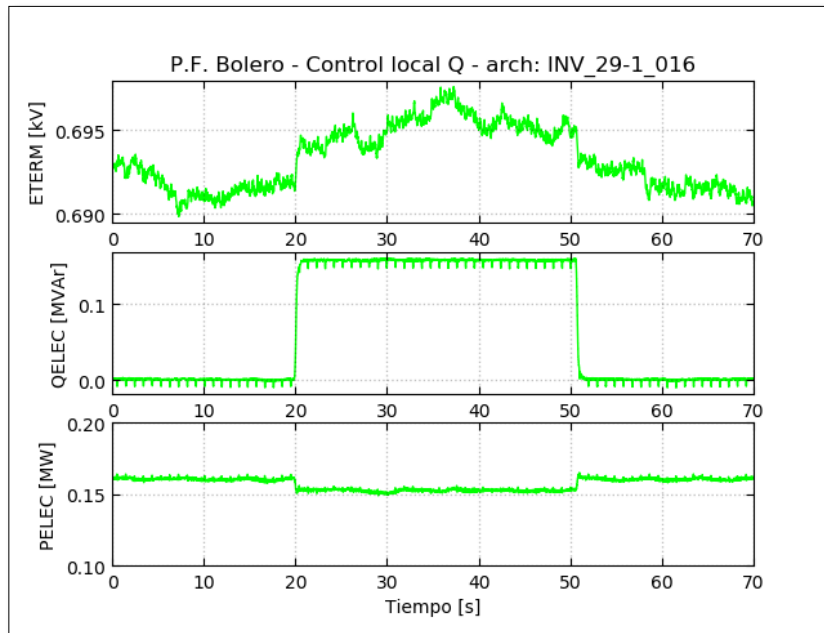


Figura 4.1: Controlador local de los inversores – Modo sin(phi) – Señales a nivel inverter

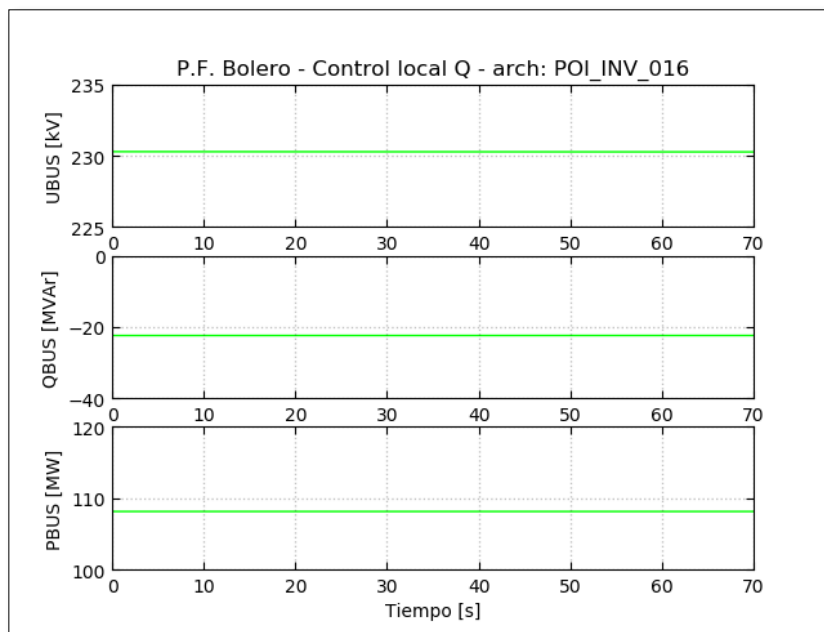


Figura 4.2: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inverter como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 29-1 – Despacho $P3_{inv}$

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

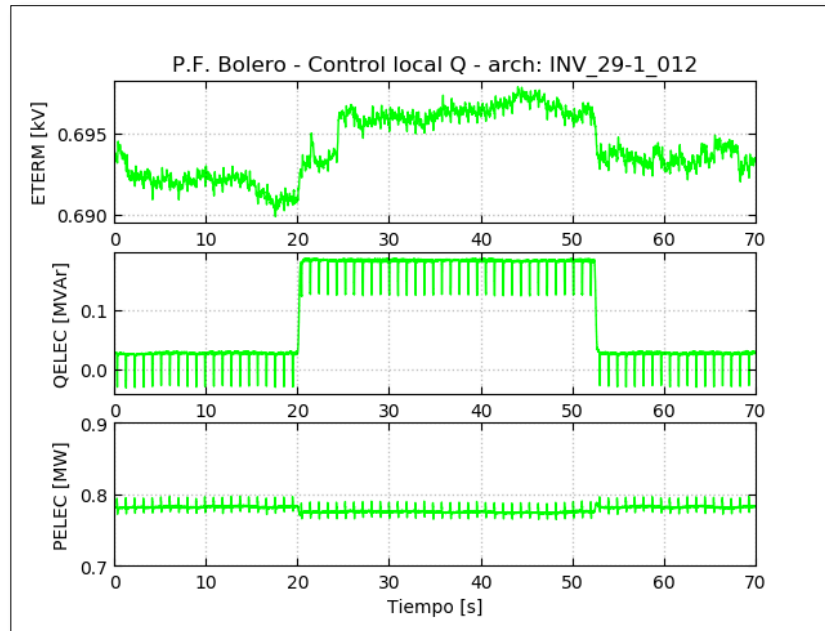


Figura 4.3: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

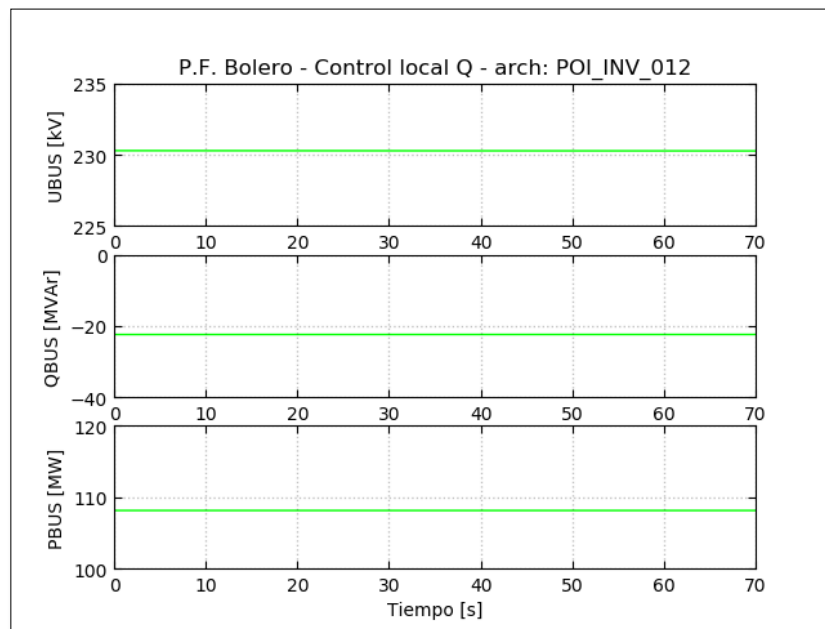


Figura 4.4: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 29-1 – Despacho P5_{inv}

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

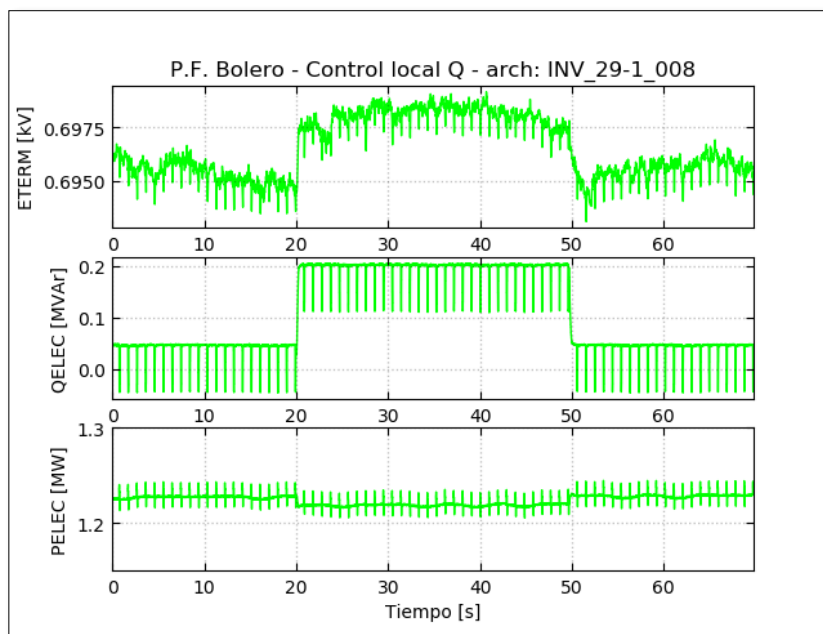


Figura 4.5: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

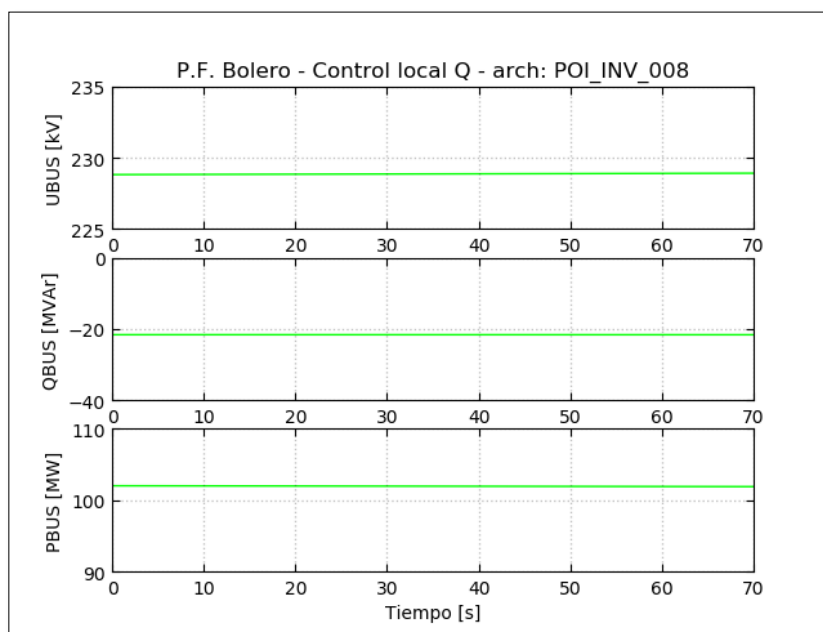


Figura 4.6: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho $P1_{inv}$

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

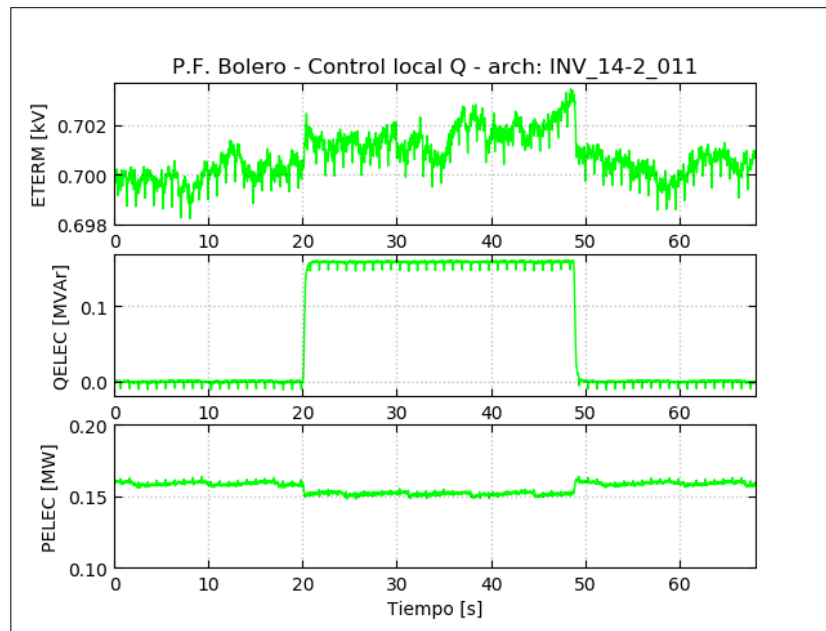


Figura 4.7: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

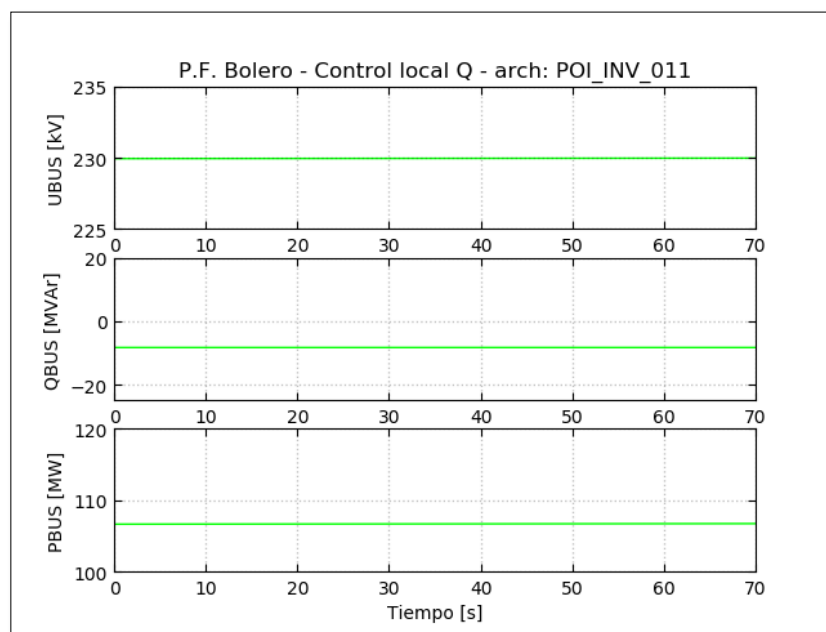


Figura 4.8: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho $P3_{inv}$

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

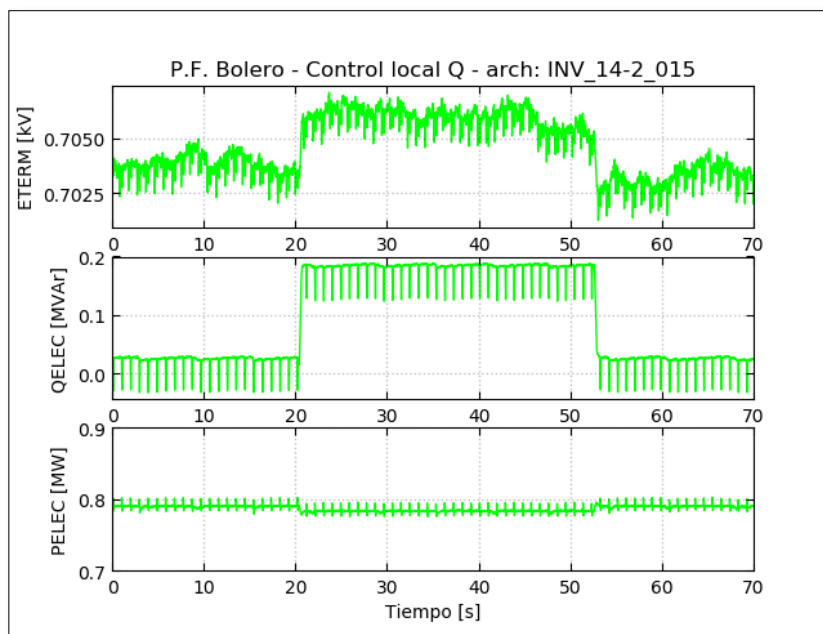


Figura 4.9: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

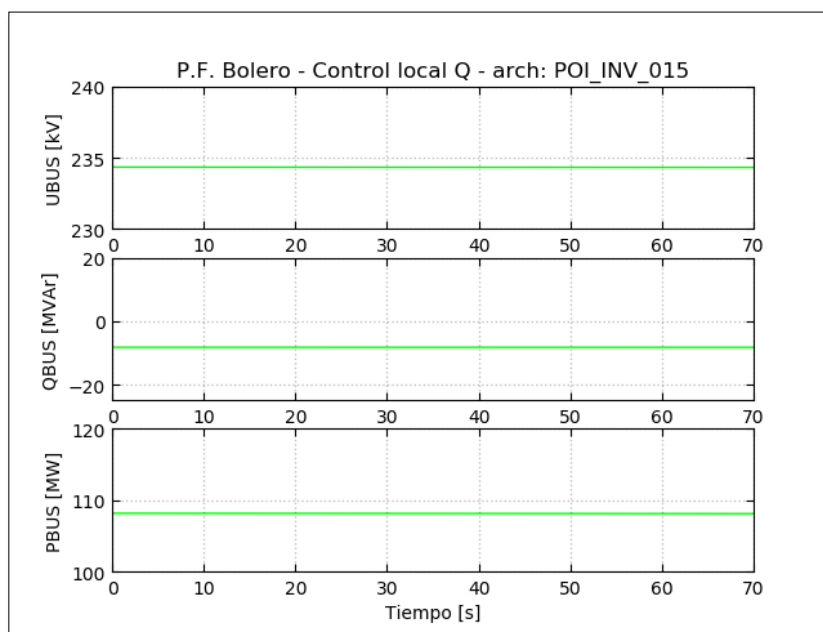


Figura 4.10: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho P5_{inv}

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 0.156 MVar.

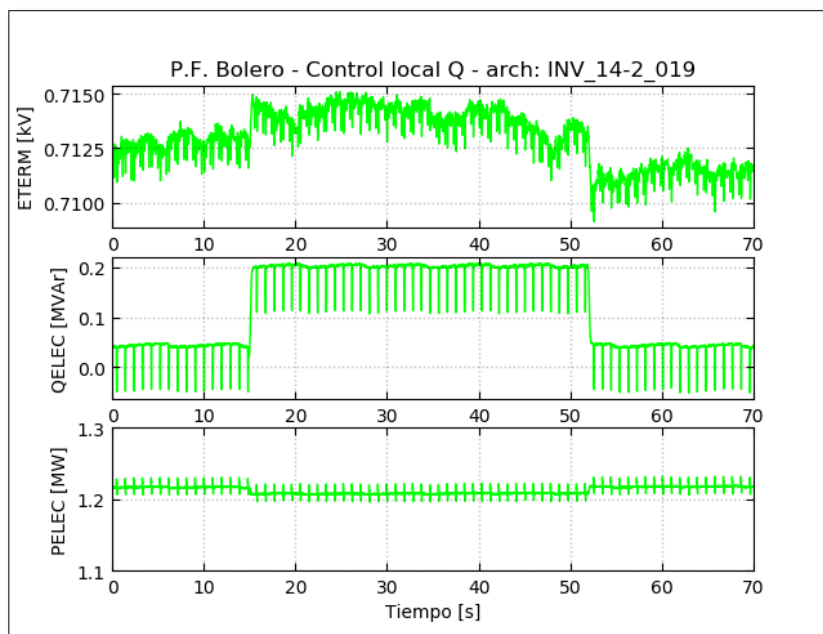


Figura 4.11: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel inversor

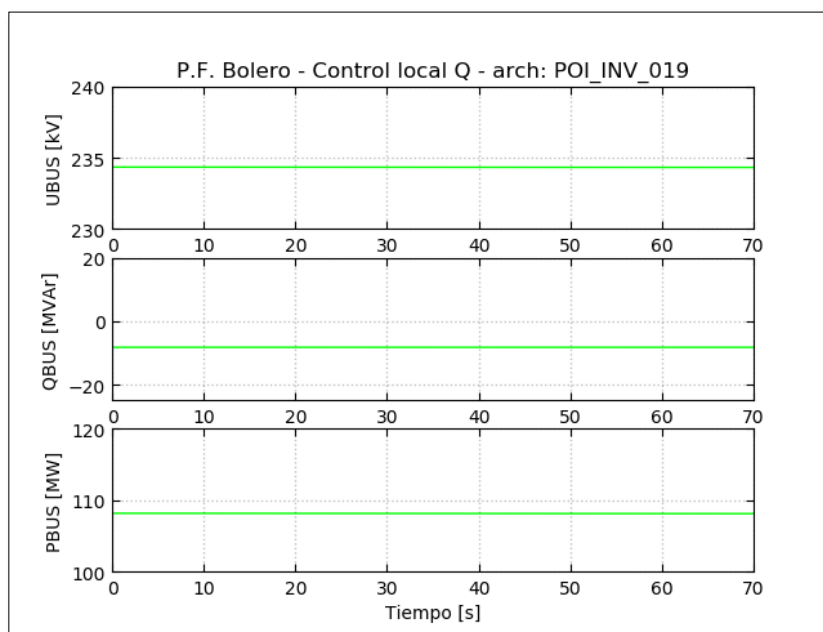


Figura 4.12: Controlador local de los inversores – Modo Q – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



4.1.2 Respuesta dinámica del control local de factor de potencia

Con el inversor operando en control local de factor de potencia, se aplican cambios de tipo escalón, en la referencia correspondiente, de amplitud tal que genere una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva respecto de su potencia nominal. Esto se realiza mediante el software de mantenimiento del inversor y su duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en bornes del inversor.

Para generar variaciones de potencia reactiva en el inversor, la variable de referencia a modificar del control local de factor de potencia es "*cos(phi)*". El valor se ingresa en función de la potencia disponible en el inversor.



Inversor 29-1 – Despacho $P1_{inv}$

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.7.

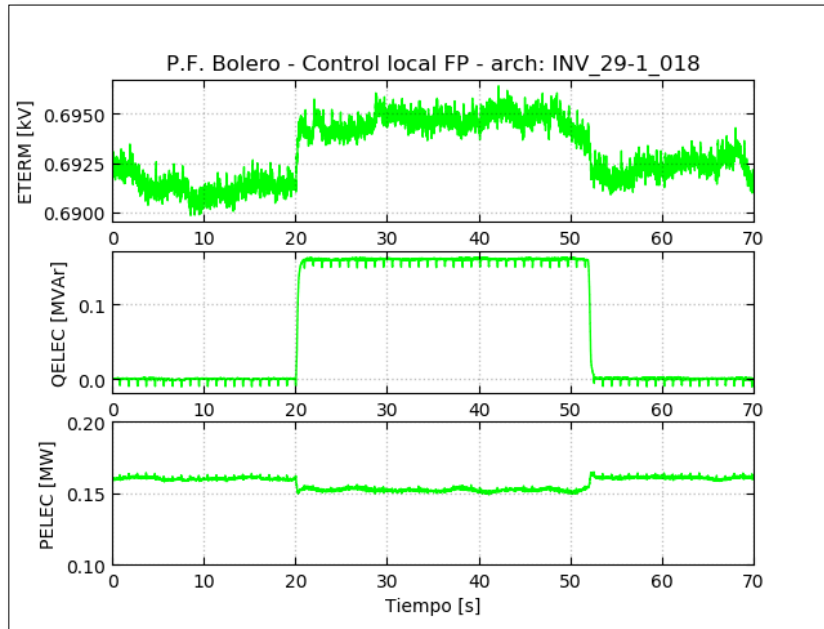


Figura 4.13: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inversor

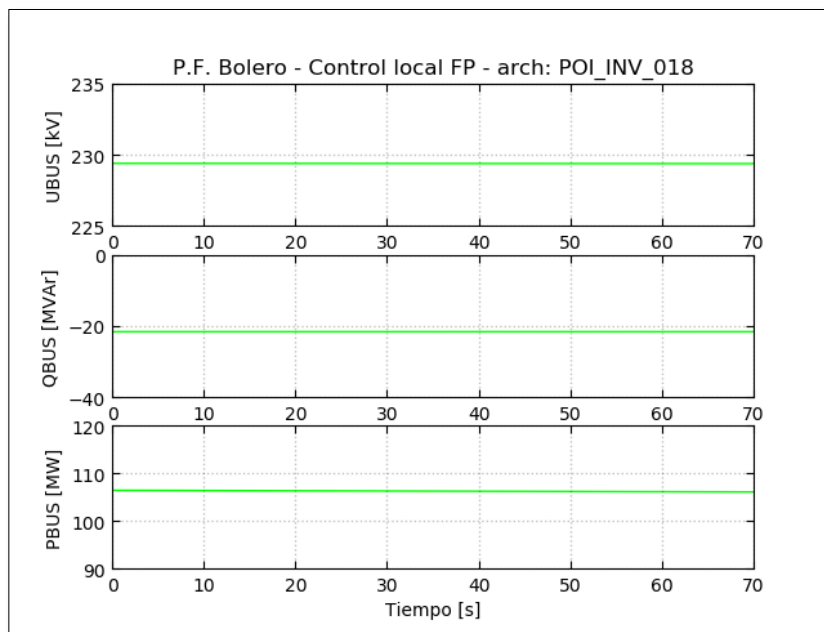


Figura 4.14: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 29-1 – Despacho $P3_{inv}$

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.98.

