



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

PSFV Malgarida I y II

Informe final



Diciembre 2021

A 0657-21 | R 1126-21

Tabla de contenido

REGISTRO DE COMUNICACIONES.....	5
SECCIÓN PRINCIPAL	6
1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Descripción del parque solar fotovoltaico.....	6
2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA PLANTA.....	12
2.1. Control de planta	12
2.2. Inversores	13
2.3. Transformadores de bloque de los inversores	14
2.4. Red colectora.....	17
2.5. Transformador de potencia.....	17
2.6. Cambiador de tap bajo carga	17
3. DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS.....	18
4. RESULTADOS OBTENIDOS	18
4.1. Verificación del gradiente de incremento / reducción de carga	18
5. VERIFICACIÓN DE AJUSTES.....	22
5.1. Ajuste de protecciones de los inversores.....	22
5.2. Ajuste de protecciones de la subestación	23
6. CONCLUSIONES.....	28
7. REFERENCIAS.....	29
ANEXO 1. INFORMACIÓN TÉCNICA.....	30
1.1. Placa característica del transformador de potencia de la SE Malgarida	30
1.2. Configuración del control del cambiador de tap	31
1.3. Curva PQ de los inversores Ingeteam modelo INGECON SUN 1640 TL B630 garantizada por el fabricante	31
1.4. Especificaciones de la red colectora.....	31
1.5. Datos del equipamiento de registrador	33

Índice de tablas y gráficos

Tabla 1. Parámetros de los cables utilizados en los circuitos colectores.....	17
Tabla 2. Características del transformador de potencia de la SE Malgarida.	17
Tabla 3. Ajuste de protecciones de la subestación.	23
Tabla 4. Especificaciones de los tramos de cables del sistema colector.....	31
Gráfico 1. Implantación del PSFV Malgarida I y II.	7
Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Malgarida.	8
Gráfico 3. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 1.....	9
Gráfico 4. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 2.....	10
Gráfico 5. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 3.....	11
Gráfico 6. Esquema general del SCADA de planta.....	13
Gráfico 7. Curva PQ de los inversores INGECON SUN 1640TL B30.....	13
Gráfico 8. Esquema de conexión del MSK19 – Single + Dual Inverter	14
Gráfico 9. Esquema de conexión del MSK19 – Double Dual Inverter	14
Gráfico 10. Características de los transformadores BT/MT 6,76 MVA.....	15
Gráfico 11. Características de los transformadores BT/MT 5,06 MVA.....	16
Gráfico 12. Hoja de características del TAPMOTION ED.	18
Gráfico 13. Gradiente de incremento / reducción de carga de 10%/min.....	19
Gráfico 14. Gradiente incremento / Reducción de carga 20 %/min – variables temporales.....	20
Gráfico 15. Gradiente de incremento / reducción de carga 50 %/min – variables temporales. ...	21
Gráfico 16. Ajuste de las protecciones de los inversores	22
Gráfico 17. Placa característica del transformador de potencia.	30
Gráfico 18. Captura del control del cambiador de tap del transformador de potencia.....	31
Gráfico 19. Curva PQ Ingeteam modelo INGECON SUN 1640 TL B630.....	31
Gráfico 20. Representación esquemática simplificada de conexión de equipamiento.	34

Abreviaturas y acrónimos

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
CDC	Centro de despacho del coordinador
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
PSFV	Parque solar fotovoltaico
SE	Subestación eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit



REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

Número	Fecha dd/mm/año	Objeto	Ref	Observaciones	Responsable
1	27/12/2021	Emisión original	V1	AS - FG	FM

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el siguiente informe se documentan los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) Malgarida I y II durante el día 9 de noviembre de 2021 en relación con el proceso de verificación de la prestación de servicios complementarios de control terciario de frecuencia en giro.

De esta manera, se han obtenido registros que muestran la respuesta de los sistemas de control del parque según los requerimientos en el Anexo Técnico: Verificación De Instalaciones Para La Prestación SSCC de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) vigente, y en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia.

1.1. Descripción del parque solar fotovoltaico

El PSFV Malgarida I y II se encuentra ubicado en la comuna de Diego de Almagro, Provincia de Chañaral, en la región de Atacama, Chile, específicamente a 26,16 grados de latitud Sur y 1126 msnm.