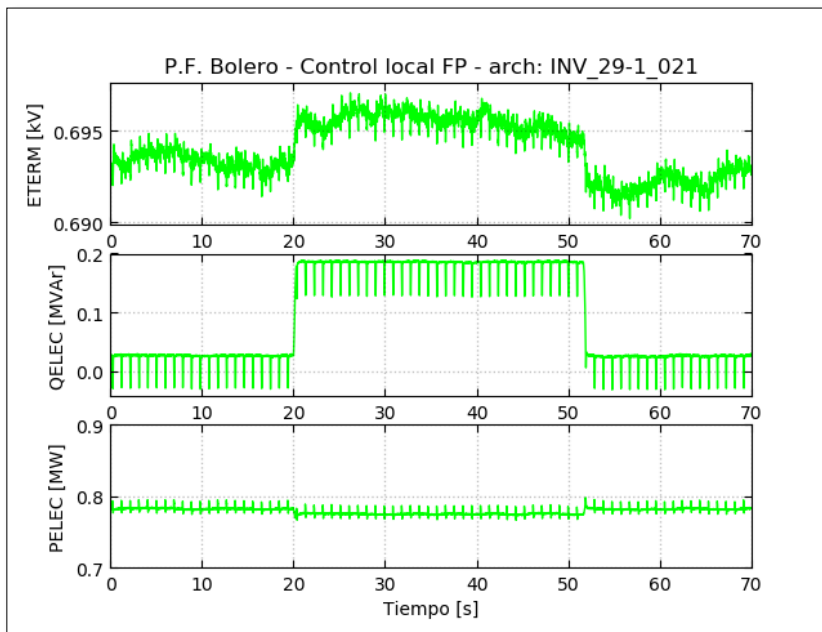


Figura 4.15: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inversor

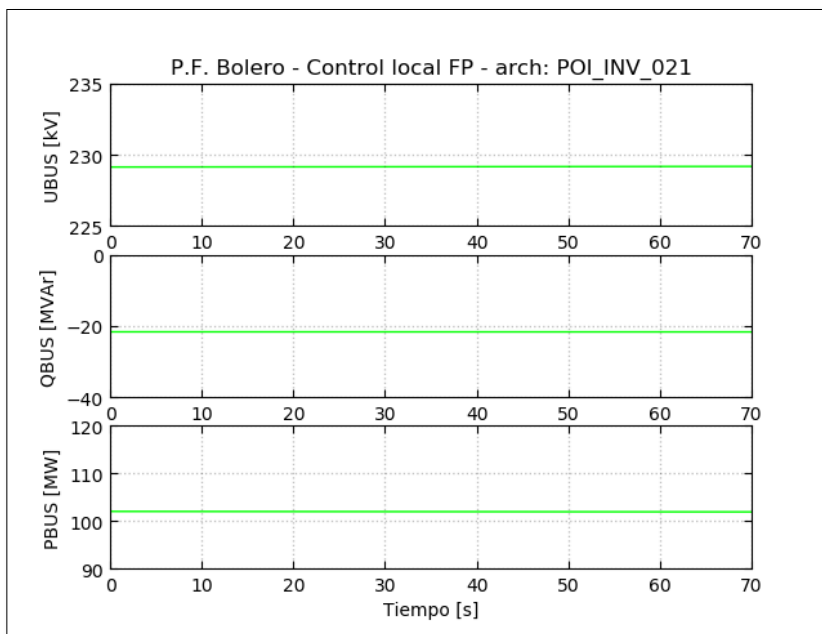


Figura 4.16: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 29-1 – Despacho P5_{inv}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.99.

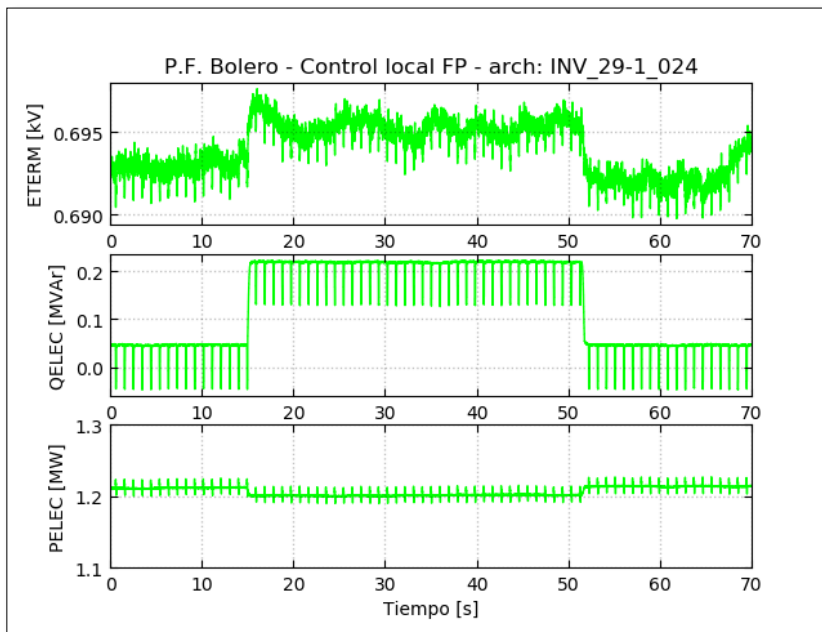


Figura 4.17: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inversor

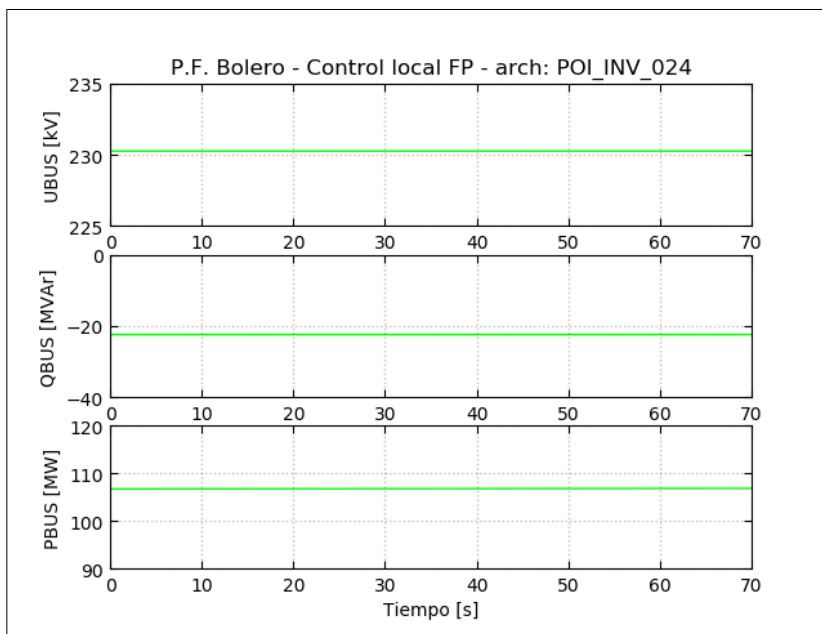


Figura 4.18: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho P1_{inv}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.7.

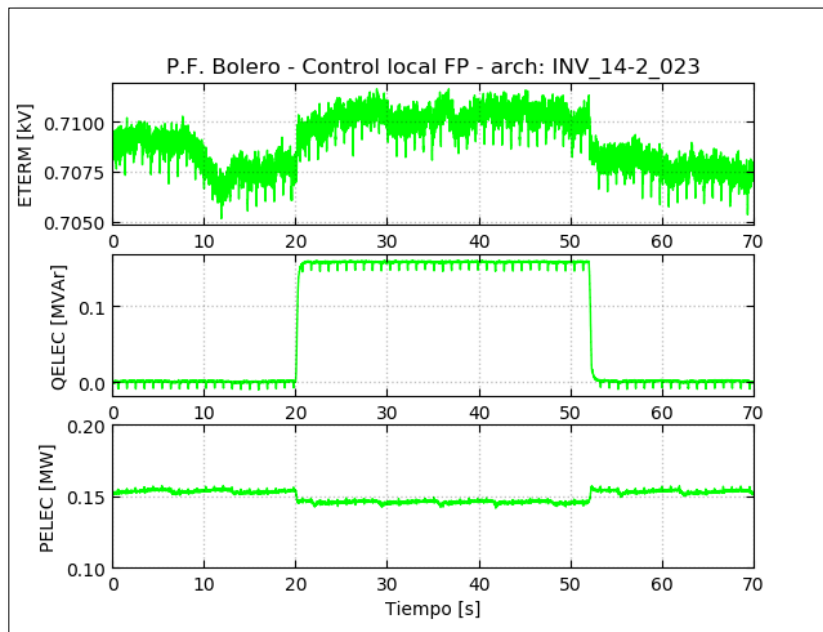


Figura 4.19: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inductor

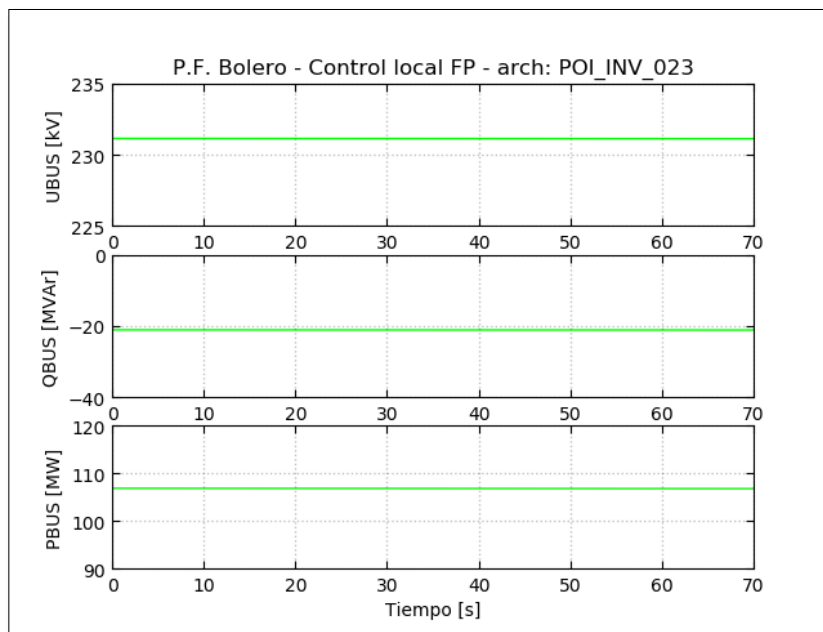


Figura 4.20: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inductor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho $P3_{inv}$

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.98.

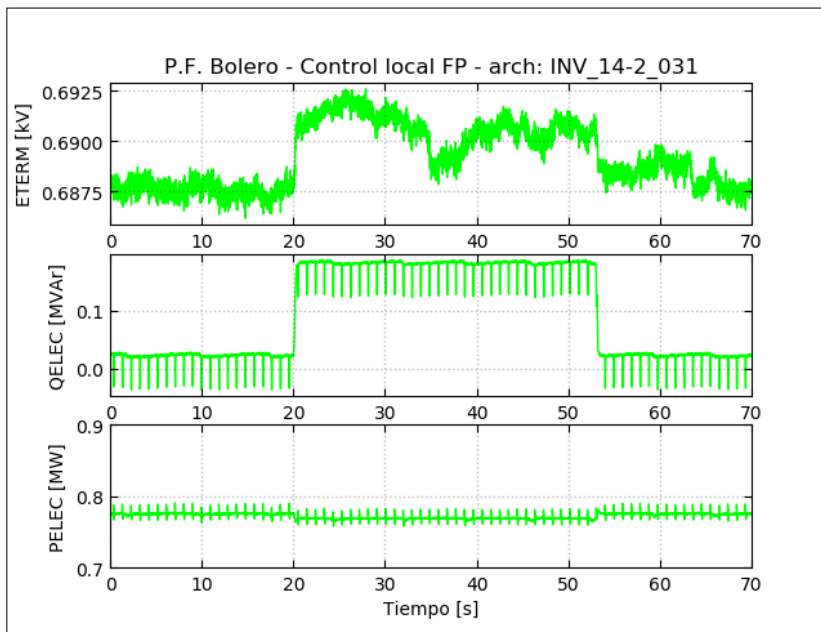


Figura 4.21: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inversor

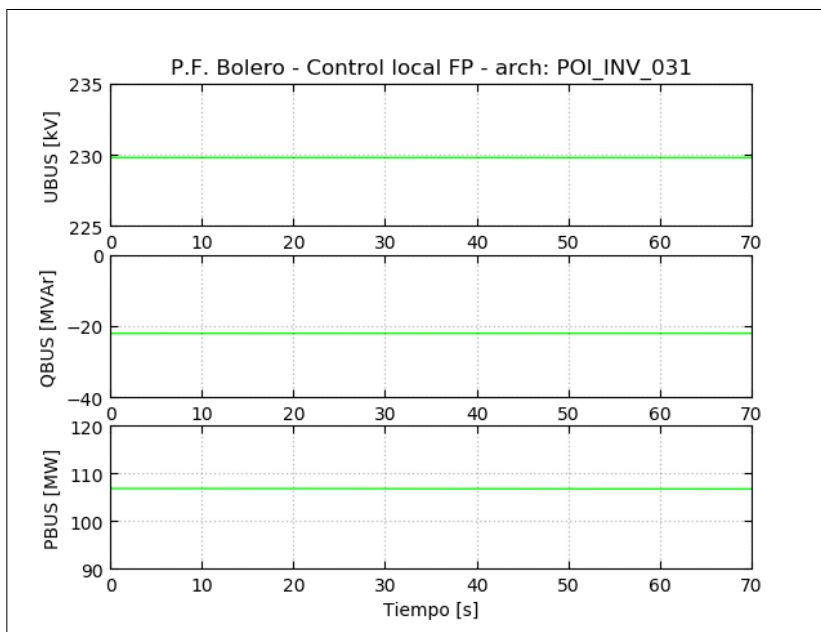


Figura 4.22: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



Inversor 14-2 – Despacho P5_{inv}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.99.

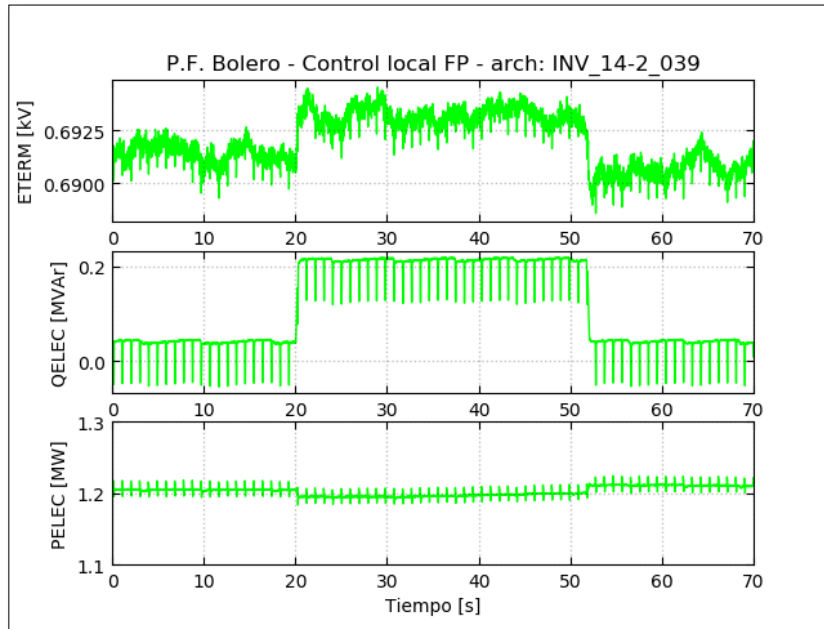


Figura 4.23: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel inversor

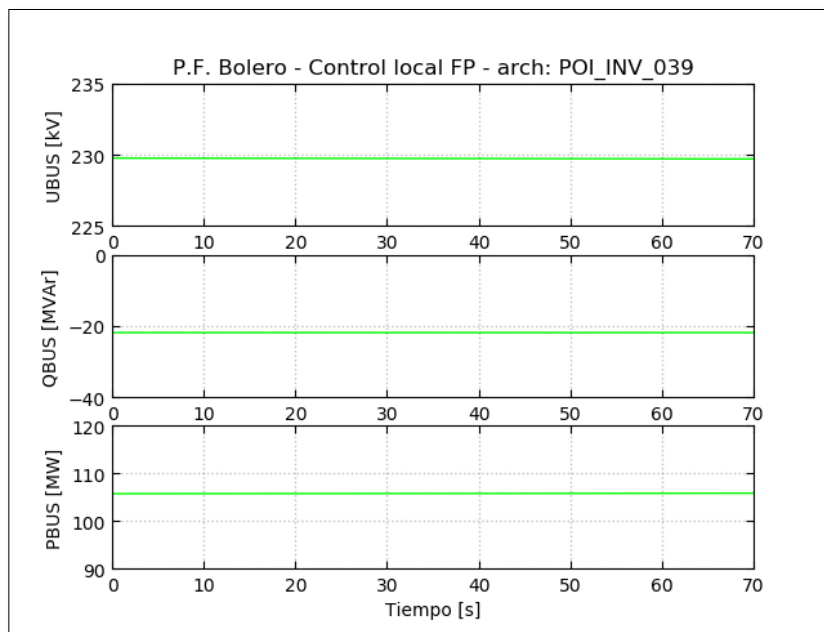


Figura 4.24: Controlador local de los inversores – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

Como se puede observar en las figuras anteriores, tanto el inversor como el parque presentan una respuesta estable.



4.2 Ensayos a nivel planta

Los despachos de potencia activa se determinan en base al mínimo técnico y a la potencia máxima disponible del parque durante las pruebas. Esta última resultó ser de 102 MW, y los despachos resultantes se presentan en la Tabla 4.3.

Cabe destacar que, si bien el valor de mínimo técnico declarado corresponde a 2.79 MW, existe una limitante de inyección/absorción de potencia reactiva debido a la curva de capacidad de los inversores por lo que se adoptó durante los ensayos $P1_{ppc} = 16$ MW.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]
$P1_{ppc}$	16
$P3_{ppc}$	74
$P5_{ppc}$	102

Tabla 4.3: Despachos de potencia activa del parque – Ensayos dinámicos a nivel planta

Los ensayos consisten en pruebas dinámicas de respuesta al escalón a los distintos modos de control implementados por el control conjunto de planta. La Tabla 4.4 resumen los ensayos realizados para cada despacho de potencia activa del parque.

Despacho de Potencia Activa	Modos de control
$P1_{ppc}$	Q, V, $\cos(\phi)$
$P3_{ppc}$	Q, V, $\cos(\phi)$
$P5_{ppc}$	Q, V, $\cos(\phi)$

Tabla 4.4 - Distribución de las pruebas según el despacho del parque

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Tensión en el POI (señal UBUS)
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS)
- Potencia activa en el POI (señal PBUS)



4.2.1 Respuesta dinámica del control de potencia reactiva del PPC

Con el PPC operando en control de potencia reactiva, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud $\pm 10\%$ de la potencia nominal¹ del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 14.7 MVar.

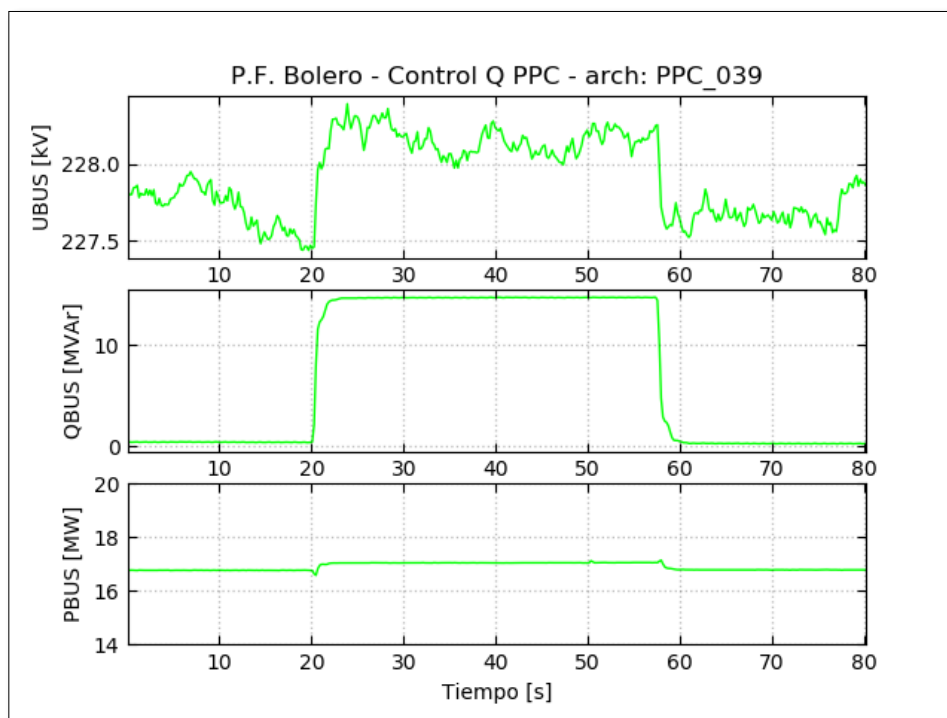


Figura 4.25: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

¹ La potencia nominal del parque se considera igual a 146.64 MVA.

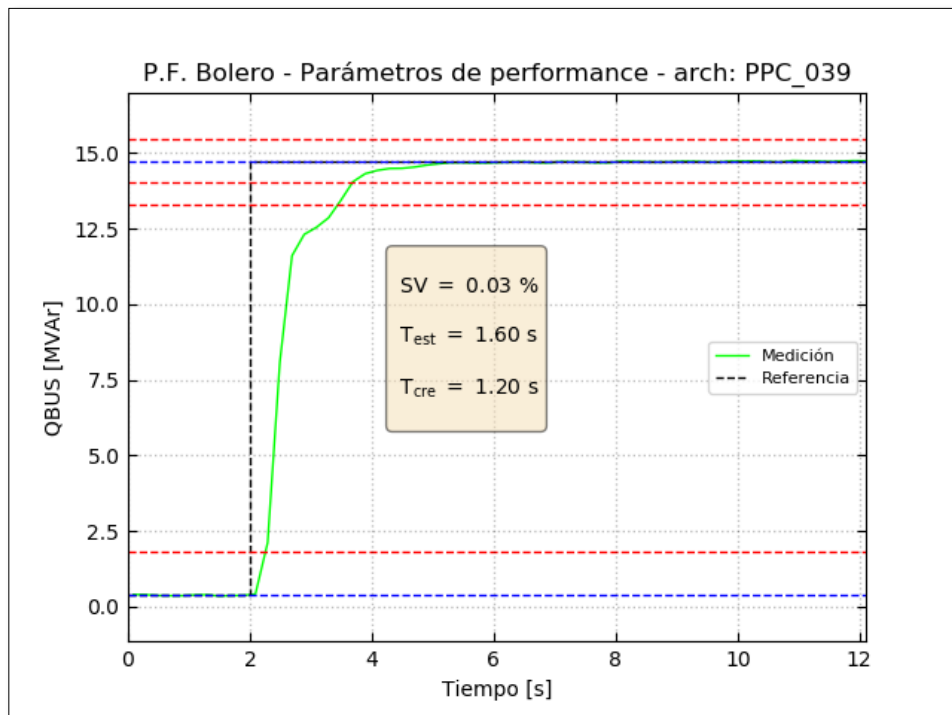


Figura 4.26: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta.

PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVAR a un valor final de 14.7 MVAR.

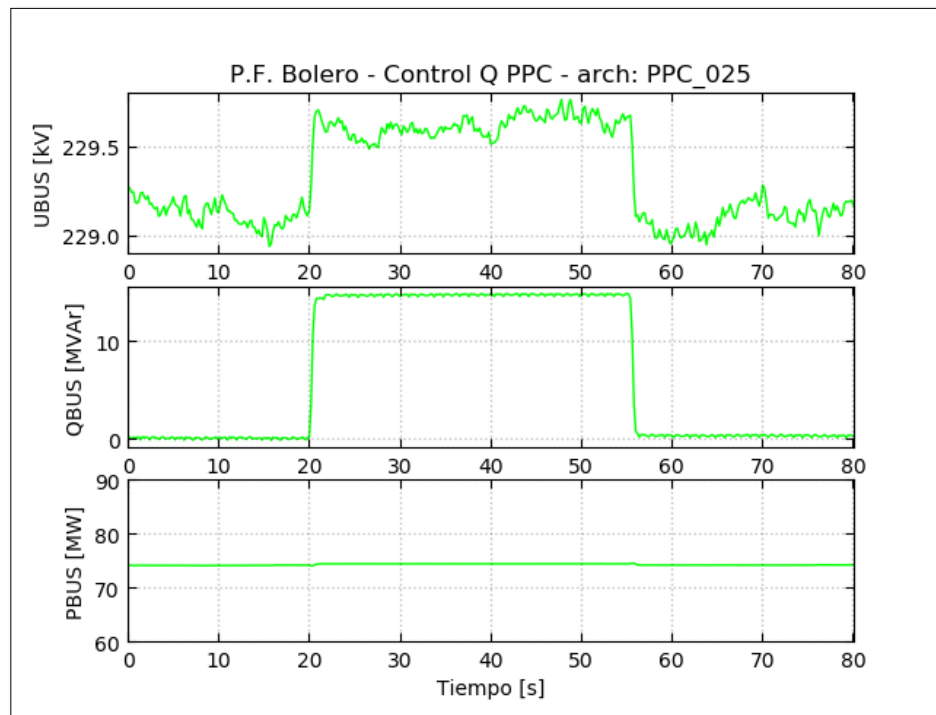


Figura 4.27: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

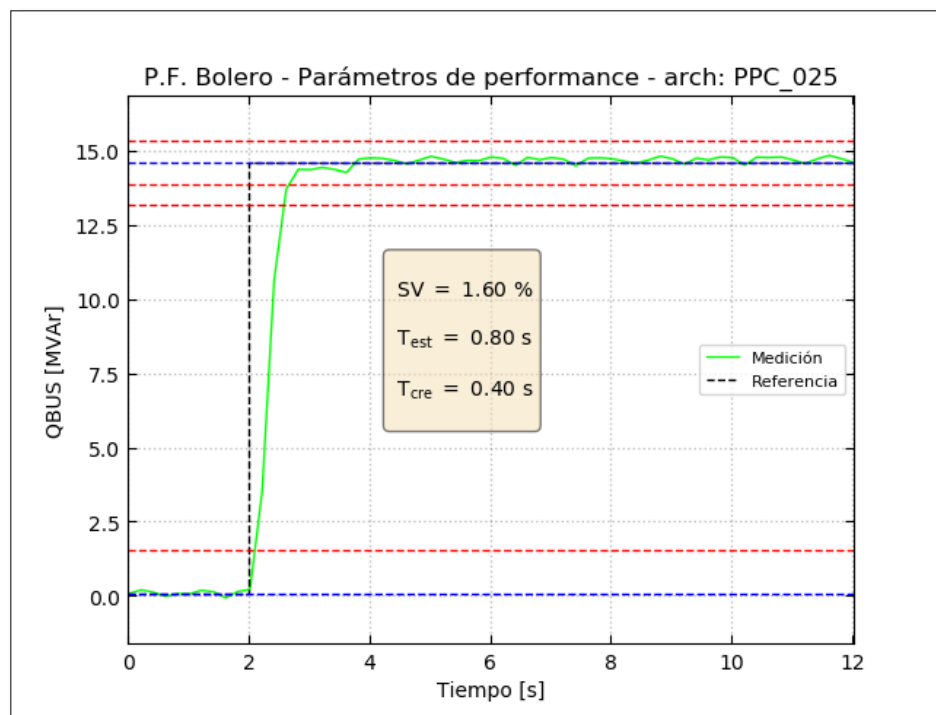


Figura 4.28: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance



Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta, presentando un tiempo de establecimiento menor a 1 segundo.

PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modifica la consigna de potencia reactiva desde un valor inicial de 0 MVar a un valor final de 14.7 MVar.

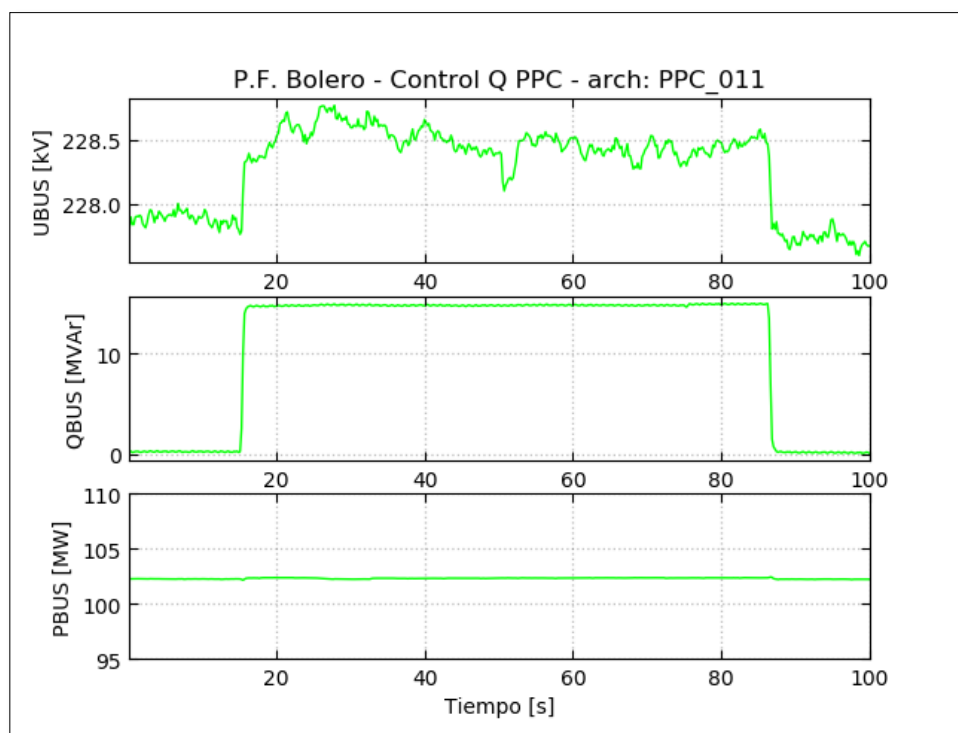


Figura 4.29: Control conjunto de planta – Modo Q – Señales a nivel POI

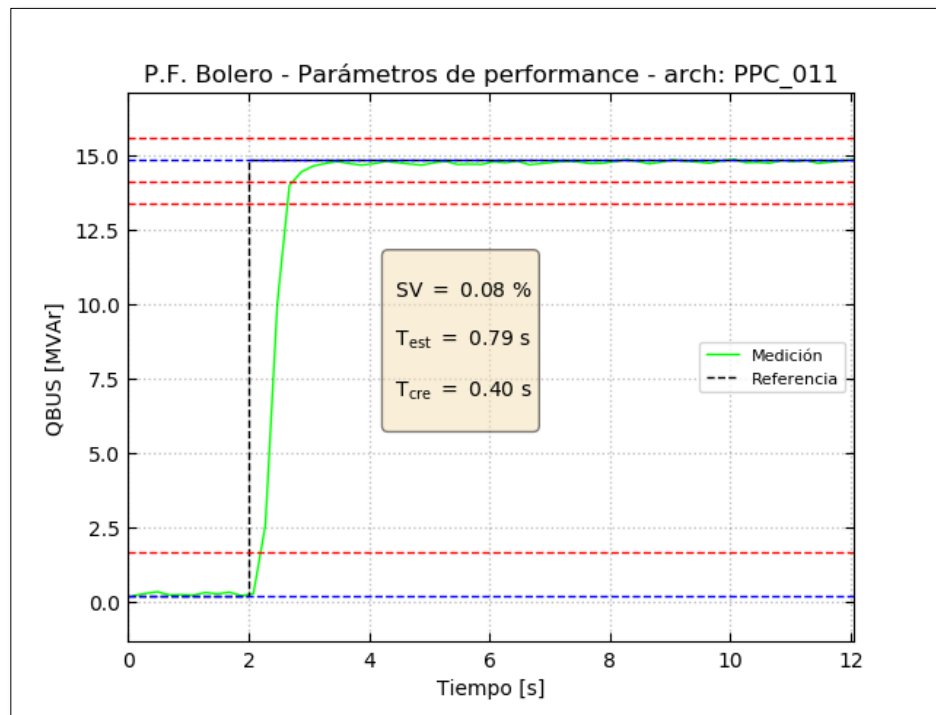


Figura 4.30: Control conjunto de planta – Modo Q – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta, presentando un tiempo de establecimiento menor a 1 segundo.



4.2.2 Respuesta dinámica del control de factor de potencia del PPC

Con el PPC operando en control de factor de potencia, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud tal que genere una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva respecto de la potencia nominal² del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.75.

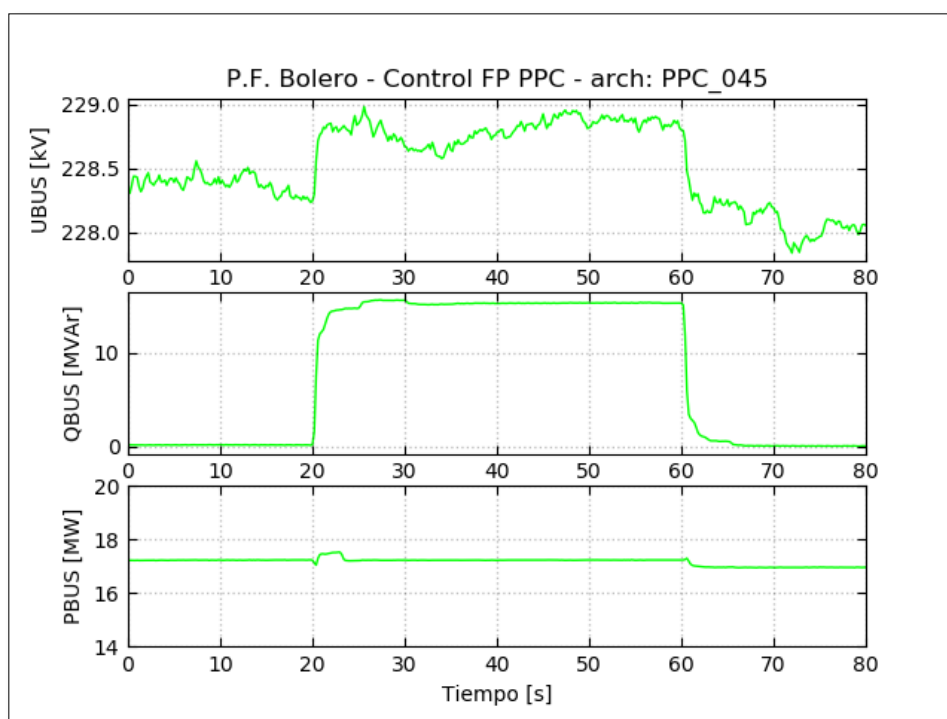


Figura 4.31: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

² La potencia nominal del parque se considera igual a 146.64 MVA.

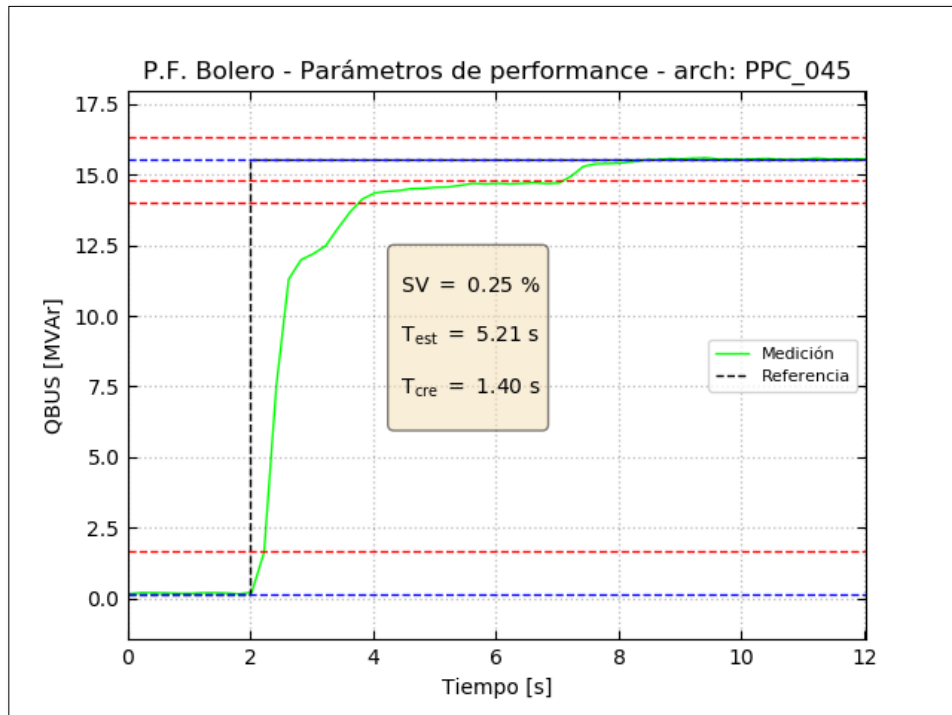


Figura 4.32: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta.



PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.98.

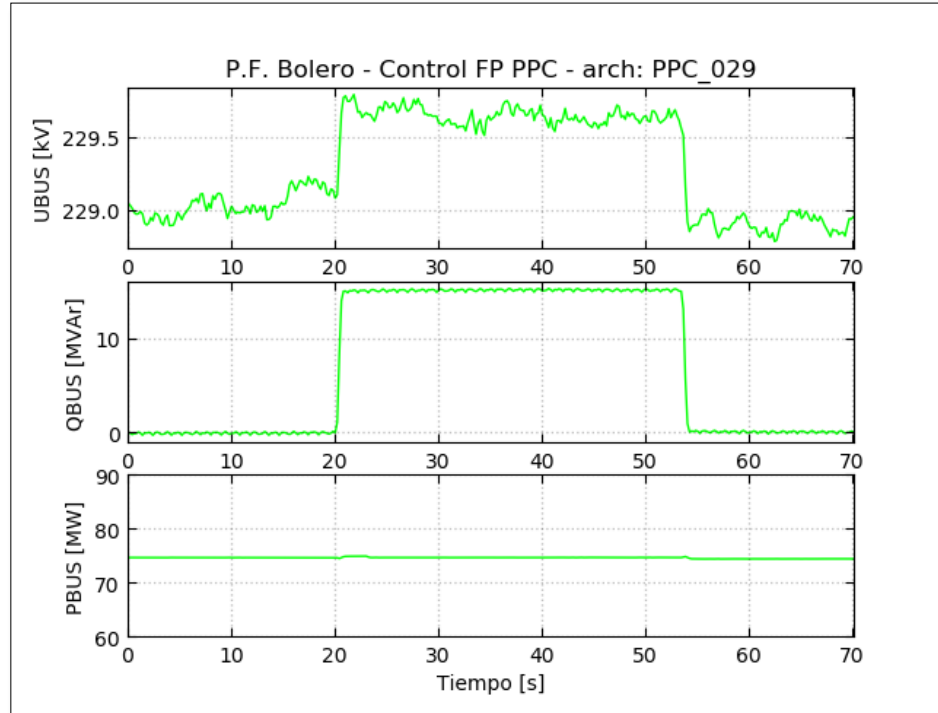


Figura 4.33: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

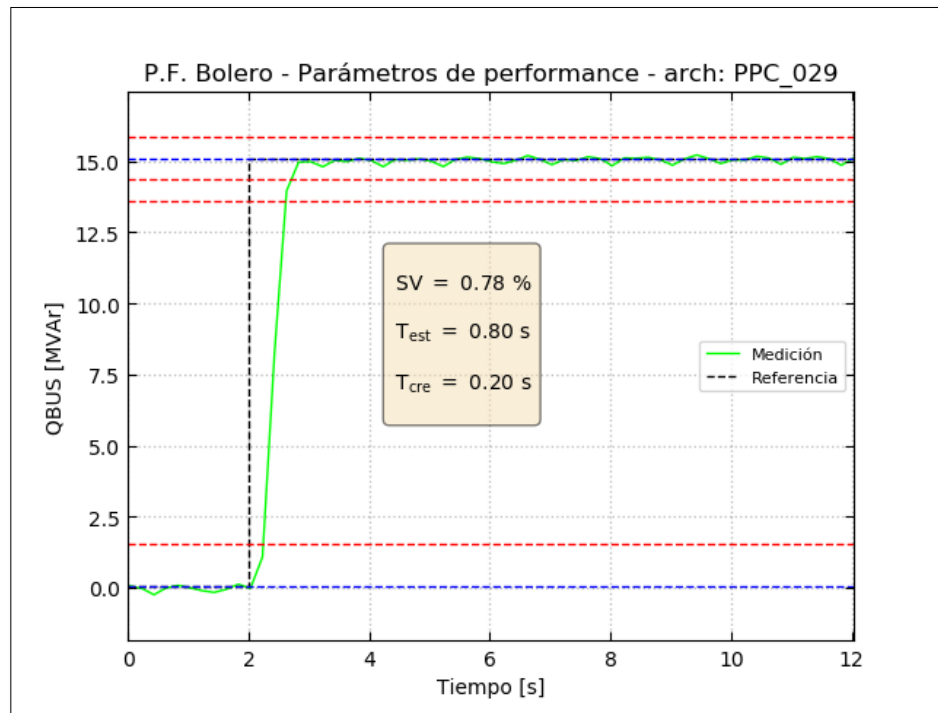


Figura 4.34: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance



Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta, presentando un tiempo de establecimiento menor a 1 segundo.

PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modifica la consigna de factor de potencia desde un valor inicial de 1 a un valor final de 0.99.

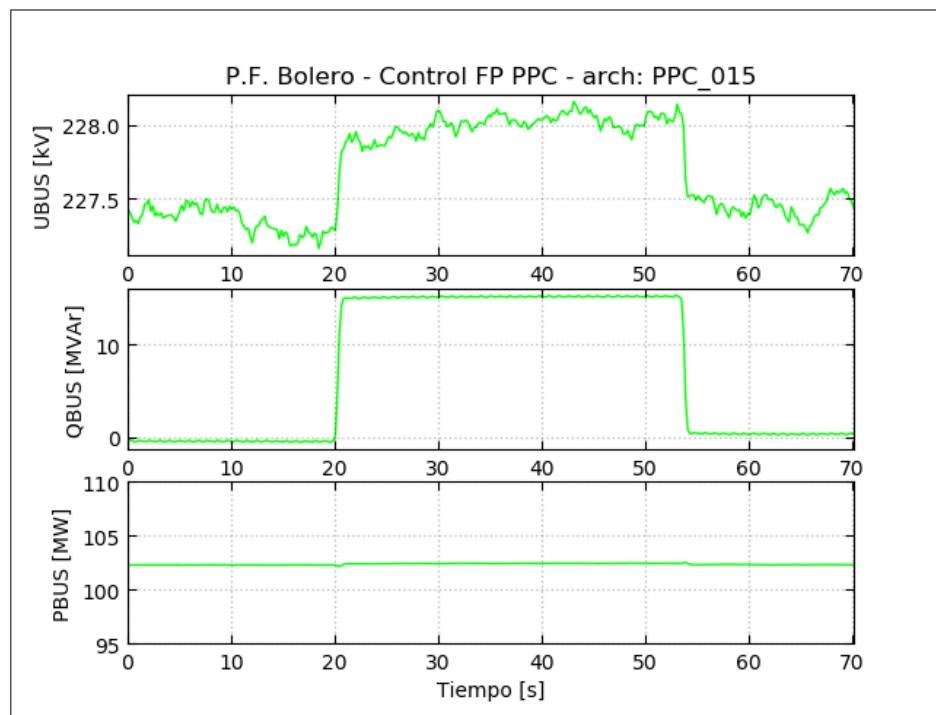


Figura 4.35: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Señales a nivel POI

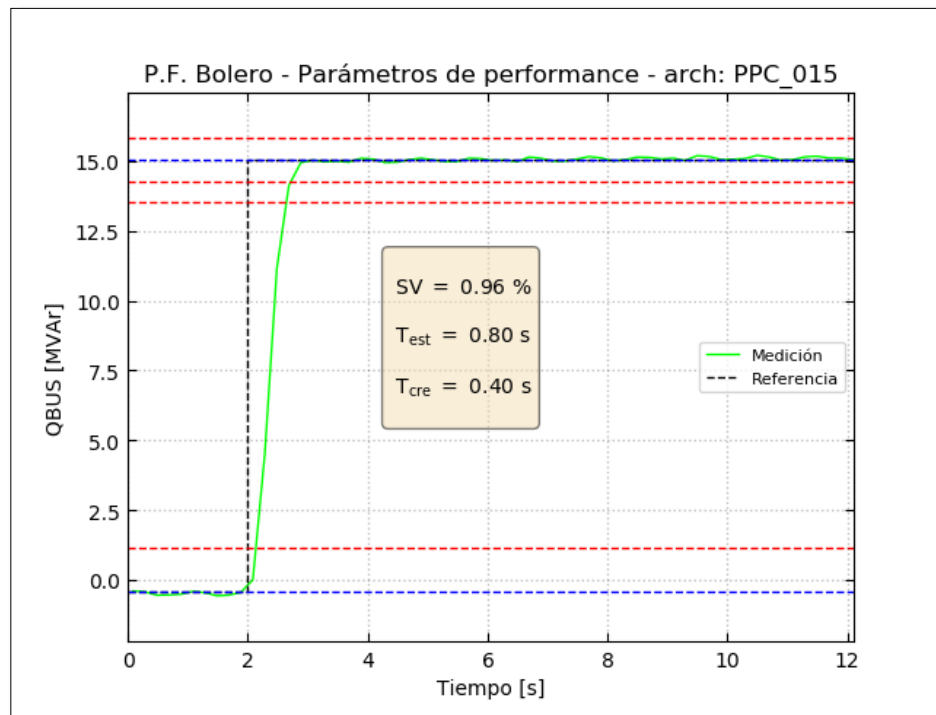


Figura 4.36: Control conjunto de planta – Modo $\cos(\varphi)$ – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable. Se puede apreciar una respuesta rápida de la planta, presentando un tiempo de establecimiento menor a 1 segundo.



4.2.3 Respuesta dinámica del control de tensión del PPC

Con el PPC operando en control de tensión, se aplican cambios de tipo escalón en la referencia correspondiente de amplitud tal que genere una variación de $\pm 10\%$ en la potencia reactiva respecto de la potencia nominal³ del parque mediante el software de mantenimiento del PPC, cuya duración es tal que permite el establecimiento de las principales magnitudes en el POI.

PPC – Despacho P_{1ppc}

Se modifica la consigna de tensión desde un valor inicial de 227.5 kV a un valor final de 228 kV.

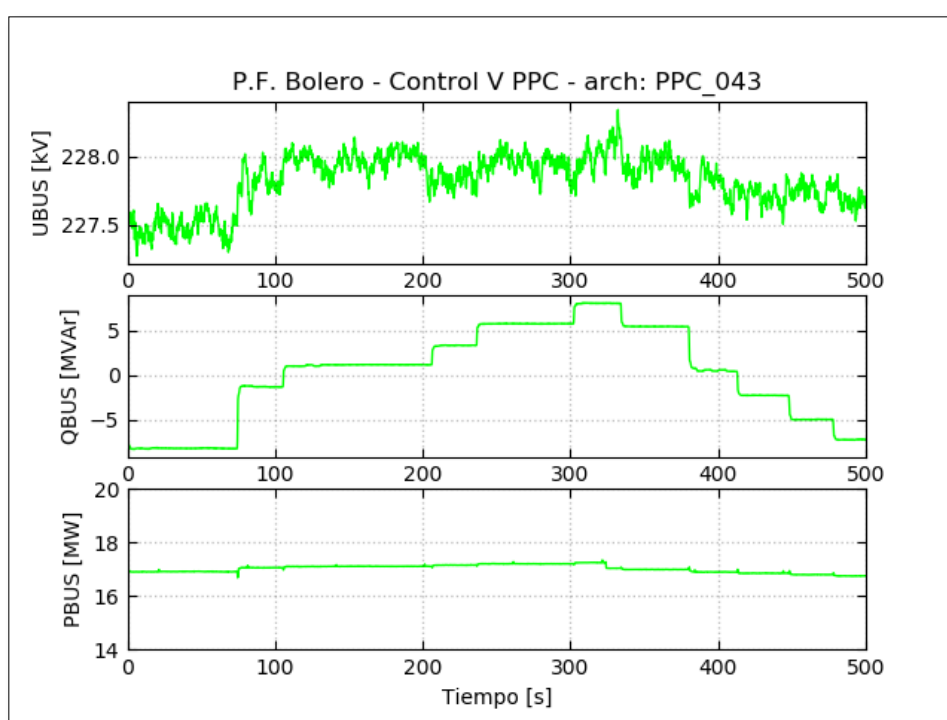


Figura 4.37: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

³ La potencia nominal del parque se considera igual a 146.64 MVA.