La planta cuenta con 583.799 paneles fotovoltaicos instalados (82.911 en Malgarida I y 500.888 en Malgarida II), cada uno de ellos en estructuras de seguidores horizontales de un eje. Los módulos implementados son de marca JA SOLAR modelo JAM72S10. La potencia instalada total es de 200,68 MW (28 MW de Malgarida I y 172,68 MW de Malgarida II).

Está formado por 142 inversores Ingeteam modelo INGECON SUN 1640 TL B630 de 1637 kVA. Se encuentran agrupados en 36 estaciones convertidoras, dos con 3 inversores y el resto con 4. En el Gráfico 7 se muestra la curva de capacidad del inversor. Las dos estaciones convertidoras de 3 inversores son modelo “MSK19 – Single + Dual Inverter” de 4,91 MVA y el resto son modelo “MSK19 – Double Dual Inverter” de 7 MVA.

Las estaciones convertidoras Double Dual Inverter cuentan con transformadores de bloque de 6,76 MVA 33/0,63/0,63kV. Las estaciones Single + Dual Inverter cuentan con transformadores de bloque de 5,06 MVA 33/0,63kV. Se conectan a la red de 33 kV mediante 3 circuitos colectores principales.

Los circuitos colectores acometen a una barra de 33 kV, vinculada a un transformador elevador de 220/33 kV de la SE Malgarida. La conexión al sistema se realiza a través de la línea aérea Torre 46 – Malgarida de 220 kV de aproximadamente 3,11 km a la Torre 46 de la línea Cumbre – Almeyda. Esta última se conecta a la SE Cumbre mediante un tendido de aproximadamente 1,24 km de tramo aéreo y 0,37 km de tramo subterráneo.

El punto de conexión declarado del PSFV Malgarida I y II, es la barra de AT de la SE Malgarida. En el Gráfico 2 se muestra un esquema unilíneal de la conexión a la SE Malgarida.