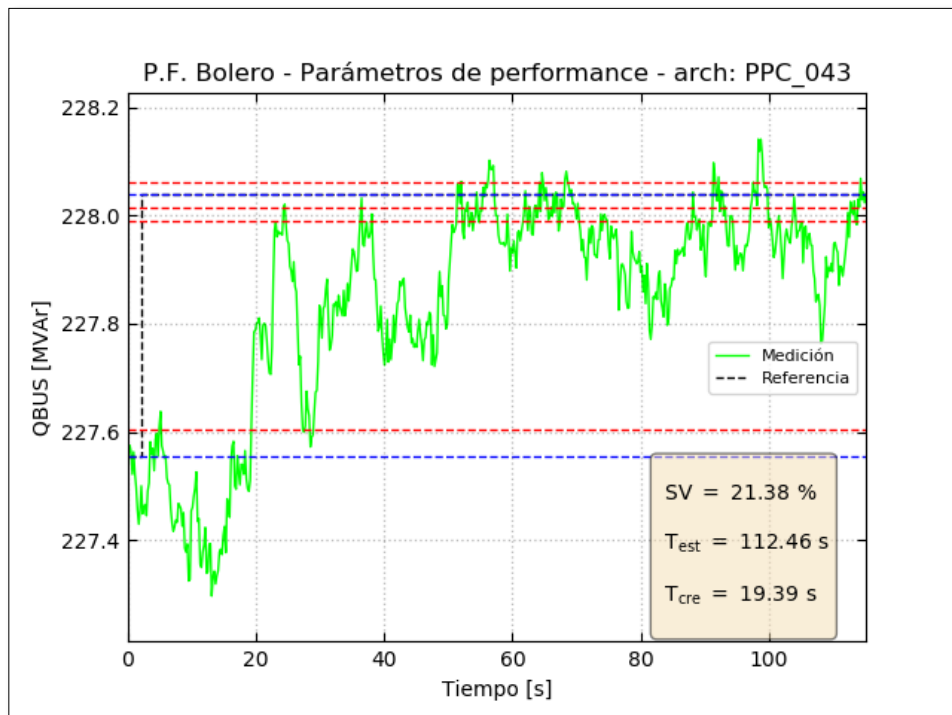


Figura 4.38: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable.

PPC – Despacho P3_{ppc}

Se modifica la consigna de tensión desde un valor inicial de 228.5 kV a un valor final de 229 kV.

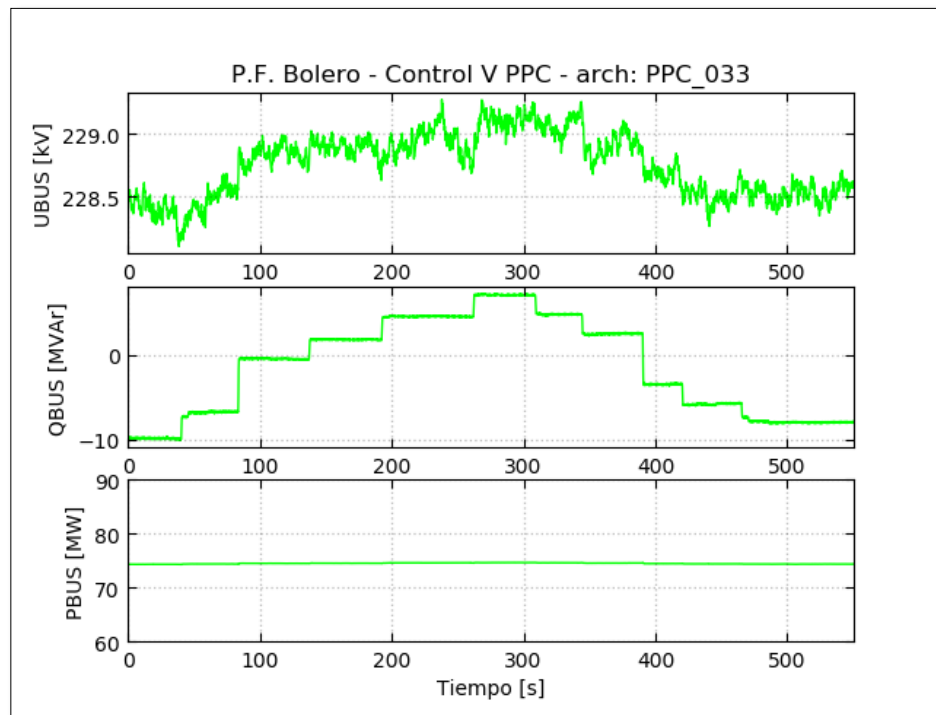


Figura 4.39: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

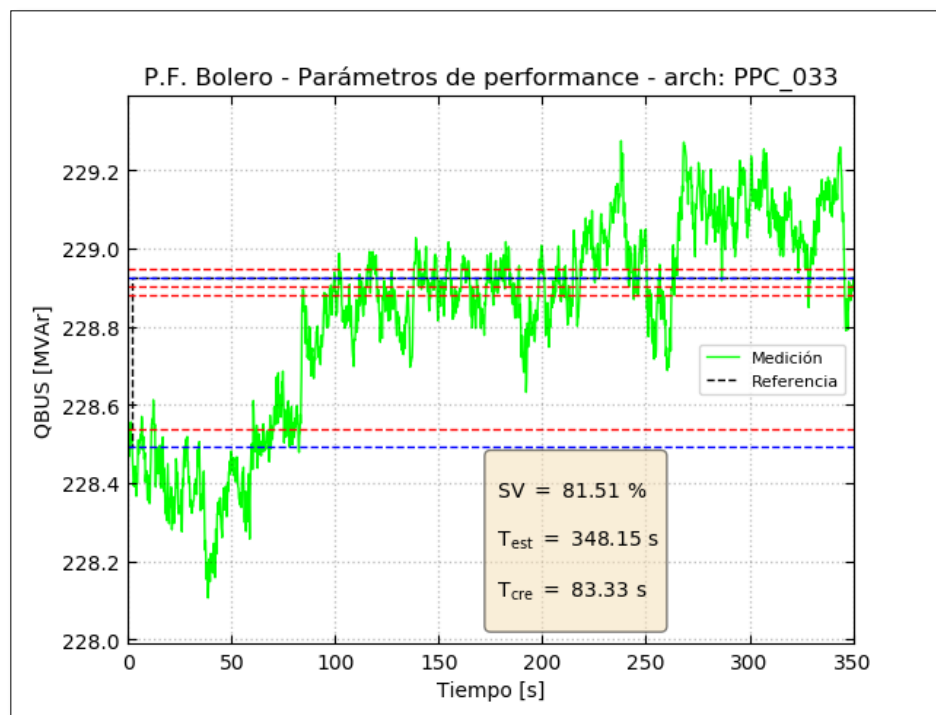


Figura 4.40: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance

Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable.



PPC – Despacho P5_{ppc}

Se modifica la consigna de tensión desde un valor inicial de 228.5 kV a un valor final de 229 kV.

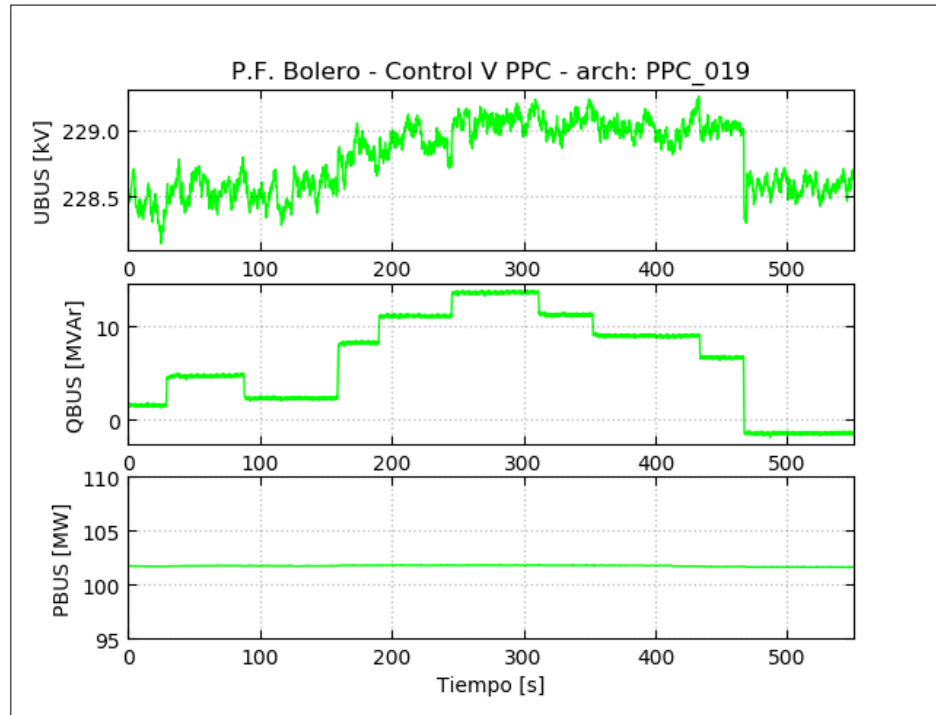


Figura 4.41: Control conjunto de planta – Modo V – Señales a nivel POI

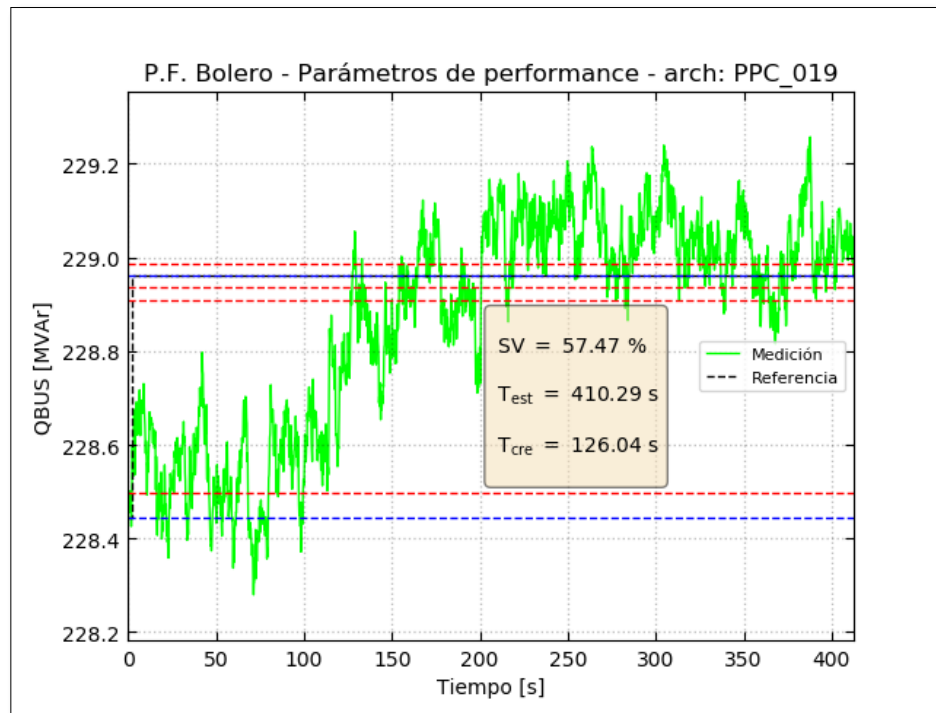


Figura 4.42: Control conjunto de planta – Modo V – Determinación de parámetros de performance



Como se puede observar en las figuras anteriores, el parque presenta una respuesta estable.

4.3 Análisis

Se presenta, a modo de resumen, un análisis de los resultados obtenidos a partir de las pruebas dinámicas llevadas a cabo en los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva del parque y de los inversores de la Planta Fotovoltaica Bolero.

4.3.1 Pruebas a nivel inversor

A partir de las pruebas dinámicas a nivel inversor (ver apartado 4.1), se observa que la respuesta temporal de los lazos de regulación de tensión (control Q y factor de potencia) tienen una respuesta estable y adecuada respetando las consignas impuestas. Adicionalmente, los diferentes modos de control cuentan con una acción integral en sus lazos principales, por lo cual, el error estacionario resulta nulo.

La referencia del control de potencia reactiva se expresa en función de la potencia nominal del inversor, mientras que, para el control de factor de potencia, la referencia se expresa en función de la potencia disponible.

4.3.2 Pruebas a nivel planta

A partir de las pruebas dinámicas al PPC (ver apartado 4.2), se observa que la respuesta temporal de los lazos de control de potencia reactiva, factor de potencia y tensión, tienen una respuesta rápida, del tipo sobreamortiguada con una sobreoscilación despreciable. Adicionalmente, los diferentes modos de control cuentan con una acción integral en sus lazos principales, por lo cual, el error estacionario resulta nulo.



5 ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DEL DIAGRAMA PQ TEÓRICO MÁXIMO

En esta sección se presentan los ensayos realizados con el objetivo de comparar la capacidad real del parque con la informada en el documento técnico “**EE-EN-2021-0927-RB_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Bolero**” donde se determinaron las curvas de capacidad teóricas máximas.

Los ensayos se realizan con la central sincronizada al SEN y en cuatro despachos de potencia activa entre el mínimo técnico y la potencia máxima disponible de la central. La potencia máxima disponible durante los ensayos del diagrama PQ resultó ser de 101 MW, y los despachos utilizados se presentan en la Tabla 5.1.

Despachos de Potencia Activa	Valor [MW]
P1 _{ppc}	3.2
P2 _{ppc}	16.5
P4 _{ppc}	46.8
P5 _{ppc}	101.0

Tabla 5.1: Despachos de potencia activa del parque – Ensayos de determinación curvas PQ

Los ensayos consisten en pruebas estáticas, donde primero se intenta consignar la tensión objetivo en el POI. Luego se solicita colaboración del CEN, para ajustar la tensión en la barra S/E Bolero 220 kV de manera tal de lograr ajustar la inyección/absorción de potencia reactiva en el POI, en concordancia con lo presentado en el procedimiento de ensayos “**EE-EN-2022-1062-RB_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero**”.

Durante el desarrollo de las pruebas se solicita colaboración al Centro de Despacho de Carga del CEN en reiteradas oportunidades, sin embargo, dadas las condiciones del SEN, el despacho no logra modificar significativamente la tensión en la S/E Bolero 220 kV, lo que implica que no fue posible llevar a cabo los ensayos para los 5 niveles de tensión solicitados. En cambio, se ensaya la curva PQ a la tensión actual de la barra antes mencionada.

A modo de resumen, se presenta una tabla donde se contrastan los puntos operativos objetivo (P, Q, V) con los puntos alcanzados durante los ensayos para cada despacho de potencia activa.



5.1 Puntos operativos alcanzados

Luego de alcanzado cada punto operativo objetivo (P, Q, V) o más cercano según condiciones del SEN el día de las pruebas, se registraron las principales magnitudes durante al menos 15 minutos para el estado de carga P5_{ppc} y al menos 5 minutos para los restantes estados de carga, a fin de comprobar la estabilidad en cada uno.

Con el objetivo de identificar cada punto operativo alcanzado en cada nivel de tensión, se utilizará la nomenclatura y correlación presentada en la Tabla 5.2, la cual surge de la interpretación de la Figura 5.1.

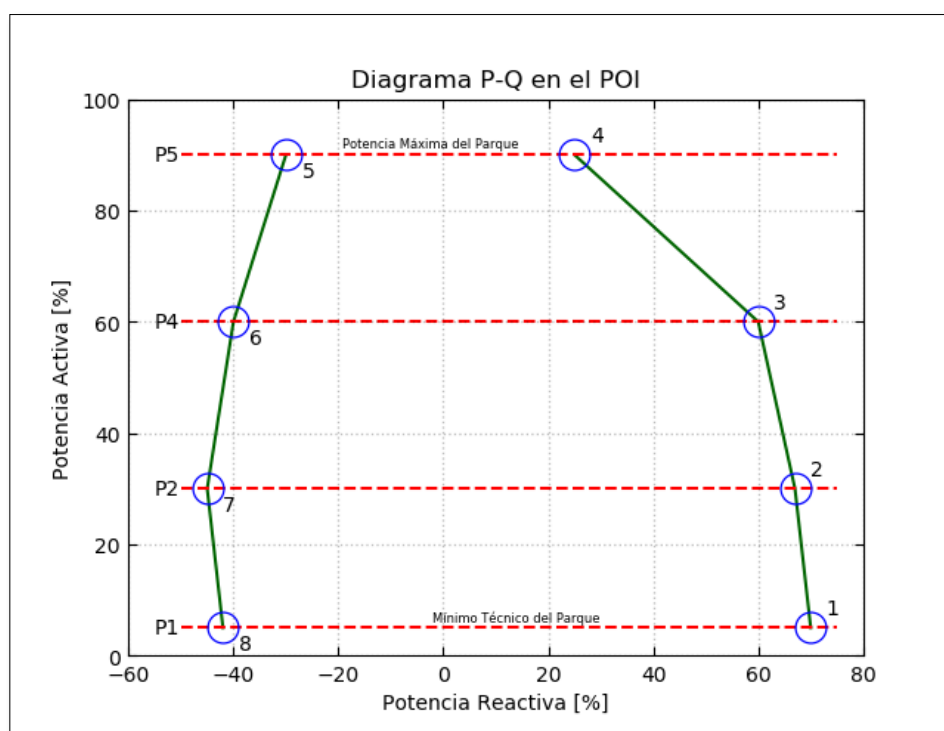


Figura 5.1: Puntos PQ referenciales a verificados en régimen estacionario para cada nivel de tensión

Despachos de Potencia Activa	Despacho de Potencia Reactiva
P1 _{ppc}	Q1, Q8
P2 _{ppc}	Q2, Q7
P4 _{ppc}	Q3, Q6
P5 _{ppc}	Q4, Q5

Tabla 5.2: Nomenclatura utilizada para los distintos puntos operativos alcanzados



Debido a que no ha sido posible variar significativamente la tensión en la barra S/E Bolero 220 kV, solo se muestran los resultados para los niveles de tensión alcanzados.

Las mediciones temporales realizadas para los distintos niveles de tensión y diferentes despachos de potencia activa y reactiva son presentadas en el Anexo 8.1.

A modo de resumen, se presentan la Tabla 5.3 y Tabla 5.4 donde se contrastan los puntos operativos objetivo (P, Q, V) con los puntos alcanzados durante los ensayos.

Subexcitación								
Objetivo			Alcanzado			Origen de la limitación	Resultado prueba	Valida Curva PQ
UBUS [p.u.]	PBUS [MW]	QBUS [MVar]	UBUS [p.u.]	PBUS [MW]	QBUS [MVar]			
0.90	3.2	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	16.5	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	46.8	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	101.0	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
0.95	3.2	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	16.5	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	46.8	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	101.0	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
1.00	3.2	-46	1.03	3.2	-1.1	Limitación curva PQ Inversores (Ver anexo 8.13)	No alcanzado	N/A
	16.5	-46	1.03	17.1	-45.6	Limitación PPC	Alcanzado	SI
	46.8	-46	1.03	46.5	-46.5	Limitación PPC	Alcanzado	SI
	101.0	-46	1.03	99.4	-46.4	Limitación PPC	Alcanzado	SI
1.05	3.2	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	16.5	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	46.8	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	101.0	-46	-	-	-		No alcanzado	N/A
1.10	3.2	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	16.5	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	46.8	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	101.0	-46	-	-	-		No alcanzable	N/A

Tabla 5.3: Resumen de puntos operativos alcanzados - Zona de subexcitación



Sobreexcitación								
Objetivo			Alcanzado			Origen de la limitación	Resultado prueba	Valida Curva PQ
UBUS [p.u.]	PBUS [MW]	QBUS [MVar]	UBUS [p.u.]	PBUS [MW]	QBUS [MVar]			
0.90	3.2	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	16.5	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	46.8	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	101.0	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
0.95	3.2	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	16.5	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	46.8	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	101.0	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
1.00	3.2	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	16.5	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	46.8	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
	101.0	46	-	-	-		No alcanzado	N/A
1.05	3.2	46	1.03	3.2	3.6	Limitación curva PQ Inversores (Ver anexo 8.13)	No alcanzado	N/A
	16.5	46	1.05	17.1	45.6	Limitación PPC	Alcanzado	SI
	46.8	46	1.05	46.8	45.8	Limitación PPC	Alcanzado	SI
	101.0	46	1.05	99.2	45.5	Limitación PPC	Alcanzado	SI
1.10	3.2	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	16.5	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	46.8	46	-	-	-		No alcanzable	N/A
	101.0	46	-	-	-		No alcanzable	N/A

Tabla 5.4: Resumen de puntos operativos alcanzados - Zona de sobreexcitación

Donde:

- **Alcanzado:** se utiliza el término para indicar los puntos operativos objetivo (P, Q, V) que fueron alcanzados de acuerdo al procedimiento de ensayos.
- **No alcanzado:** se utiliza el término para indicar los puntos operativos objetivo (P, Q, V) que no pudieron ser verificados debido a una restricción operativa del parque. (ej. ajuste protecciones de los inversores, altos/bajos niveles de tensión en el POI).



- **No alcanzable:** se utiliza el término para indicar los puntos operativos objetivo (P, Q, V) que no pudieron ser verificados para el nivel de tensión en la barra planteada. Lo anterior como consecuencia del flujo de carga y de las restricciones operativas impuestas por el SEN el día de las pruebas sobre la barra a la cual se conecta el parque.

5.2 Análisis

En la Tabla 5.3, se indica mediante “-”, que existen niveles de tensión no alcanzados en el POI debido a la incapacidad del SEN para mover la tensión en la barra S/E Bolero 220 kV.

Los puntos medidos, presentados en la Tabla 5.3, corresponden a la menor tensión alcanzada en el POI de la Planta Fotovoltaica Bolero. A partir de ese punto se encuentra que no es posible disminuir más la tensión debido a que el PPC cuenta con una limitación de consigna que no permite absorber más potencia reactiva.

En la Tabla 5.4, se indica mediante “-”, que existen niveles de tensión no alcanzados en el POI debido a la incapacidad del SEN para mover la tensión en la barra S/E Bolero 220 kV.

Los puntos medidos, presentados en la Tabla 5.4, corresponden a la mayor tensión alcanzada en el POI de la Planta Fotovoltaica Bolero. A partir de ese punto se encuentra que no es posible aumentar más la tensión debido a que el PPC cuenta con una limitación de consigna que no permite inyectar más potencia reactiva.

Si bien las condiciones del SEN fueron desfavorables y no permitieron medir en los niveles de tensión los puntos exigidos por la guía de verificación, existe una limitante a nivel inversor, que limita la inyección y absorción de potencia reactiva para el estado de baja carga. Dicha limitación se debe a un cambio en la parametrización interna de los inversores sobre la curva PQ, tal como se muestra en la Figura 5.2.

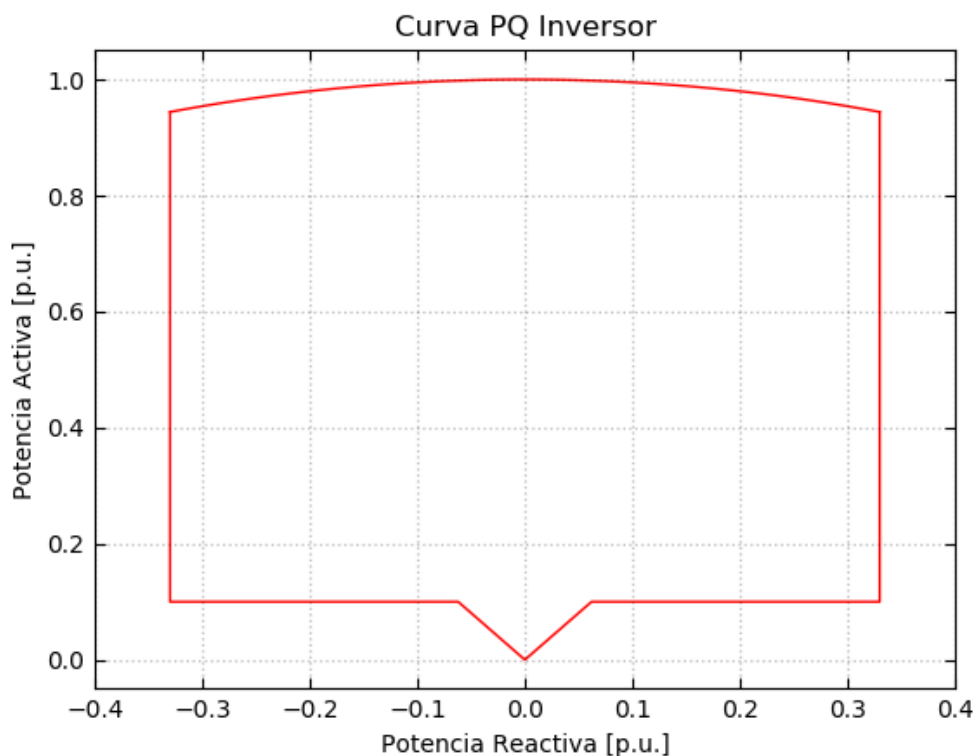


Figura 5.2: Curva de capacidad de los inversores

Es importante mencionar que dicha limitante se traduce sobre la curva de capacidad efectiva del parque tal como se presenta en la sección 5.3. A raíz de esta limitante es que en el estado de carga P_{1ppc} (3.2 MW) no se alcanzó el reactivo objetivo de ± 46 MVar.

Vale aclarar además que el PPC posee un límite a nivel de parametrización el cual se encuentra establecido en $\pm 33\%$ de la máxima potencia configurada del parque, a saber 135.7 MW, resultando así en una limitación en torno a ± 46 MVar. En la Figura 5.3 se puede observar el parámetro de limitación en su valor actual.



SITE			
PARAMETERS			
NAME	↑	VALUE	UNIT
PPC - Reactive Power control export limit		33.00	%
PPC - Reactive Power control import limit		-33.00	%

Figura 5.3: Límite de absorción e inyección de potencia reactiva del PPC



5.3 Curvas de capacidad finales

Las curvas de capacidad de la planta han sido calculadas justificadamente en el informe PQ teórico máximo “*EE-EN-2021-0927-RB_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Bolero*” y corregidas en el documento “*EE-EN-2022-1062-RB_Procedimiento_Ensayos_SSCC_PF_Bolero*”.

Por otra parte, durante las pruebas llevadas a cabo en terreno se detectó una actualización en la parametrización a nivel inversor como a nivel PPC, donde limita la inyección y absorción de potencia reactiva para el estado de baja carga, la cual se traduce como una limitación a nivel planta.

A continuación, se presentan las curvas de capacidad teóricas definidas para cada nivel de tensión operable.

Se muestran las siguientes curvas:

- Curva de máxima potencia reactiva inyectada teórica (trazo violeta segmentado).
- Curva de máxima potencia reactiva absorbida teórica (trazo rojo segmentado).
- Máxima potencia activa neta según Anexo Técnico Pmax (trazo negro continuo).
- Mínimo técnico neto según Anexo Técnico MT (trazo naranja continuo).
- Curva PQ normativa para centrales fotovoltaicas según NTS&CS (trazo azul continuo).

Además, se muestra una tabla resumen de los valores de curva PQ alcanzados en el formato de archivo Excel requerido por el CEN.



5.3.1 Tensión en POI 0.90 p.u.

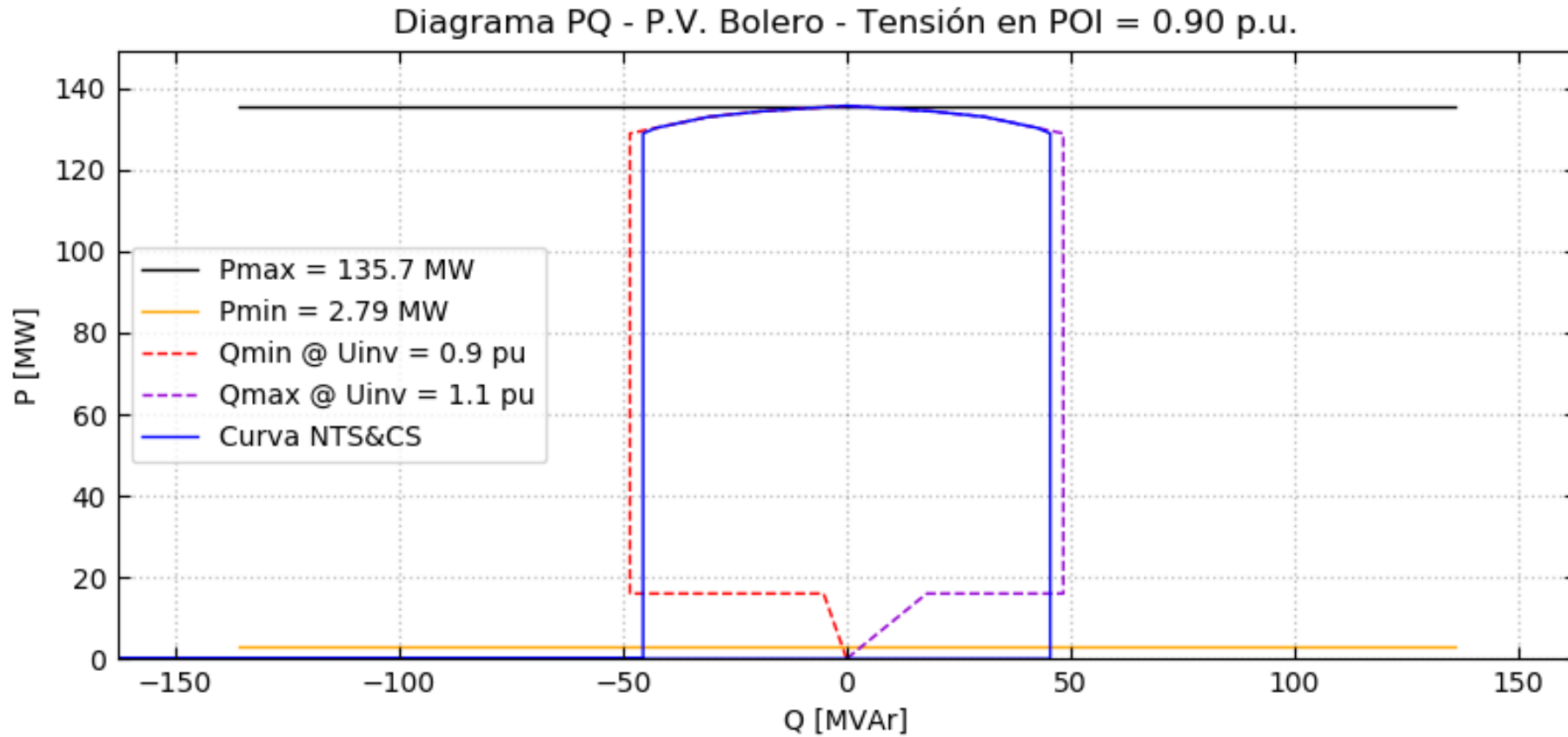


Figura 5.4: Diagrama PQ teórico - UBUS = 0.90 p.u.



5.3.2 Tensión en POI 0.95 p.u.

Diagrama PQ - P.V. Bolero - Tensión en POI = 0.95 p.u.

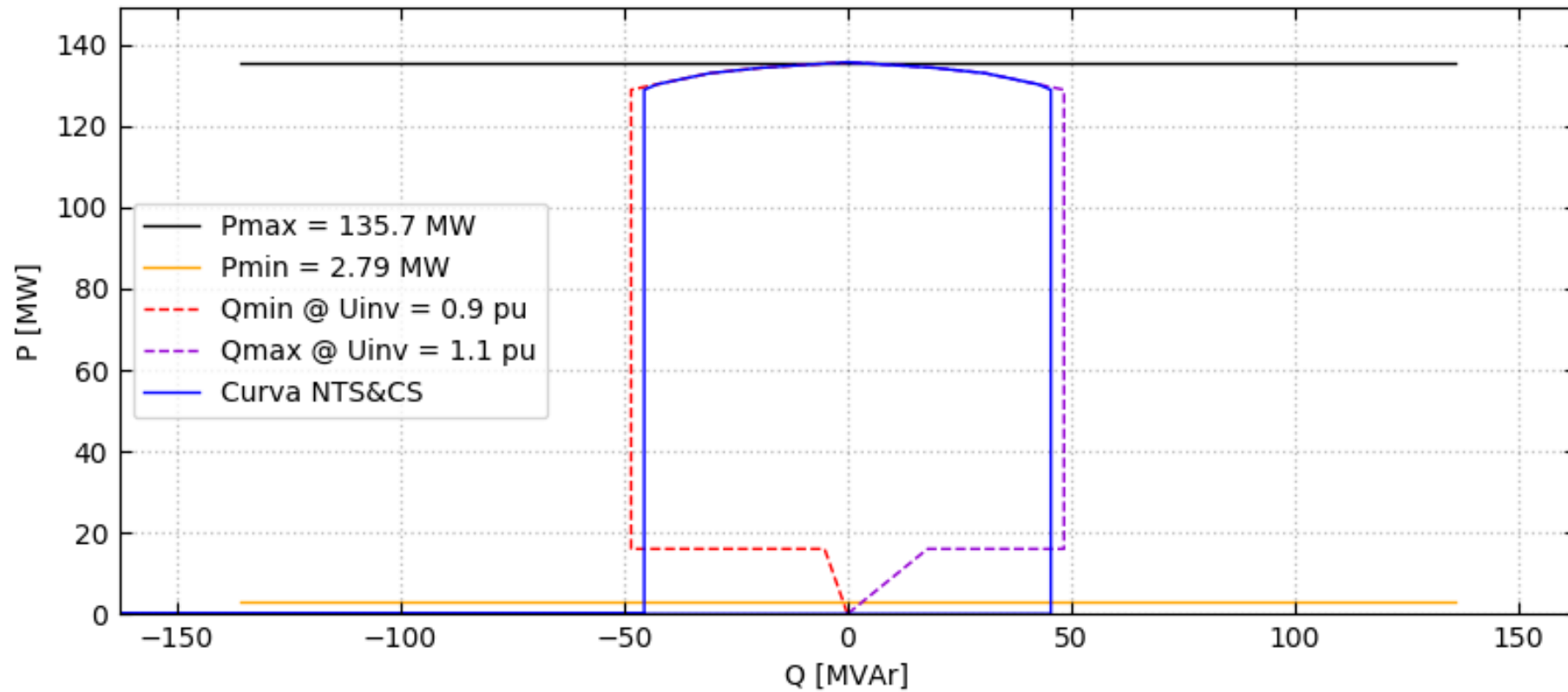


Figura 5.5: Diagrama PQ teórico - UBUS = 0.95 p.u.



5.3.3 Tensión en POI 1.00 p.u.

Diagrama PQ - P.V. Bolero - Tensión en POI = 1.00 p.u.

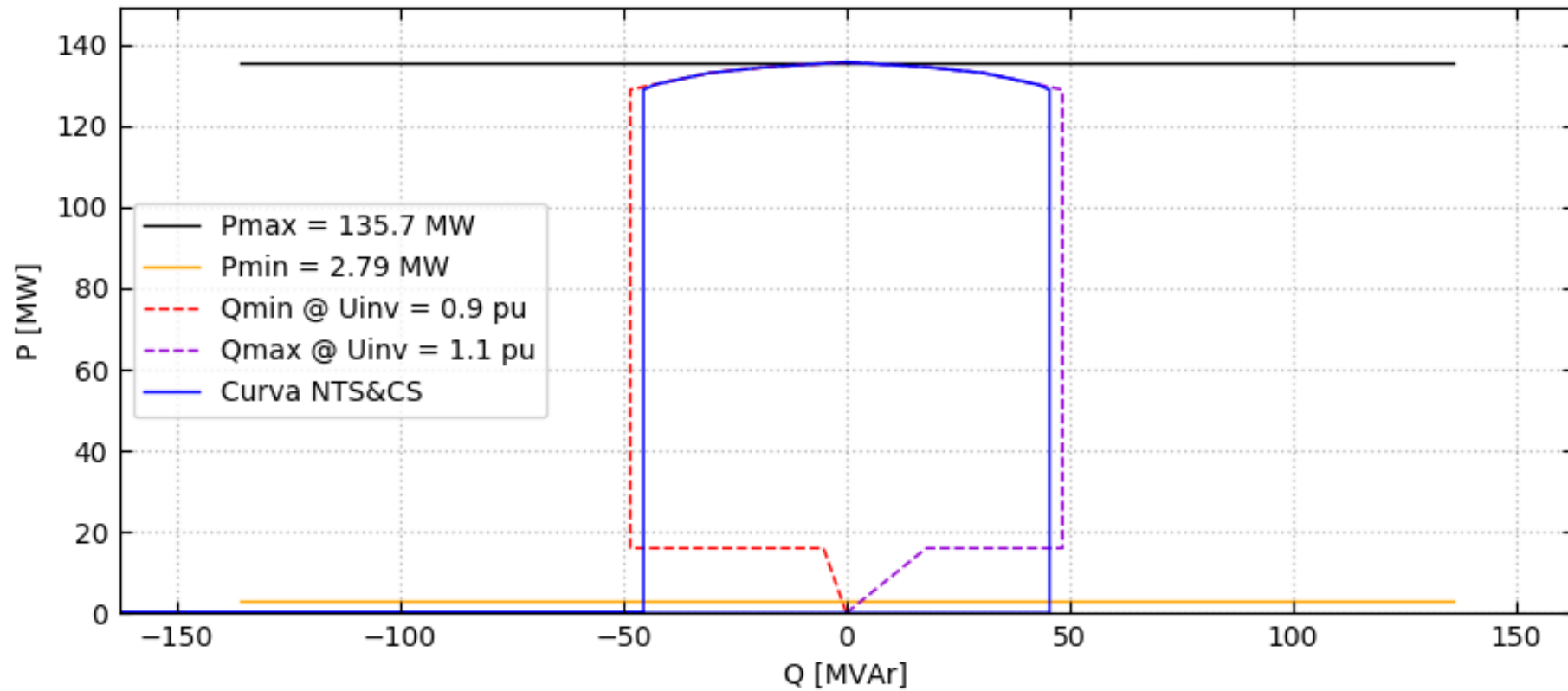


Figura 5.6: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.00 p.u.



5.3.4 Tensión en POI 1.05 p.u.

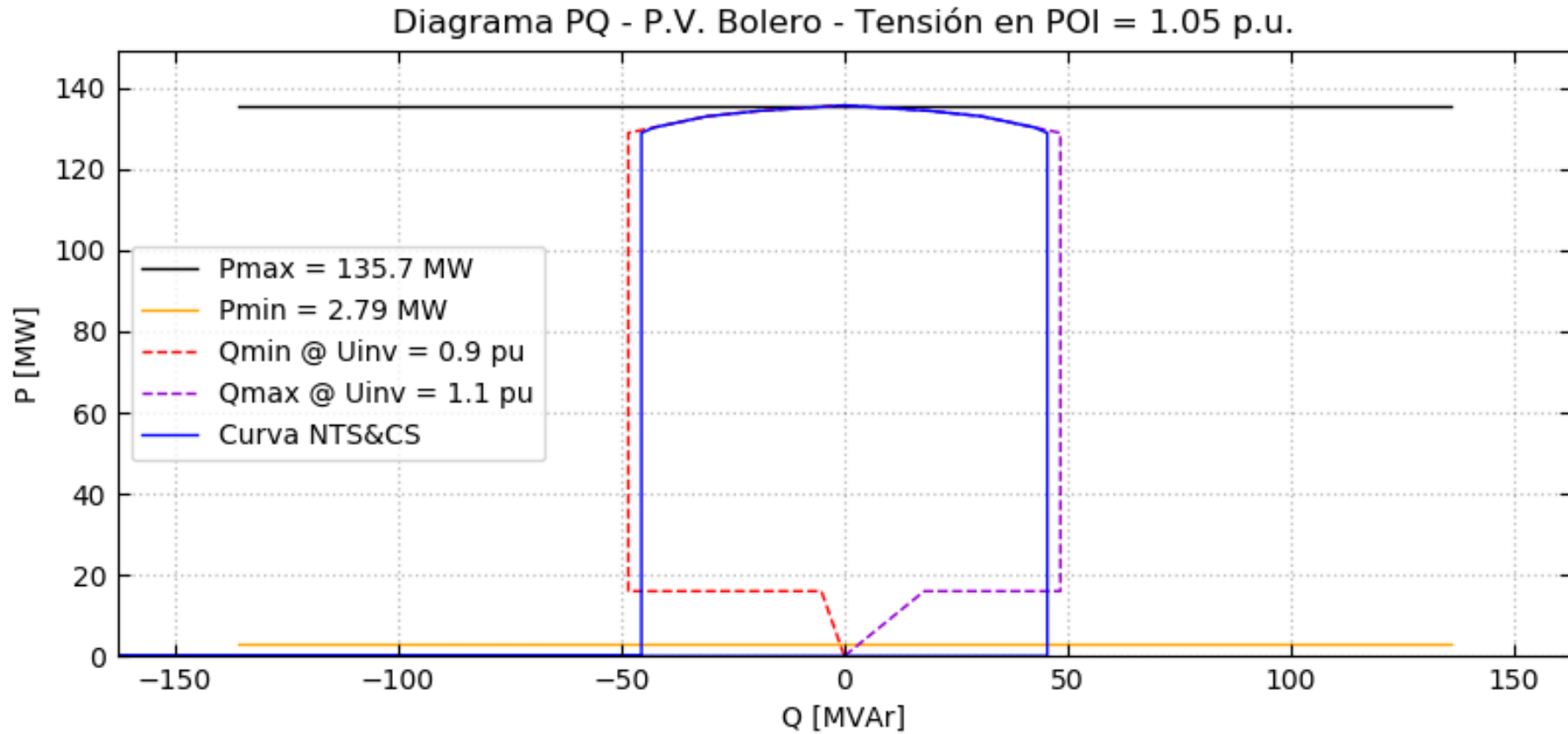


Figura 5.7: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.05 p.u.



5.3.5 Tensión en POI 1.10 p.u.

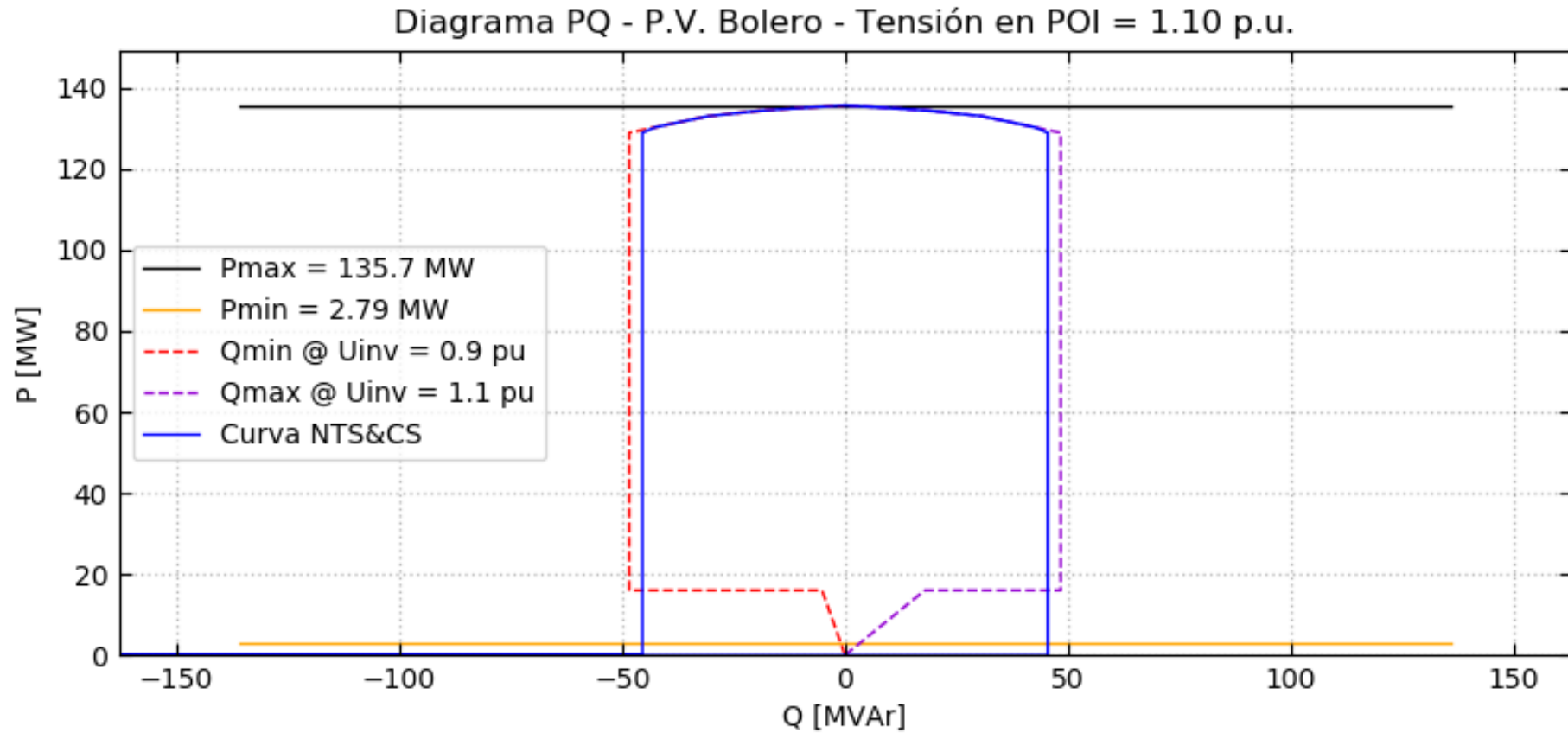


Figura 5.8: Diagrama PQ teórico - UBUS = 1.10 p.u.



5.4 Resumen de valores a informar

Según lo comentado en el capítulo 5.2 la planta cuenta con una limitación pura de reactivos, donde mediante ensayos se verificó un límite en ± 46 MVar. En complemento a esta limitación, y para mantener una operación segura de la planta, el Coordinado decide ajustar los límites de la curva PQ de los inversores según se evidenció en la Figura 5.2.

A continuación, se muestran las tablas de resumen de los valores PQ teóricos para todos los niveles de tensión en el formato requerido por el CEN (“*Guía de Verificación Control de Tensión*” – Anexo B – Junio 2020) para presentar en la planilla adjunta “*EE-EN-2021-1234-RA-Curva_PQ_Final_PF_Bolero.xlsx*”.

Potencia [MW]	Tensión [pu]	2.79	46.71	91.20	135.70	135.70	91.20	46.71	2.79
PF Bolero [MVar] (0.9Vpu)	0.9	-1.1	-46	-46	-46	46	46	46	3.6
PF Bolero [MVar] (0.95Vpu)	0.95	-1.1	-46	-46	-46	46	46	46	3.6
PF Bolero [MVar] (1 Vpu)	1.0	-1.1	-46	-46	-46	46	46	46	3.6
PF Bolero [MVar] (1.05Vpu)	1.05	-1.1	-46	-46	-46	46	46	46	3.6
PF Bolero [MVar] (1.1Vpu)	1.1	-1.1	-46	-46	-46	46	46	46	3.6

Tabla 5.5: Resumen de valores curvas PQ



5.4.1 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.0 pu

Puntos	Fecha	Periodo de Evaluación		Puntos Teóricos		P de ensayo P [MW]	Q obtenida Q [MVar]	VT	Error en Q	Origen de la Limitación	Observaciones
		HH:MM (inicio)	HH:MM (fin)	P [MW]	Q [MVar]						
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
5	14-09-2022	14:25	14:40	101	-46	99,4	-46,4	1,03	0,4	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
6	14-09-2022	16:16	16:21	46,8	-46	46,5	-46,5	1,03	0,5	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
7	14-09-2022	16:31	16:36	16,5	-46	16,5	-45,6	1,03	-0,4	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
8	14-09-2022	11:33	11:38	3,2	-46	3,2	-1,1	1,03	-44,9	Limitación curva PQ de inversores	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV

Tabla 5.6: Resumen de valores curvas PQ con tensión en terminales de 1.0 pu



5.4.2 Ensayos de Curva PQ para tensión en terminales 1.05 pu

Puntos	Fecha	Periodo de Evaluación		Puntos Teóricos		P de ensayo P [MW]	Q obtenida Q [MVar]	VT	Desviación	Origen de la Limitación	Observaciones
		HH:MM (inicio)	HH:MM (fin)	P [MW]	Q [MVar]						
1	14-09-2022	14:21	14:26	3,2	46	3,2	3,6	1,03	42,4	Limitación curva PQ de inversores	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
2	14-09-2022	16:23	16:28	16,5	46	17,1	45,6	1,05	0,4	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
3	14-09-2022	16:09	16:14	46,8	46	46,8	45,8	1,05	0,2	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
4	14-09-2022	14:02	14:17	101	46	99,2	45,5	1,05	0,5	Limitación del PPC	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Despacho no logra ajustar la tensión de la S/E Bolero 220 kV

Tabla 5.7: Resumen de valores curvas PQ con tensión en terminales de 1.05 pu



6 ENSAYOS DE VERIFICACION DEL CONTROL TERCARIO DE FRECUENCIA

Con el fin de verificar la capacidad del parque para participar en el servicio complementario de CTF en giro, se ejecutaron los siguientes ensayos.