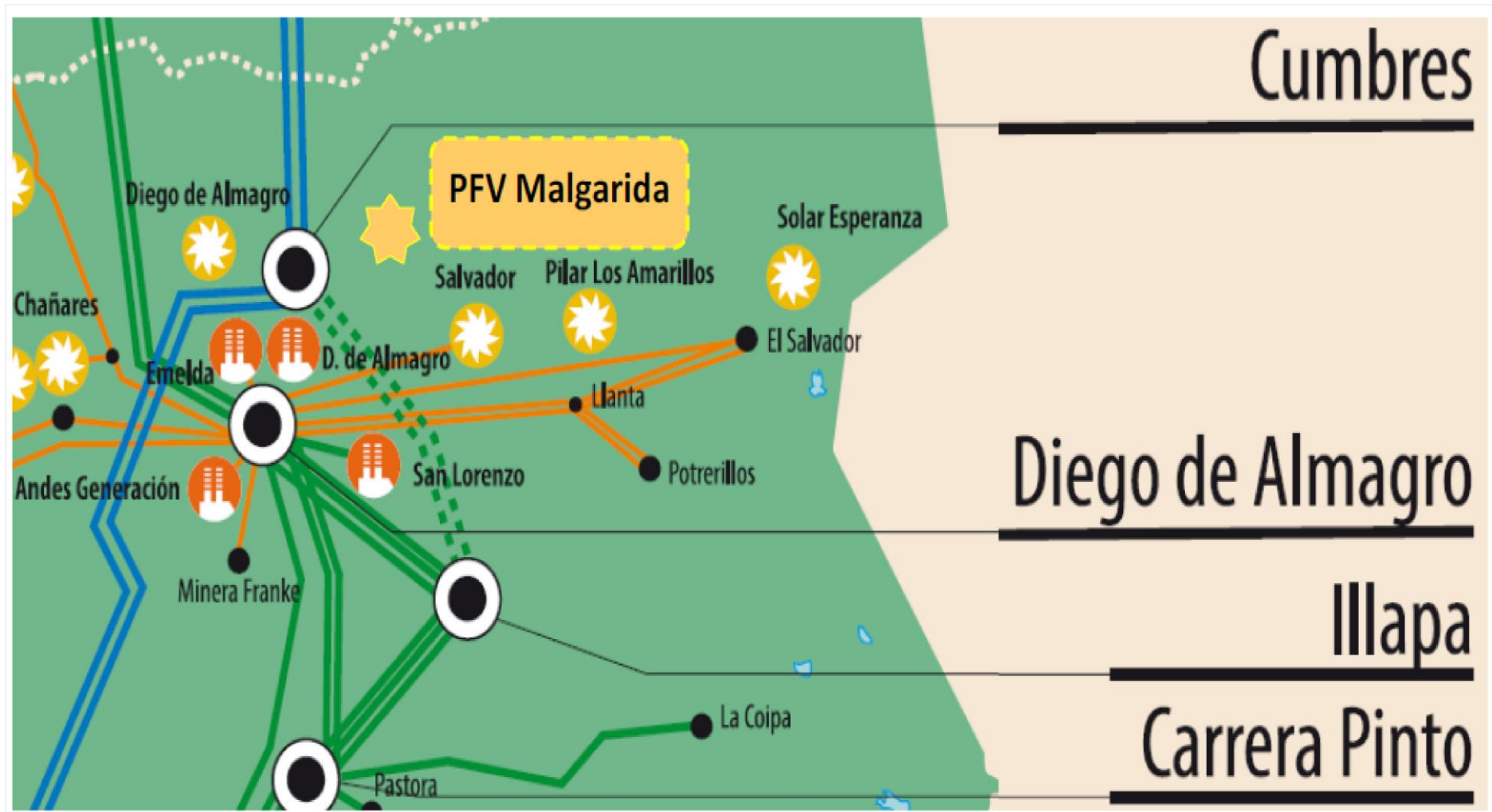


Gráfico 1. Implantación del PSFV Malgarida I y II.