Para estas pruebas se presentan las siguientes señales:

- Potencia activa en el POI (señal PBUS).
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS).
- Tensión en el POI (señal UBUS).
- Frecuencia eléctrica (señal FREC).

En la Tabla 6.1 se resumen los ensayos de incremento y bajada de carga. Estos valores son aproximados y pueden diferir con el despacho real alcanzado en los ensayos.

<i>Despacho Inicial de Potencia Activa [MW]</i>	<i>Despacho Final de Potencia Activa [MW]</i>	<i>Tasa de toma/bajada de carga [MW/min]</i>
2.79	135.7	27
135.7	2.79	-27

Tabla 6.1: Ensayos de control terciario de frecuencia

6.1 Incremento de carga del parque

Se realiza la prueba con la tasa de toma de carga configurada actualmente en el PPC, es decir 27 MW/min. Este valor representa el cumplimiento con el valor normativo establecido de 20%/min. Adicionalmente, se intenta realizar un segundo incremento de carga con una tasa inferior, pero la lógica interna del PPC no hace efectivo el cambio.

Para verificar el gradiente de toma de carga (MW/min), se comenzó el ensayo operando a mínimo técnico, y se incrementó la generación hasta alcanzar potencia máxima **disponible** mediante un único cambio de referencia de potencia activa.



6.1.1 Toma de carga desde mínimo técnico a potencia máxima disponible a 27 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 3 MW a un valor final de 109 MW.

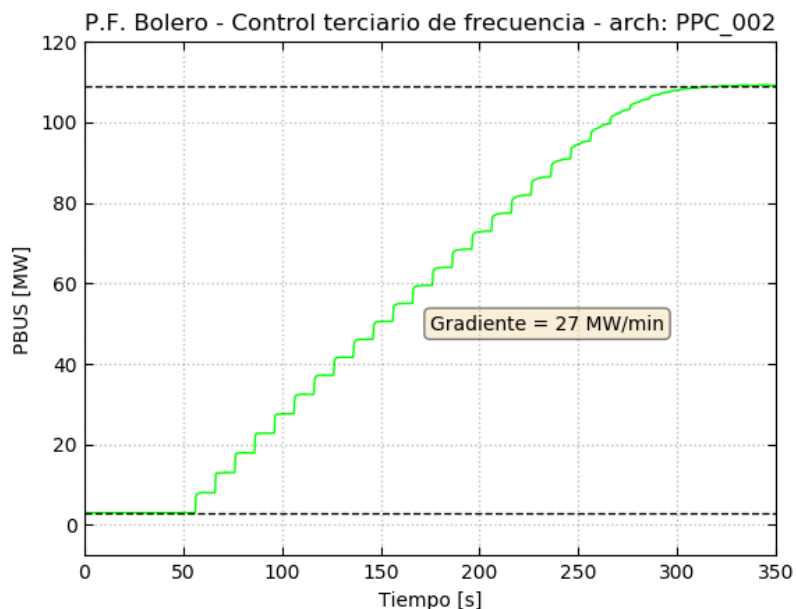


Figura 6-1: Toma de carga - Tasa = 27 MW/min

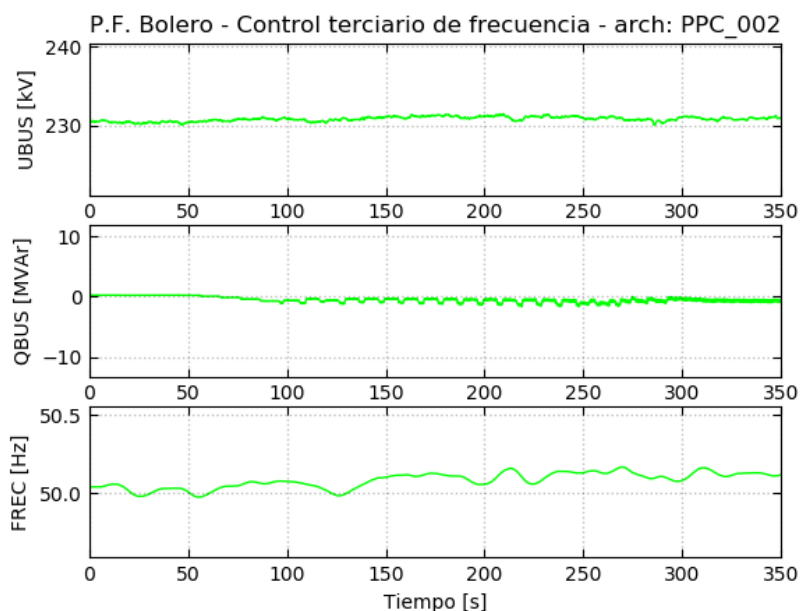


Figura 6-2: Toma de carga - Señales a nivel POI



Como puede observarse en las figuras anteriores el parque presenta una respuesta estable. Y la tasa de toma de carga medida resulta igual a 27 MW/min, lo que equivale a una tasa del 20%/min de la potencia máxima del parque (135.7 MW).

6.2 Bajada de carga del parque

Se realizó la prueba con la tasa de bajada de carga configurada actualmente en el PPC, es decir - 27 MW/min. Este valor representa el cumplimiento con el valor normativo establecido de 20%/min. Adicionalmente, se intenta realizar una segunda bajada de carga con una tasa inferior, pero la lógica interna del PPC no hace efectivo el cambio.

Para verificar el gradiente de toma de carga (MW/min), se comenzó el ensayo operando el parque a la potencia máxima **disponible**, y se comienza a bajar carga hasta alcanzar el mínimo técnico mediante un único cambio de referencia de potencia activa.

6.2.1 Bajada de carga desde potencia máxima disponible a mínimo técnico a - 27 MW/min

Se modificó la consigna de potencia activa del parque desde un valor inicial de 110.4 MW a un valor final de 3.5 MW.

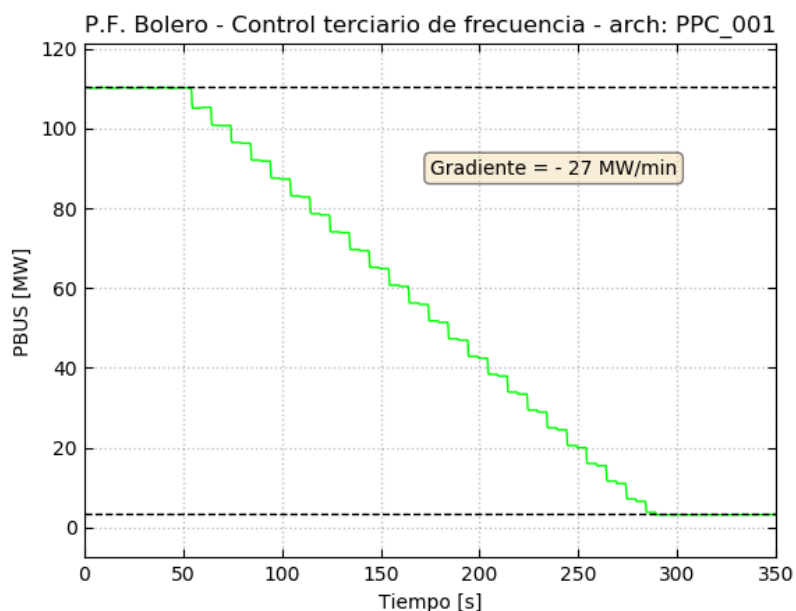


Figura 6-3: Bajada de carga – Tasa = - 27 MW/min

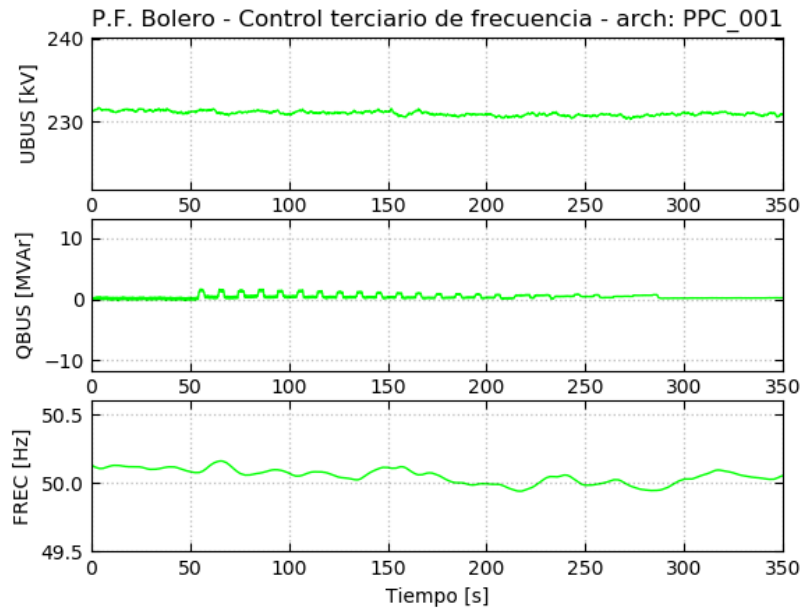


Figura 6-4: Bajada de carga – Señales a nivel POI

Como puede observarse en las figuras anteriores el parque presenta una respuesta estable, y la tasa de bajada de carga medida resulta igual a -27 MW/min , lo que equivale a una tasa del $20\%/min$ de la potencia máxima del parque (135.7 MW).



6.2.2 Análisis del control terciario de frecuencia reserva en giro

La tasa de toma y bajada de carga es configurable en el rango entre ± 5 MW/min y ± 27 MW/min, siendo este último valor el configurado actualmente en el PPC el cual cumple con el valor normativo establecido de 20%/min. Sin embargo, se aclara que la posibilidad de cambio efectivo de la tasa de carga no está disponible desde la consola de operaciones, sino que debe ser solicitada al fabricante.

En la Tabla 6.2 se resumen los gradientes medidos para los diferentes movimientos de carga, mientras que en la Tabla 6.3 se presenta la reserva para CTFg, para el parque fotovoltaico Atacama Solar II, en función de las pruebas realizadas.

Central	Valor teórico [MW/min]	Valor medido toma de carga [MW/min]	Valor medido bajada de carga [MW/min]
PF Bolero	± 27	27	-27

Tabla 6.2 – Resumen gradientes entre movimientos de carga entre mínimo técnico y potencia máxima

La reserva en giro para CTF corresponde al valor mínimo entre la potencia que puede variar el parque en 10 minutos de acuerdo a la tasa consignada y el margen entre la potencia de despacho y la potencia límite (máxima o mínima) que el parque es capaz de entregar. Esto se expresa en la Tabla 6.3 donde:

- *Reserva Giro CTF⁺*: Reserva en giro para CTF por subfrecuencia.
- *Reserva Giro CTF⁻*: Reserva en giro para CTF por sobrefrecuencia.
- *Pd*: Potencia bruta de despacho.

Central	Tasa [MW/min]	Reserva para CTFg [MW]
PF Bolero	± 27	$Reserva\ Giro\ CTF^+ = \min\{27 \cdot 10, 135 - Pd\}$ $Reserva\ Giro\ CTF^- = \min\{27 \cdot 10, Pd - 2.8\}$

Tabla 6.3 – Resumen reserva para CTF en giro

Cabe mencionar que el tiempo de activación del CTF en giro es despreciable ya que depende exclusivamente del tiempo que demora el operador en consignar el nuevo valor de referencia de potencia, por lo que se considera un tiempo de activación de cero (0) segundos.



7 ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN

El P.F. Bolero ha sido sometido al proceso de verificación para la prestación de Servicios Complementarios. El mismo ha sido llevado a cabo bajo los lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios y el Anexo Técnico, “*Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC*” vigente.

En lo que respecta al **SSCC de Control de Tensión** y en función de los ensayos realizados puede concluirse que:

- A través de distintas consignas, se comprueba que actúan adecuadamente los diferentes modos de control de tensión/reactivo del controlador local de los inversores. La respuesta dinámica de dichos modos de control es rápida, estable y el error en estado estacionario resulta nulo.
- A través de distintas consignas se comprueba que actúan adecuadamente los diferentes modos de control de tensión/reactivo del control conjunto de planta. La respuesta dinámica de dichos modos de control es rápida, estable y el error estado estacionario resulta nulo.
- El parque no posee implementado ni a nivel parque ni a nivel inversor, el modo de operación nocturno, también conocido como modo “**Q-Night**”.
- Se realizó un informe de determinación de curvas PQ máxima teórica para cada uno de los niveles de tensión, el cual es entregado en el documento técnico “**EE-EN-2021-0927-RB_Diagrama_PQ_Teórico_Máximo_PF_Bolero**”.
- Dada las condiciones sistémicas, no fue posible comprobar si la central puede operar en forma segura y estable en los extremos de las zonas de operación definidas por las curvas PQ teóricas presentadas en el capítulo 5 para todos los niveles de tensión. Esto se debe principalmente a la imposibilidad del despacho de mover la tensión en la barra S/E Bolero 220 kV y por la limitante existente en el PPC en mínimo técnico (ver capítulo 5.2).



En lo que respecta al **SSCC de Control Terciario de Frecuencia** y en función de los ensayos realizados puede concluirse que:

- La operación es de característica simétrica, es decir, su gradiente de toma y reducción de carga coinciden.
- El parque podrá entregar la totalidad de su rango operativo como reserva para Control Terciario de Frecuencia en giro y su gradiente fue verificado en ± 27 MW/min.
- El rango ajustable de la tasa de toma y bajada de carga es de ± 5 MW/min hasta ± 27 MW/min, sin embargo, este ajuste no está disponible desde la consola de operaciones y debe ser solicitado al fabricante.
- El tiempo de activación del CTF es despreciable ya que depende exclusivamente del tiempo que demora el operador en consignar el nuevo valor de referencia de potencia activa.



8 ANEXOS

8.1 Verificación de curvas de capacidad en diferentes niveles de tensión

A continuación, se presentan los registros temporales para cada punto operativo (P, Q, V) alcanzado donde se presentan las siguientes señales:

- Tensión en el POI (señal UBUS).
- Potencia reactiva en el POI (señal QBUS).
- Potencia activa en el POI (señal PBUS).

Finalmente, se presentan las curvas de capacidad definidas para cada nivel de tensión, así como también se muestra una tabla resumen de los valores de puntos PQ en el formato de archivo Excel requerido por el CEN.

8.1.1 Tensión en POI 1.00 p.u.

Punto P1-Q8

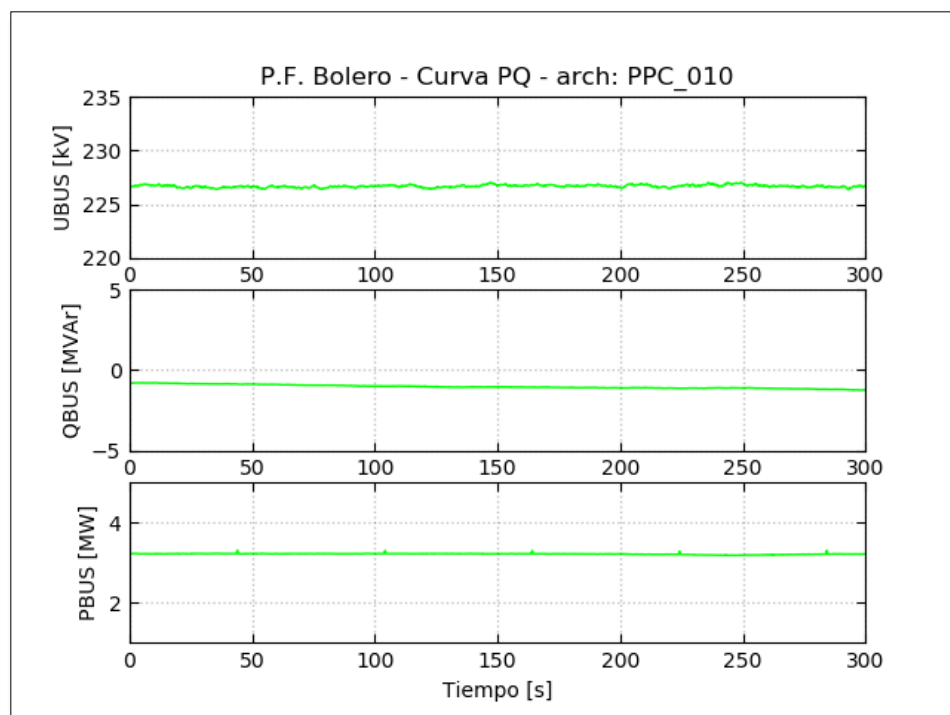


Figura 8.1: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.



Punto P2-Q7

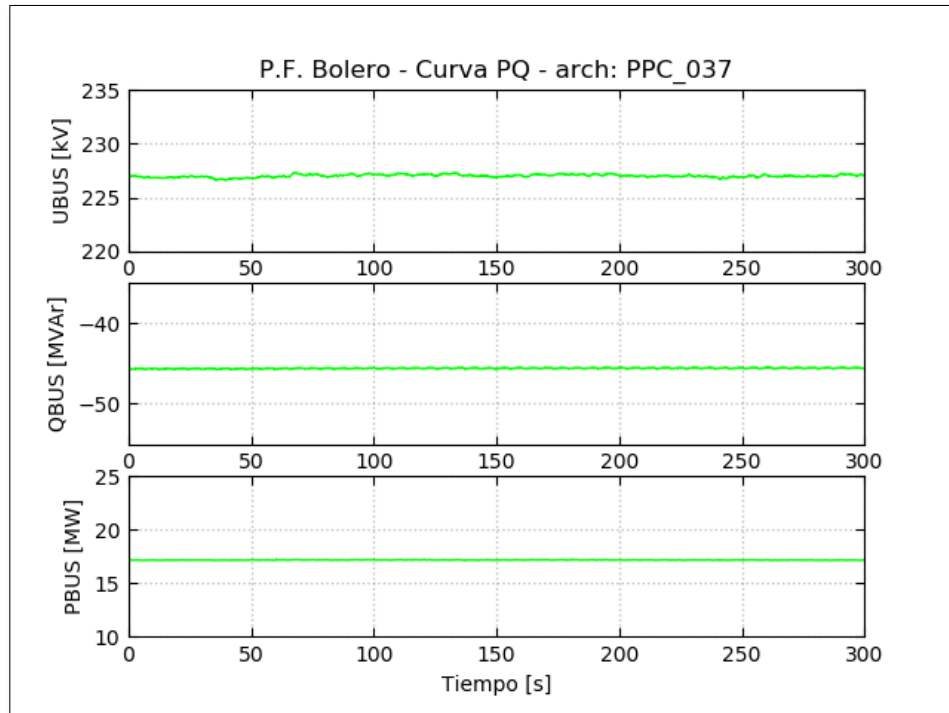


Figura 8.2: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.

Punto P4-Q6

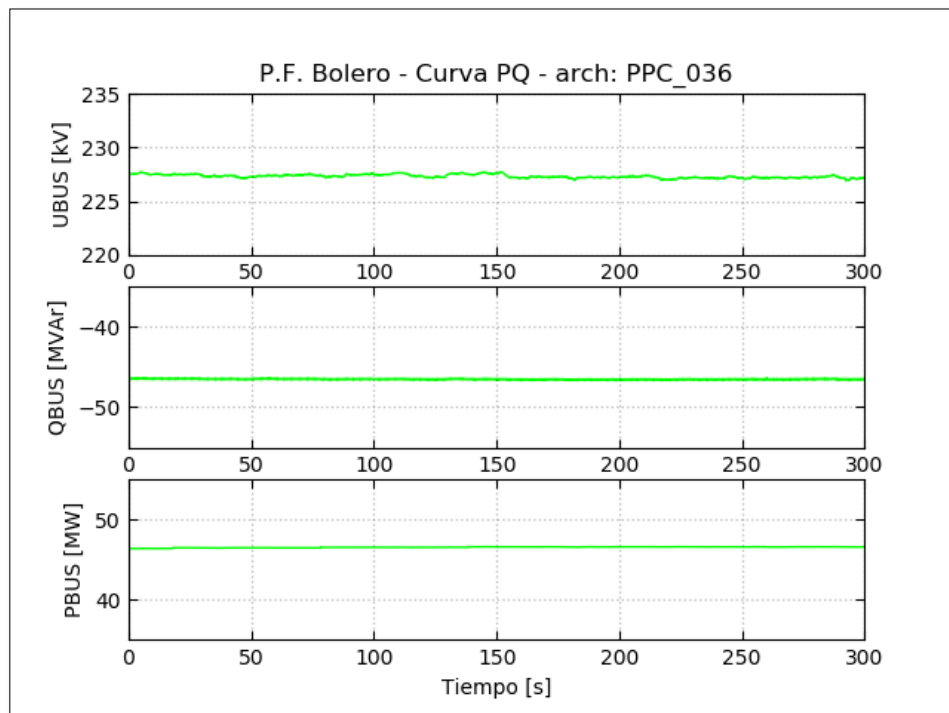


Figura 8.3: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.



Punto P5-Q5

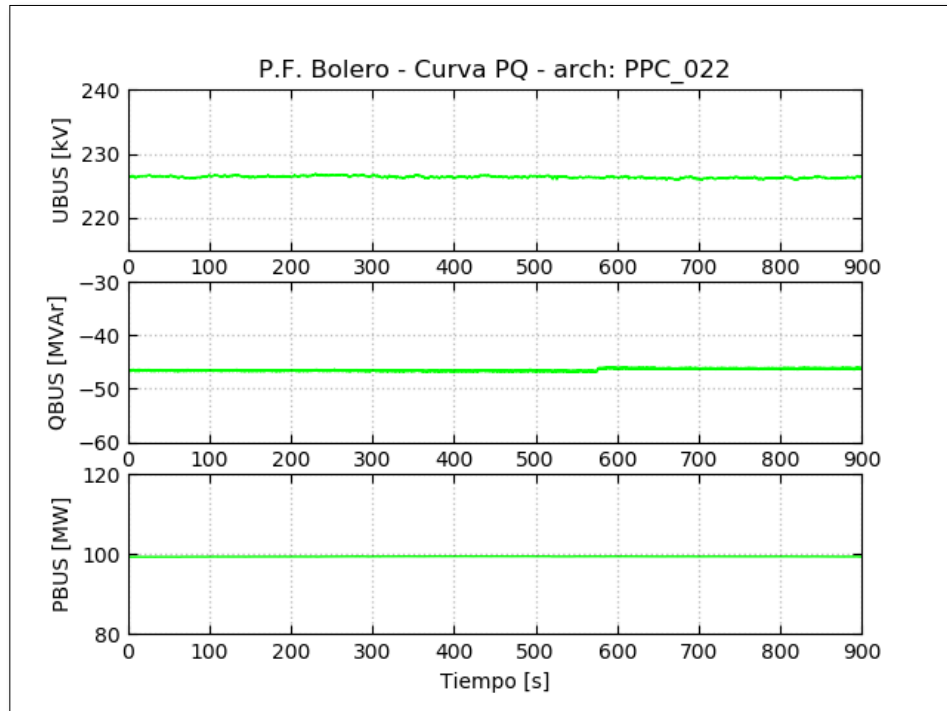


Figura 8.4: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.00 p.u.

8.1.2 Tensión en POI 1.05 p.u.

Punto P1-Q1

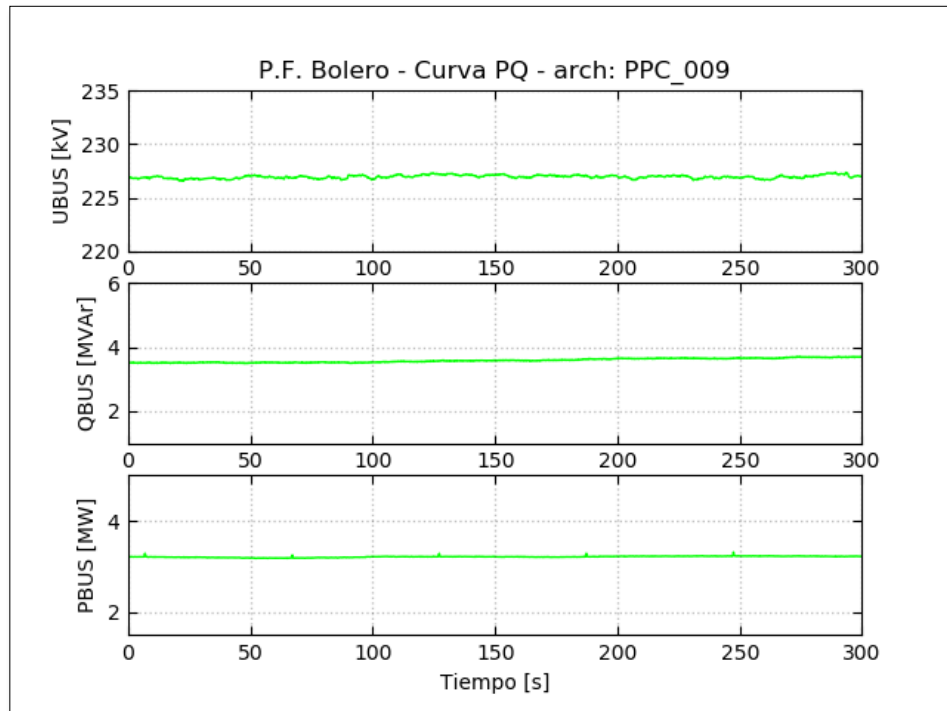


Figura 8.5: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.



Punto P2-Q2

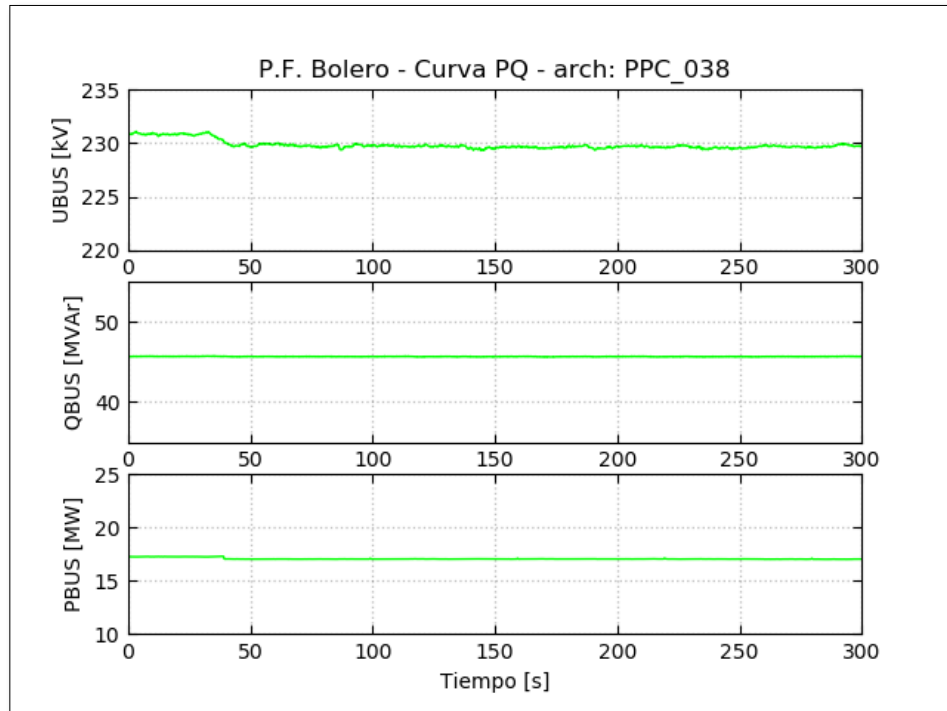


Figura 8.6: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.

Punto P4-Q3

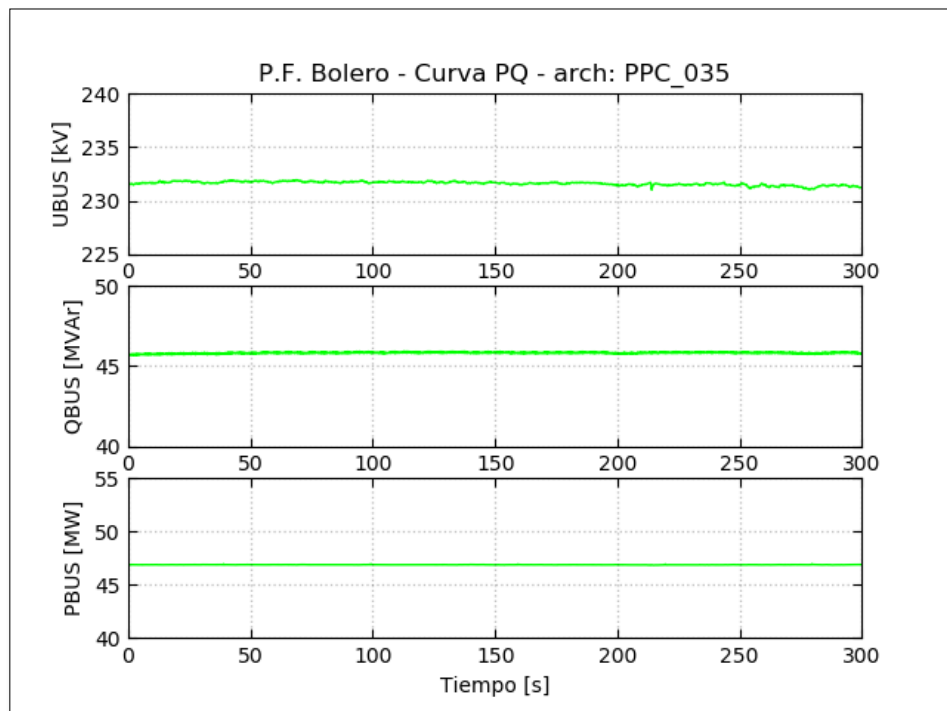


Figura 8.7: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u.



Punto P5-Q4

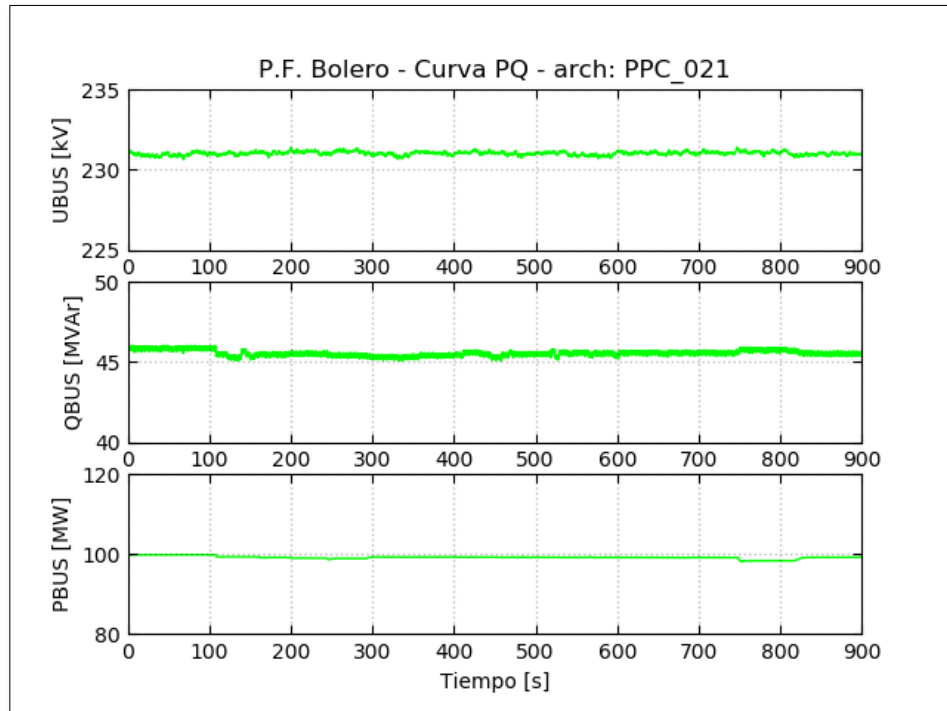


Figura 8.8: Verificación de curva PQ – PPC Modo Q – Señales a nivel POI – UBUS = 1.05 p.u



8.2 Medidas complementarias

A modo complementario, en la Figura 8.9, Figura 8.10, Figura 8.11 y Figura 8.12 se presentan las condiciones de irradiancia y temperatura en el POI respectivamente durante el desarrollo de los ensayos correspondientes a los días 13 y 14 de septiembre presentados en el presente informe técnico.

Día 13/09/2022

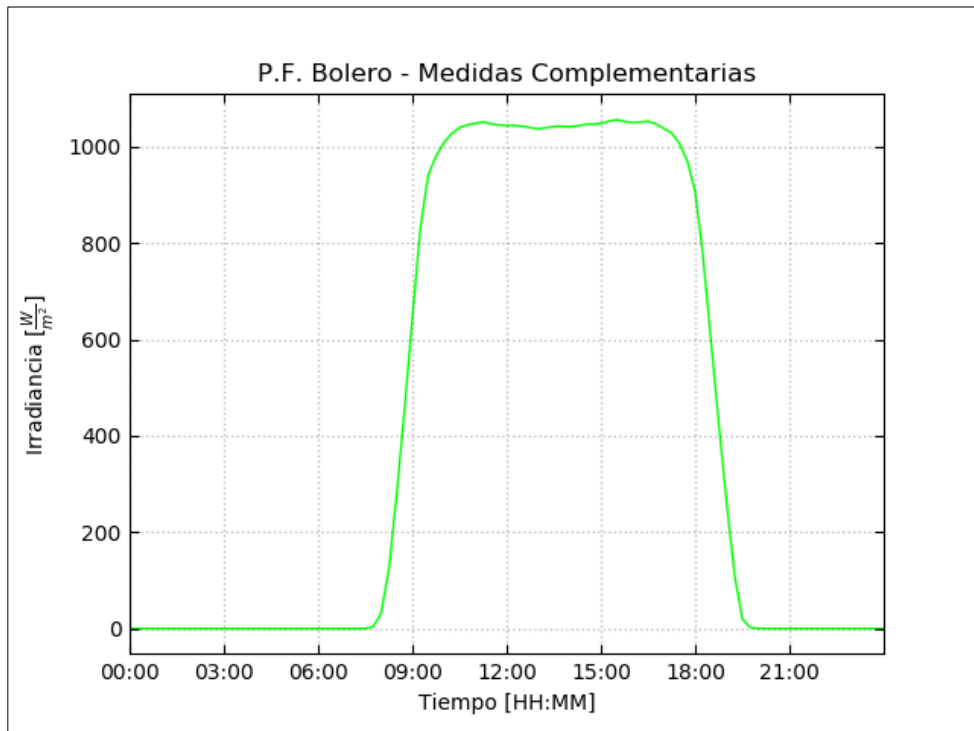


Figura 8.9: Irradiancia perpendicular promedio a los paneles durante los ensayos

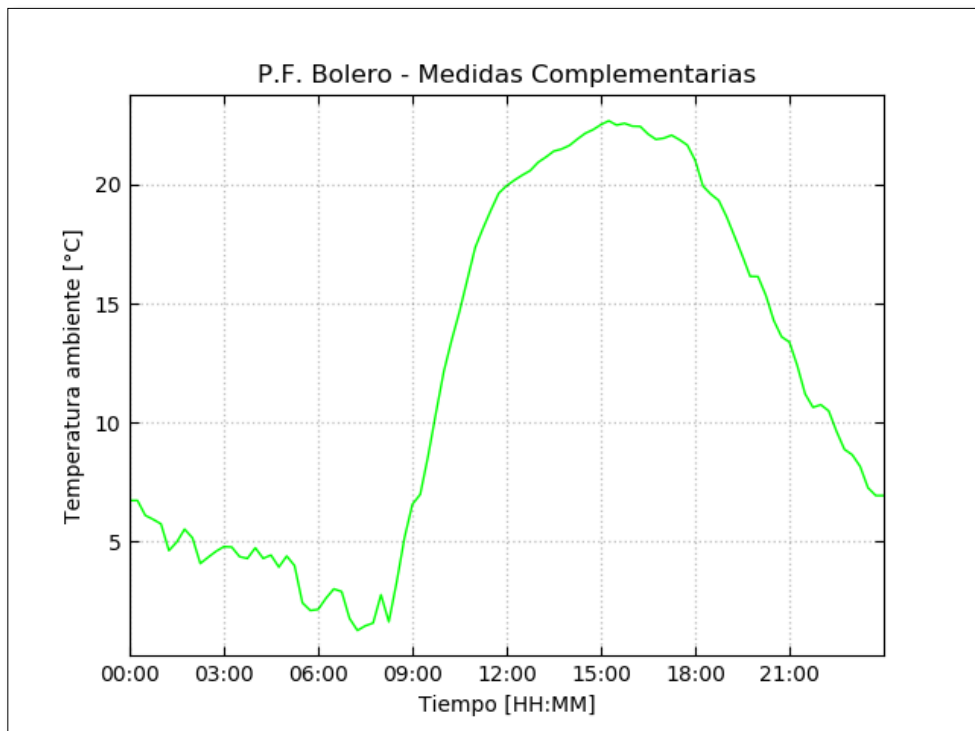


Figura 8.10: Temperatura ambiente promedio durante los ensayos

Día 14/09/2022

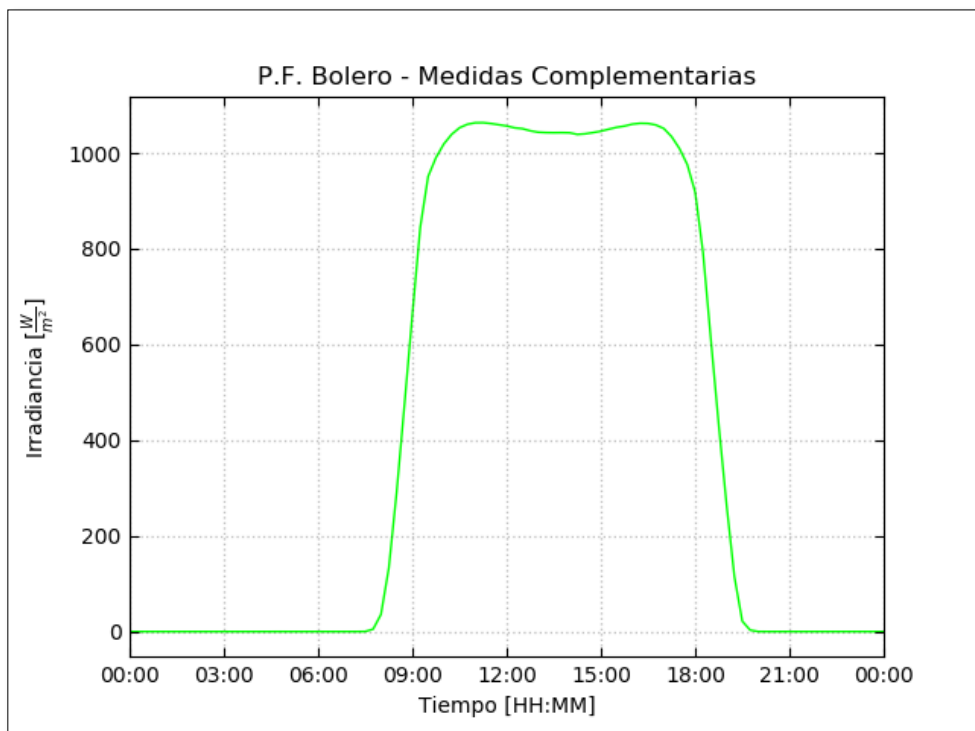


Figura 8.11: Irradiancia perpendicular promedio a los paneles durante los ensayos

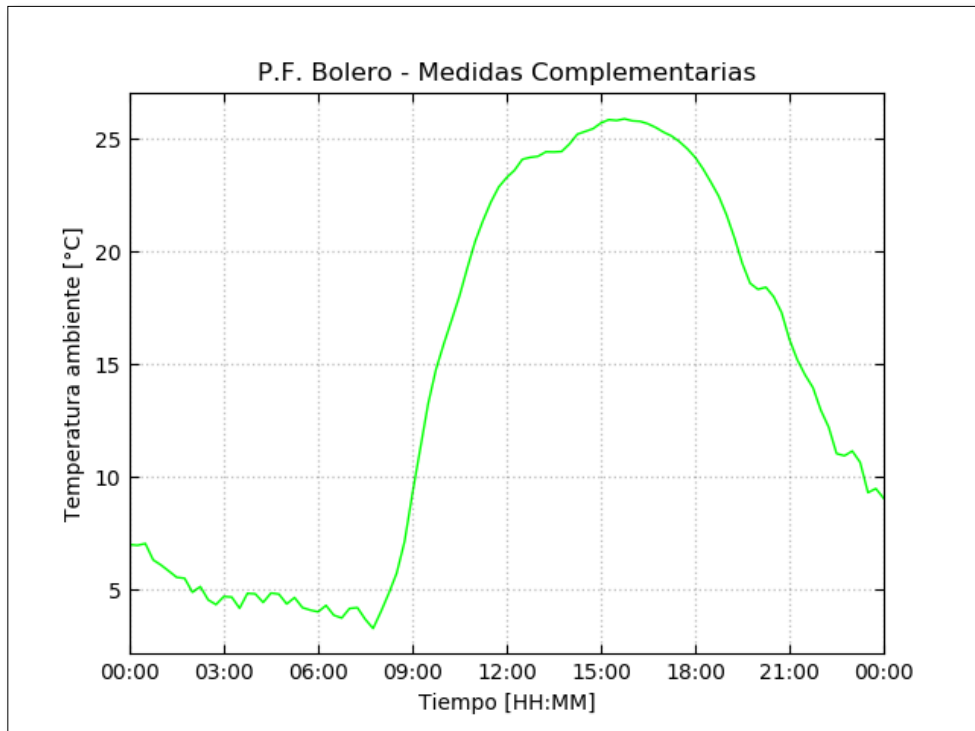


Figura 8.12: Temperatura ambiente promedio durante los ensayos



8.3 Datos característicos de los inversores

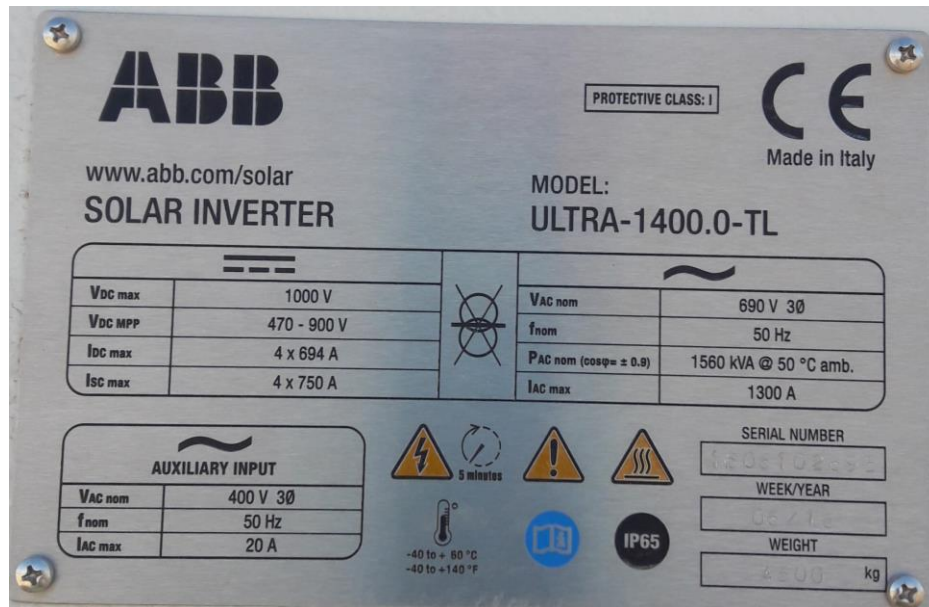


Figura 8.13: Placa de los inversores



8.4 Protecciones de los inversores

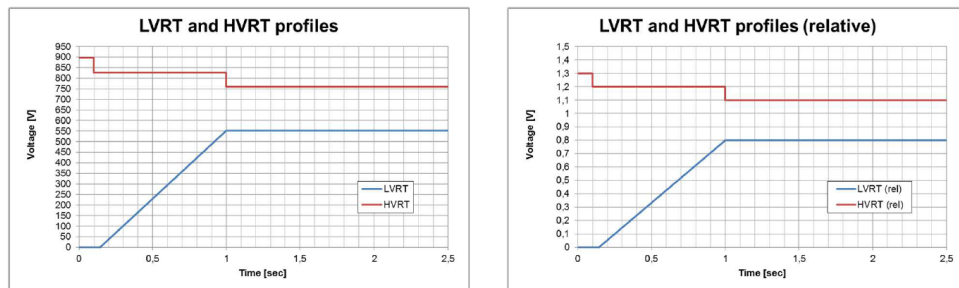
4.2. Over-voltage and under-voltage protections

The integrated grid protection includes voltage trip limits and trip times that are adjustable but set by default in accordance to the following table. The inverter features a four-level voltage protection scheme: two of these (U>> and U>) are over-voltage protections, while the other two (U<< and U<) are under-voltage protections. Each single protection is configurable as threshold and trip time independently by the others.

Var. No.	Parameter description	Unit	Absolute values	Configuration range		Relative values (abs/690)
			BOLERO	Min.	Max.	BOLERO
223	Umax - Grid Overvoltage Threshold for immediate disconnection	Veff	897	Var. 221	897	1,3
221	(U>>>) protection threshold (linked to var. 224)	Veff	828	Var. 18	828	1,2
224	(U>>>) protection trip time (linked to var. 221)	sec	0,1	0,02	0,035 ⁽²⁾	0,1
18	(U>>) protection threshold (linked to var. 113)	Vrms	828	Var. 62	Var. 221	1,2
113	(U>>) protection trip time (linked to var. 18)	Sec	0,1	0,02	0,035 ⁽²⁾	0,1
62	(U>) protection threshold (linked to var. 86)	Vrms	759	Var. 1529	Var. 18	1,1
86	(U>) protection trip time (linked to var. 82)	Sec	1	0,02	0,035 ⁽²⁾	1
61	(U<) protection threshold (linked to var. 85)	Vrms	552	Var. 17	Var. 1529	0,8
85	(U<) protection trip time (linked to var. 61)	Sec	1	0,02	2,5 ⁽³⁾	1
17	(U<<) protection threshold (linked to var. 87)	Vrms	0	Var. 222	Var. 61	0
87	(U<<) protection trip time (linked to var. 17)	Sec	0,14	0,02	0,1 ⁽³⁾	0,14
128	(U<<) protection trip time (2nd - step-duration time in case of step in LVFRT profile - time-dependent UV protection)	Sec	0,14	0,02	0,1 ⁽³⁾	0,14
222	(U<<<) protection threshold (linked to var. 225)	Veff	0	0	Var. 87	0
225	(U<<<) protection trip time (linked to var. 222)	sec	0,14	0,02	0,1 ⁽³⁾	0,14

TABLE 4-2: Voltage trip limits during grid parallel operation.

The variables listed in previous table also allow define the LVFRT profile (ref. to par. 7); for the meaning of the variables about the LVFRT profile definition, refer to the following diagram:



PICTURE 4-1: HVFRT and LVFRT profile as defined by variables of table 4-2.