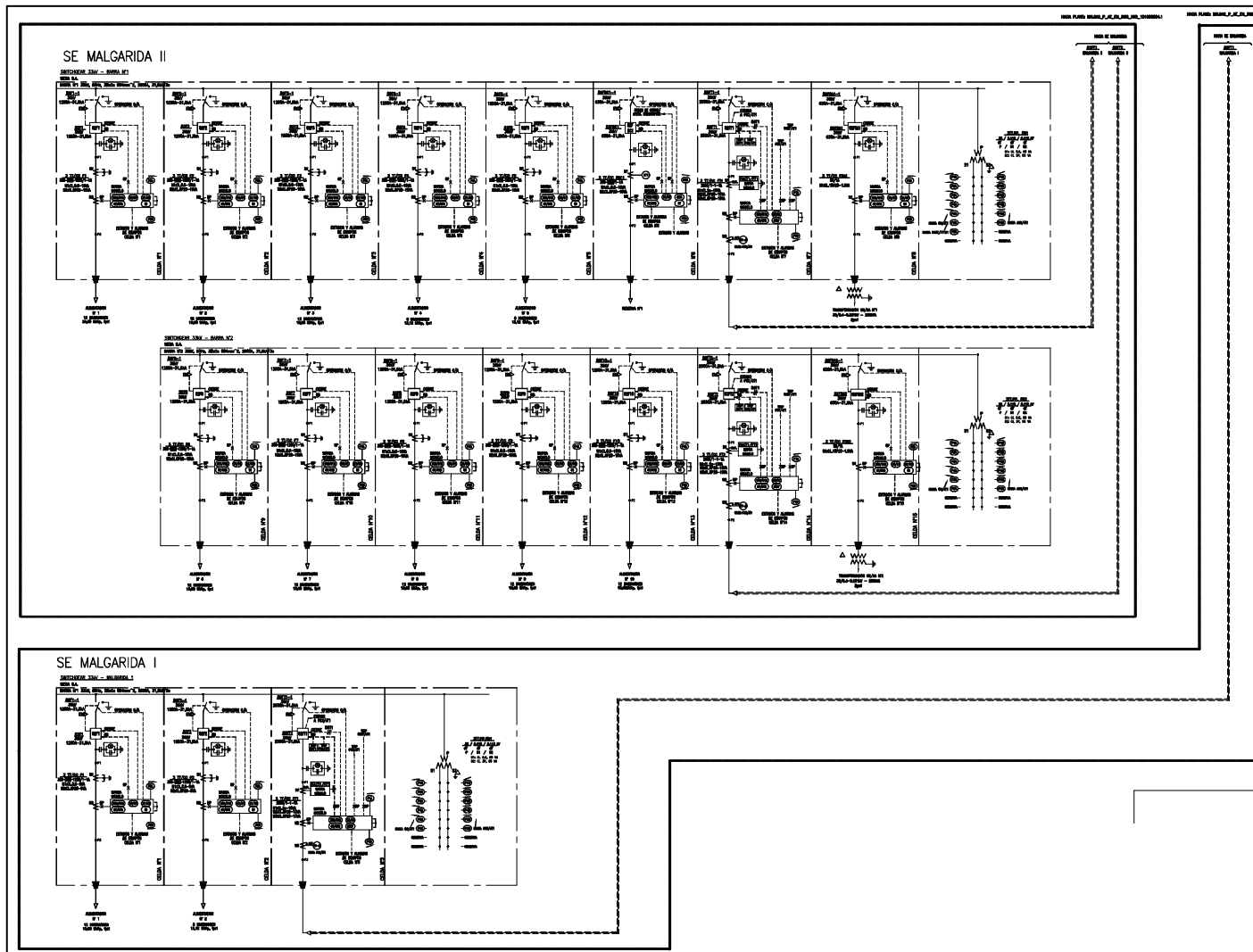


Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Malgarida.