Figura 8.14: Ajuste de protecciones de los inversores



8.5 Datos característicos del transformador de bloque 1.56 MVA

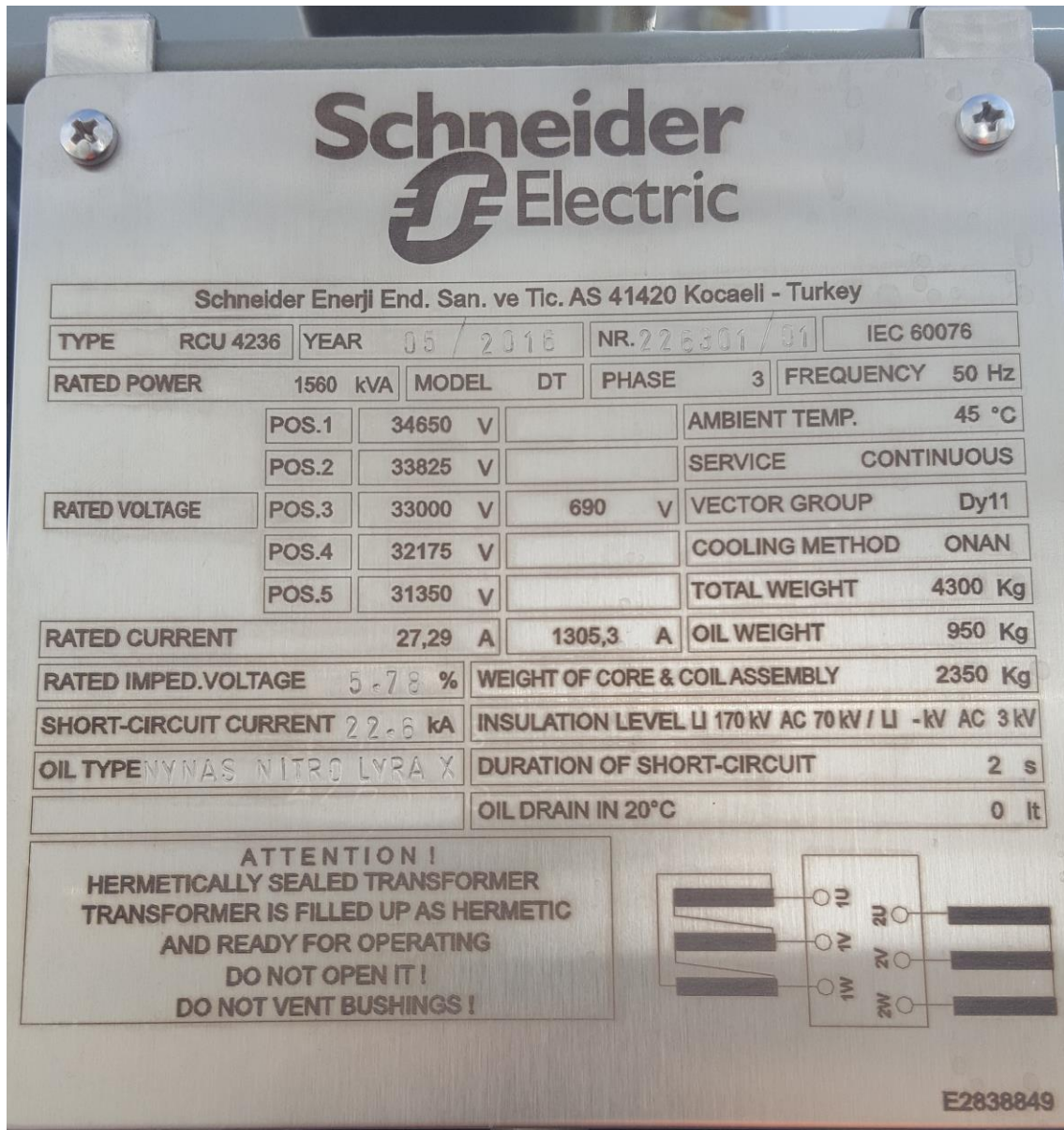


Figura 8.15: Placa del transformador de bloque de 1.56 MVA



8.6 Datos característicos del transformador de bloque 1.56 MVA

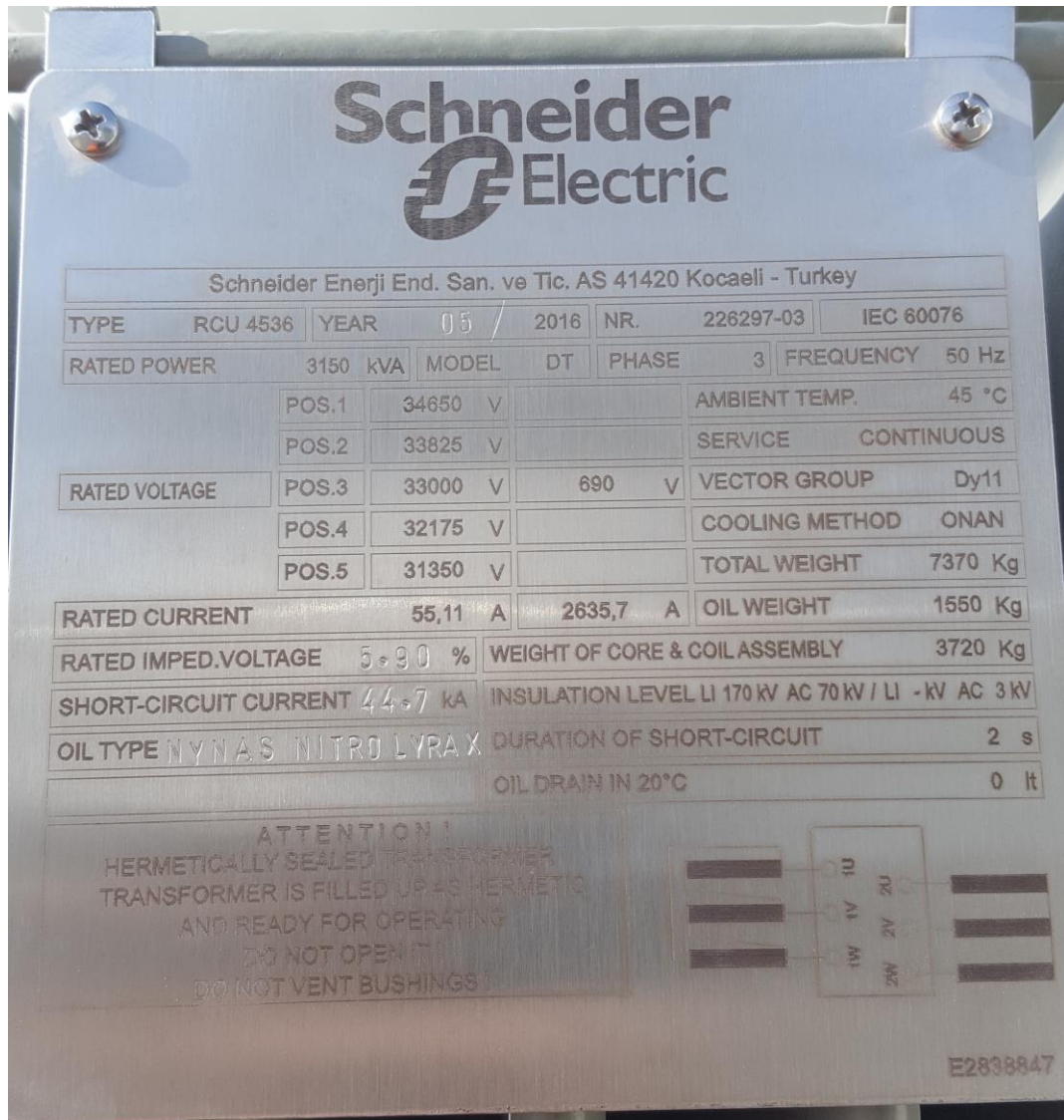


Figura 8.16: Placa del transformador de bloque de 3.15 MVA



8.7 Foto de placa de los transformadores elevadores

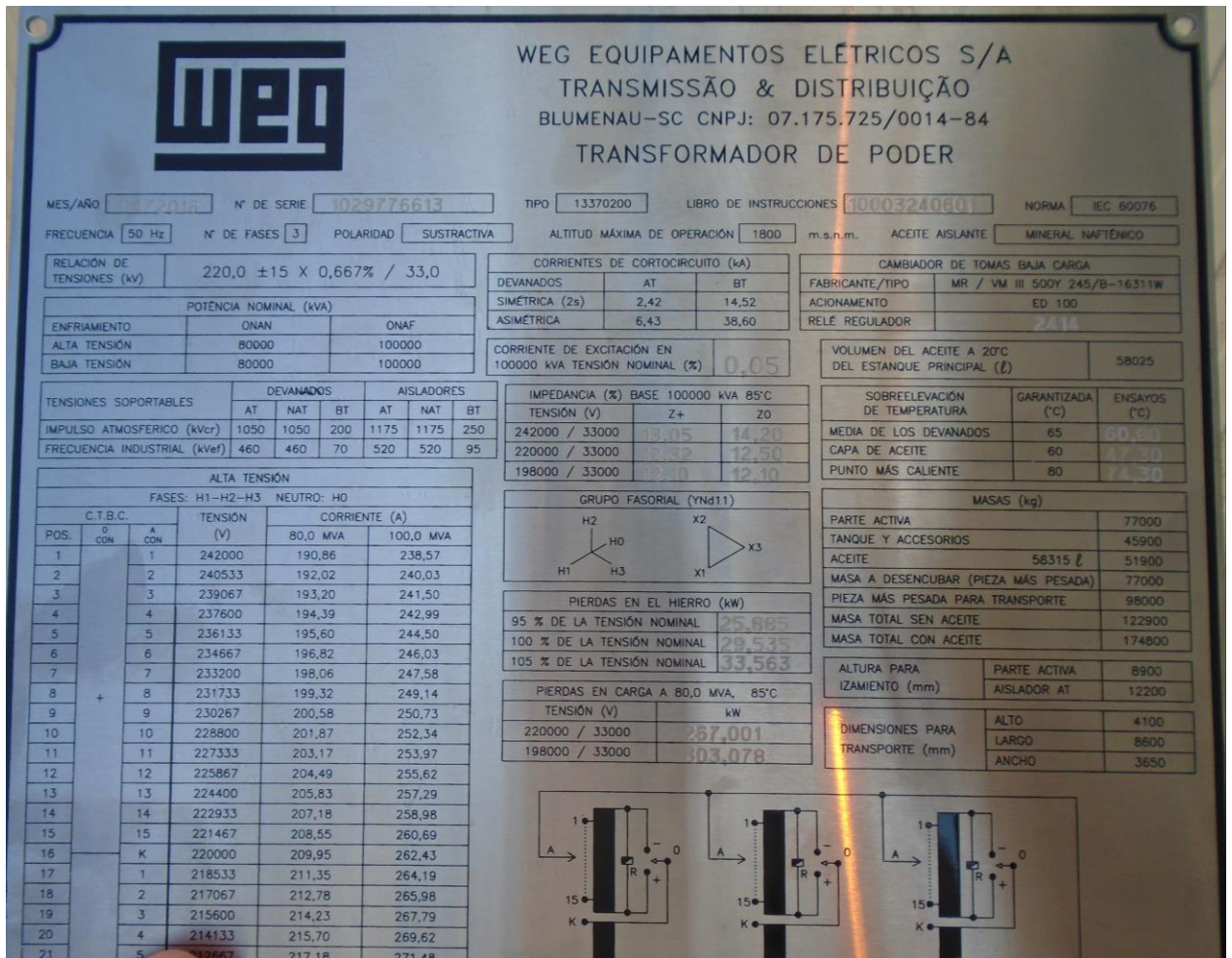


Figura 8.17: Placa de los transformadores elevadores



8.8 Foto de placa de los transformadores de servicios auxiliares de 0.4 kV



Figura 8.18: Placa de los transformadores de servicios auxiliares de 0.4 kV



8.9 Valores característicos de la central certificados por el CEN

Central	Mínimo Técnico [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central ¹ [MW]	Potencia Mínima Neta ² [MW]
Fotovoltaica Bolero	2,79	0,361	0,22	2,21

¹ Este valor incluye las pérdidas del sistema colector de media tensión y del transformador de poder.
² Inyectada en la barra de alta tensión del transformador de potencia de la Central Bolero.

Tabla 8.1: Mínimo técnico contemplado por el CEN

Central/Unidad	Potencia Máxima Bruta [MW]	SS/AA [MW]	Potencia Máxima Neta [MW]
Fotovoltaica Bolero	138,2	2,50	135,7

Tabla 8.2: Potencia máxima contemplada por el CEN

Etapa	Parámetro	Valor
Partida - Sincronización	Tiempo [minutos]	5
	Consumo SSAA [Wh]	0,060
Sincronización – Mínimo Técnico	Tiempo [minutos]	0
	Consumo SSAA [MWh]	0
Mínimo Técnico – Potencia Nominal	Tiempo [minutos]	26,8
	Consumo SSAA [Wh]	0,326

Etapa	Parámetro	Valor
Potencia Nominal – Mínimo Técnico	Tiempo [minutos]	28,9
	Consumo SSAA [MWh]	0,35
Mínimo Técnico – Desconexión	Tiempo [minutos]	0,0007
	Consumo SSAA [Wh]	8,52

Tabla 8.3: Parámetros de partida y detención contemplados por el CEN



8.10 Archivos adjuntos entregados

Forman parte integral del presente informe los siguientes archivos que se entregan en forma adjunta:

- Registros de ensayos: EE-EN-2022-1556-RC_PF_Bolero.zip

Todos los registros de ensayos del presente informe son entregados adjuntos en formato “.csv”. Para correlacionar el nombre del archivo con la figura se debe considerar las siguientes tablas:

Ensayos Inversor - Control de Tensión	
Nombre	Descripción
INV_29-1_016 / POI_INV_016	Control Q - P1
INV_29-1_012 / POI_INV_012	Control Q - P3
INV_29-1_008 / POI_INV_008	Control Q - P5
INV_29-1_018 / POI_INV_018	Control FP - P1
INV_29-1_021 / POI_INV_021	Control FP - P3
INV_29-1_024 / POI_INV_024	Control FP - P5
INV_14-2_011 / POI_INV_011	Control Q - P1
INV_14-2_015 / POI_INV_015	Control Q - P3
INV_14-2_019 / POI_INV_019	Control Q - P5
INV_14-2_023 / POI_INV_023	Control FP - P1
INV_14-2_031 / POI_INV_031	Control FP - P3
INV_14-2_039 / POI_INV_039	Control FP - P5

Tabla 8.4 – Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control de tensión en el inversor



Ensayos PPC - Control de Tensión	
Nombre	Descripción
POI_PPC_039	Control Q - P1
POI_PPC_025	Control Q - P3
POI_PPC_011	Control Q - P5
POI_PPC_045	Control FP - P1
POI_PPC_029	Control FP - P3
POI_PPC_015	Control FP - P5
POI_PPC_043	Control V - P1
POI_PPC_033	Control V - P3
POI_PPC_019	Control V - P5
POI_PPC_010	Curva PQ 1 pu: P1-Q8
POI_PPC_037	Curva PQ 1 pu: P2-Q7
POI_PPC_036	Curva PQ 1 pu: P4-Q6
POI_PPC_022	Curva PQ 1 pu: P5-Q5
POI_PPC_021	Curva PQ 1.05 pu: P5-Q4
POI_PPC_035	Curva PQ 1.05 pu: P4-Q3
POI_PPC_038	Curva PQ 1.05 pu: P2-Q2
POI_PPC_009	Curva PQ 1.05 pu: P1-Q1

Tabla 8.5 – Descripción de archivos utilizados para las pruebas de control de tensión en el PPC

Ensayos PPC - Control de terciario de frecuencia	
Nombre	Descripción
POI_PPC_001	Bajada de Máximo a MT - Tasa 27 MW/min
POI_PPC_002	Subida de MT a Máximo - Tasa 27 MW/min

Tabla 8.6 – Descripción de archivos utilizados para las mediciones complementarias

Mediciones complementarias	
Nombre	Descripción
T_amb	Temperatura ambiente promedio
Irradiancia	Irradiancia horizontal promedio

Tabla 8.7 – Descripción de archivos utilizados para las mediciones complementarias



8.11 Certificados de calibración

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última calibración
Adquisidor EQ3 CH16	EE-EQ-2009-137	21/07/2022
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021
Fecha de evaluación: 21/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1121		
Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 		
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning		

Figura 8.19: Certificado de calibración adquisidor de datos



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	21/07/2022
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021
Fecha de evaluación: 21/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1131	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning		

Figura 8.20: Certificado de calibración analizador de energía



8.12 Acta de pruebas SSCC Bolero



ACTA DE PRUEBAS

Fecha	13/9/22 14/9/22	Empresa	EDF Renewables
ID Proyecto	EE-2021-022	Ubicación	Antofagasta
Denominación Planta	PF Bolero		
Servicios por verificar	CT, CTFg		

Datos de la instalación

Potencia aparente nominal [MVA]	146	Tipo de central	Fotovoltaica
Tensión en POI nominal [kV]	220	Cantidad de unidades	94
Potencia activa máxima [MW]	135.7	Transformador elevador bajo carga	2
Potencia activa mínima [MW]	2.79	-	-

Responsables durante las pruebas

Coordinado	Francis Martinez	Asset Performance Coordinator - EDF Renewables
Equipo Experto Técnico	Andres Capalbo	Experto Técnico - Ensayos Estudios Eléctricos.
	Jaime Prieto	Inq. Ensayos - Ensayos Estudios Eléctricos.

Datos de las pruebas

Estado previo de la planta	Operativo
Inicio del período de pruebas	13/9/22
Fin del período de pruebas	14/9/22
Protocolo aplicable	EE-2022-1062-RB
Posición de TAP trafo elevador	11 en T1 y 12 en T2

Firmas Aclaración/Empresa	 Coordinado	 Experto técnico
-------------------------------------	---	--

Figura 8.21: Acta de Pruebas SSCC Bolero (1 de 2)



ESTUDIOS ELECTRICOS 
ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Resumen de pruebas

SC Control de Tensión:

Se realizan ensayos dinámicos a nivel inversor en unidades 14-2 (Lejano) y 29-1 (Cercano).
Se realizan ensayos dinámicos a nivel planta y registros de curva PQ.

SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Se realizan ensayos de toma y bajada de carga con rampa de 27 MW/min.

Observaciones/Desvíos del protocolo

SC Control de Tensión:

Pruebas dinámicas Inversores:

Sin desvíos.

Pruebas dinámicas PCC:

En el nivel de P1 = 3MW de carga, para todos los modos de control, se realizan escalones menores a los expuestos por protocolo debido a limitaciones del controlador de la central con el objetivo de proteger a los inversores según recomendación de fabricante.
Se opta por cambiar el nivel de carga P1 a 16 MW para pruebas dinámicas con el fin de confirmar respuestas de distintos modos de control.

Curva PQ:

De acuerdo a procedimiento, se intenta obtener soporte del CEN para ejecución de pruebas, sin ser posible modificar la tensión del sistema. Se intenta realizar modificaciones por medio del cambio de tap de los transformadores principales, sin conseguir un cambio significativo en la tensión medida en el POI. Se registra la operación del parque con la condición presente para los distintos niveles de carga y se releva la curva PQ por medio de modificación de reactivos de la central.

Se detecta que en niveles de carga menores al 10% se presenta una restricción adicional en el aporte de reactivos dada por un límite de factor de potencia de 0.85 establecido a nivel inversor. Se cambia nivel de carga P1 a 16 MW para relevar punto de inflexión en curva PQ implementada en el controlador de planta.

SC Control Terciario de Frecuencia en giro:

Se comprueba que actualmente el parque cuenta con una única tasa de subida y bajada de carga, correspondiente a ± 27 MW/min (20 %/min), por lo que se procede a realizar el ensayo con dicha tasa.



<p>Firmas Aclaración/Empresa</p>	 Coordinado	 Experto técnico
---	---	--

Figura 8.22: Acta de Pruebas SSCC Bolero (2 de 2)



8.13 Limitaciones Curva de capacidad PF Bolero

En relación a las observaciones del Coordinador expuestas en el documento **“COR-GO-DCO-SSCC-PFV Bolero-C”**, se expone una explicación detallada de las limitaciones a la curva de capacidad del parque fotovoltaico Bolero.

8.13.1 Antecedentes

El parque fotovoltaico Bolero se compone de 94 inversores, los cuales están compuesto por 4 módulos cada uno, totalizando 376 módulos.

El día 31 de agosto de 2021, durante la primera instancia de ensayos de verificación del Diagrama PQ Teórico Máximo del parque, el cual en ese momento operaba despachado en 6 MW y -70 MVAR, se presentó una falla en 4 de los 94 inversores.

Luego, el día 1° de septiembre de 2021 continuando con los ensayos de Verificación del Diagrama PQ Teórico Máximo, a las 16:30 hrs, y dado el bajo recurso solar disponible, se realizan los ensayos de Diagrama PQ teórico en baja carga, cercano al mínimo técnico, 3 MW. En esta condición, 53 inversores salen de operación luego de realizar el ensayo de absorción de reactivos con -45 MVAR.

Las fallas anteriores derivaron en la suspensión de las pruebas debido a que se dañaron varios módulos.

8.13.2 Ajustes a los inversores

Considerando la falla ocasionada bajo las condiciones de ensayos, el fabricante de los inversores ha realizado cambios en la parametrización que permitan proteger los activos. En particular se ha limitado la inyección y absorción de reactivos en el estado de baja carga del módulo. Esto se visualiza en la Figura 8.23 mediante la zona delimitada roja, la cual, a partir de la falla, corresponde a un área crítica donde los módulos no pueden operar. Lo anterior ha quedado validado en los resultados mostrados en la Tabla 5.3 y Tabla 5.4, donde en el estado de baja carga (3.2 MW) se logró inyectar y absorber 3.6 MVAR y -1.1 MVAR en el POI, respectivamente.

La zona delimitada verde, es un área donde el módulo está configurado para operar sin problemas.



La zona delimitada azul, es un área que está dentro de la capacidad del inversor donde cada módulo puede operar de manera segura. Esta área permite que el parque cumpla la exigencia de la NTS&CS en su artículo 3-9, por cuanto para lograr la inyección/absorción exigida en el POI, considerando las pérdidas de la red colectora y los transformadores elevadores, los módulos deben operar en esta zona. Esto pudo ser corroborado según lo expuesto en la Tabla 5.3 y Tabla 5.4.

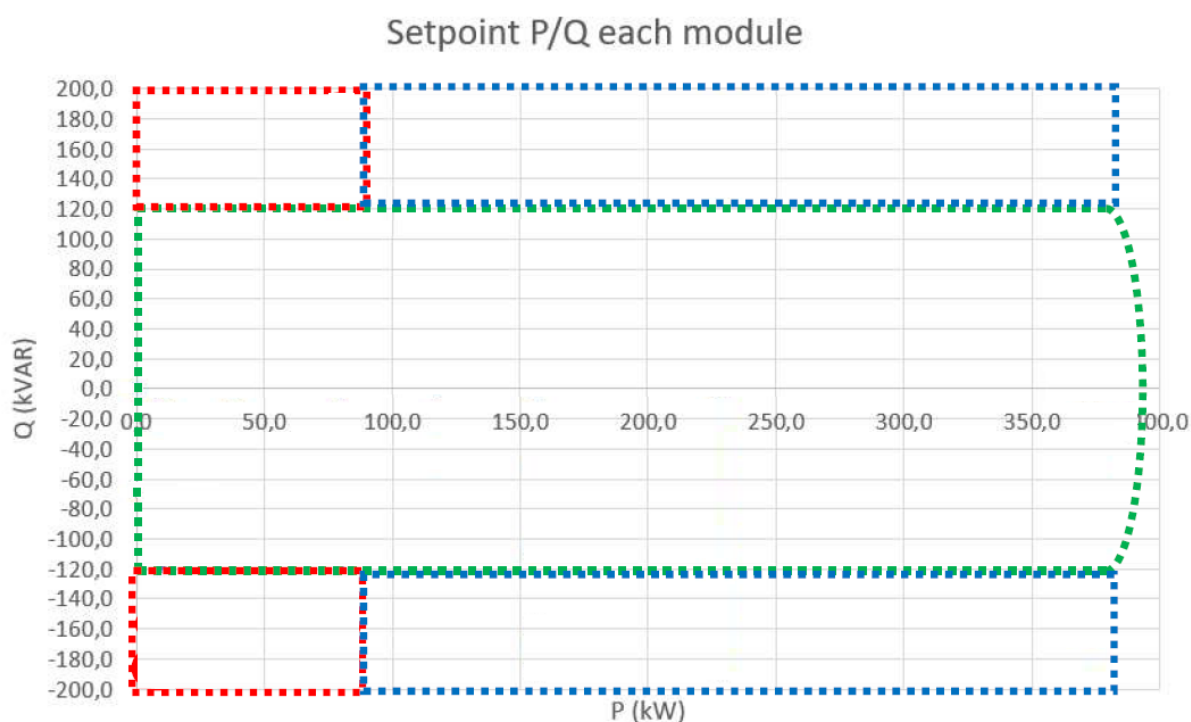


Figura 8.23: Curva PQ módulo

8.13.3 Ajustes al PPC

Ante estos antecedentes y lo mencionado respecto de la curva de capacidad de los módulos, el cliente ha decidido incorporar un límite en el PPC con el fin que los inversores operen en una zona que cumpla la normativa y a la vez sea segura para los activos. Todo esto considerando lo exigido por la Guía de Verificación en su capítulo 5.2.3.1 donde indica *“se determinará si existen mayores rangos de operación que permitan maximizar el aporte o inyección de reactivos del parque, respetando la seguridad e integridad de este”*.

Este límite ha sido explicado en el capítulo 5.2 donde se analizan los resultados obtenidos. La Figura 8.24 muestra la parametrización del PPC.



NAME	VALUE	UNIT
PPC - Reactive Power control export limit	33.00	%
PPC - Reactive Power control import limit	-33.00	%

Figura 8.24: Límite de inyección y absorción de reactivos PPC



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.