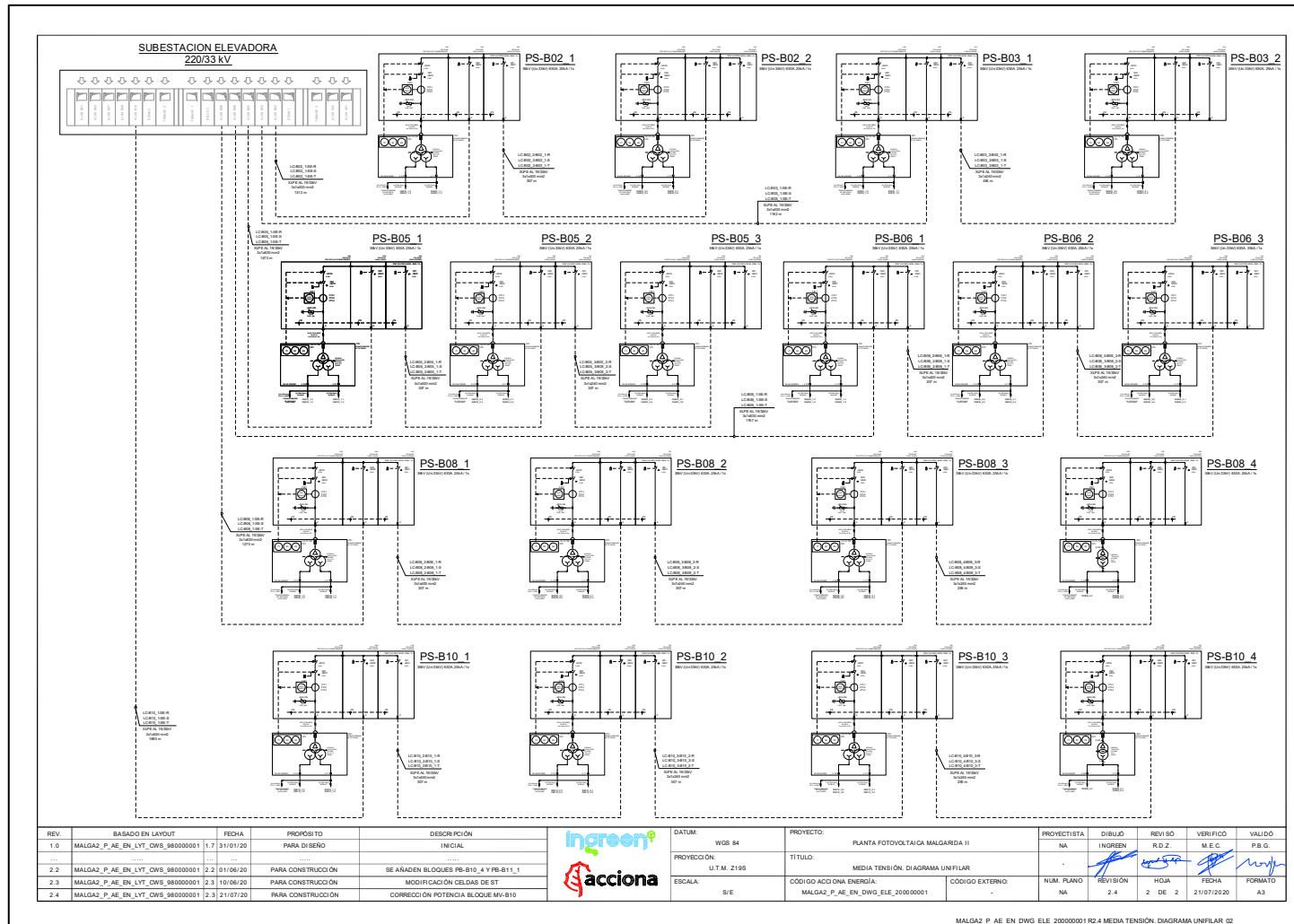


Gráfico 3. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 1

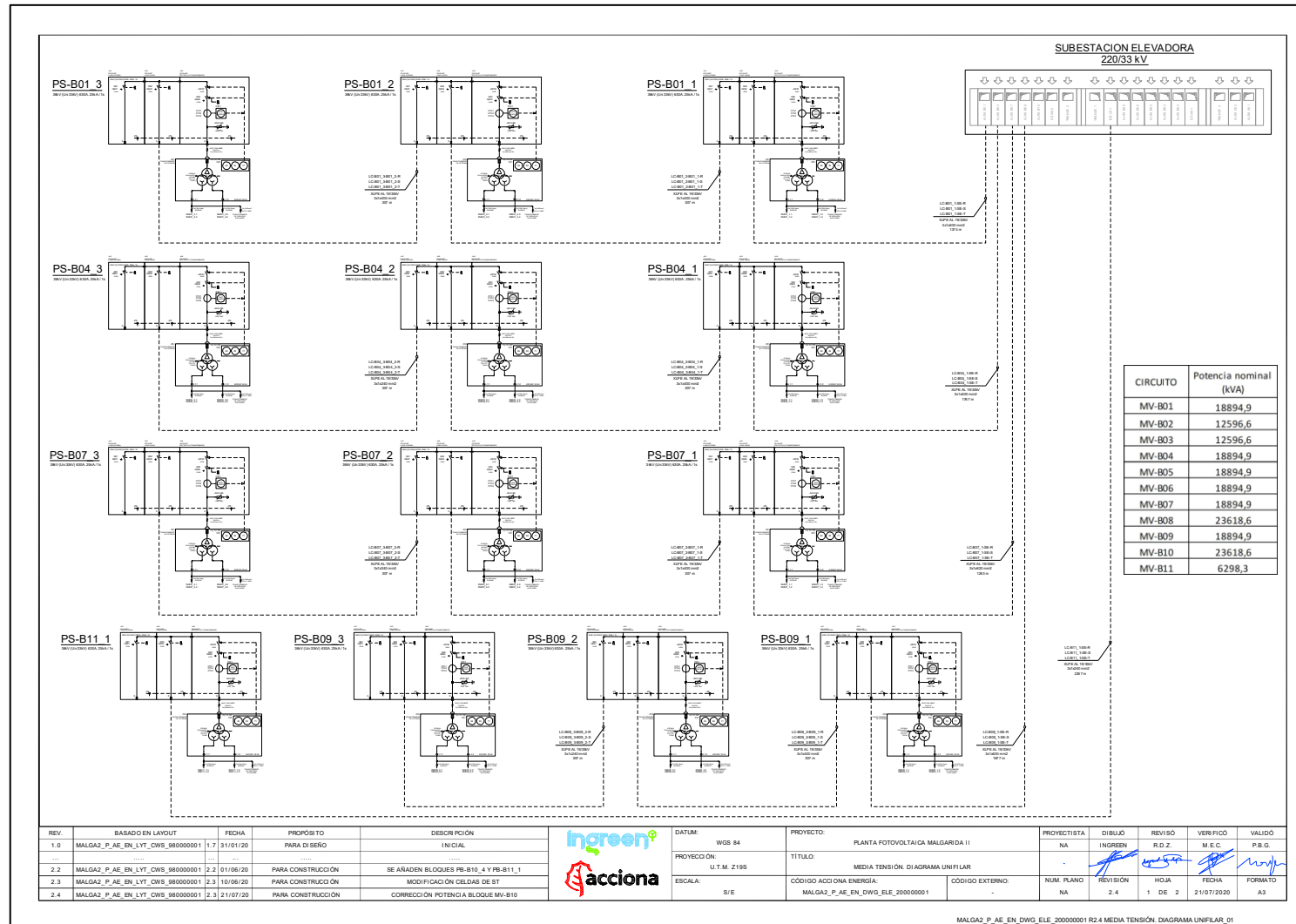


Gráfico 4. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 2

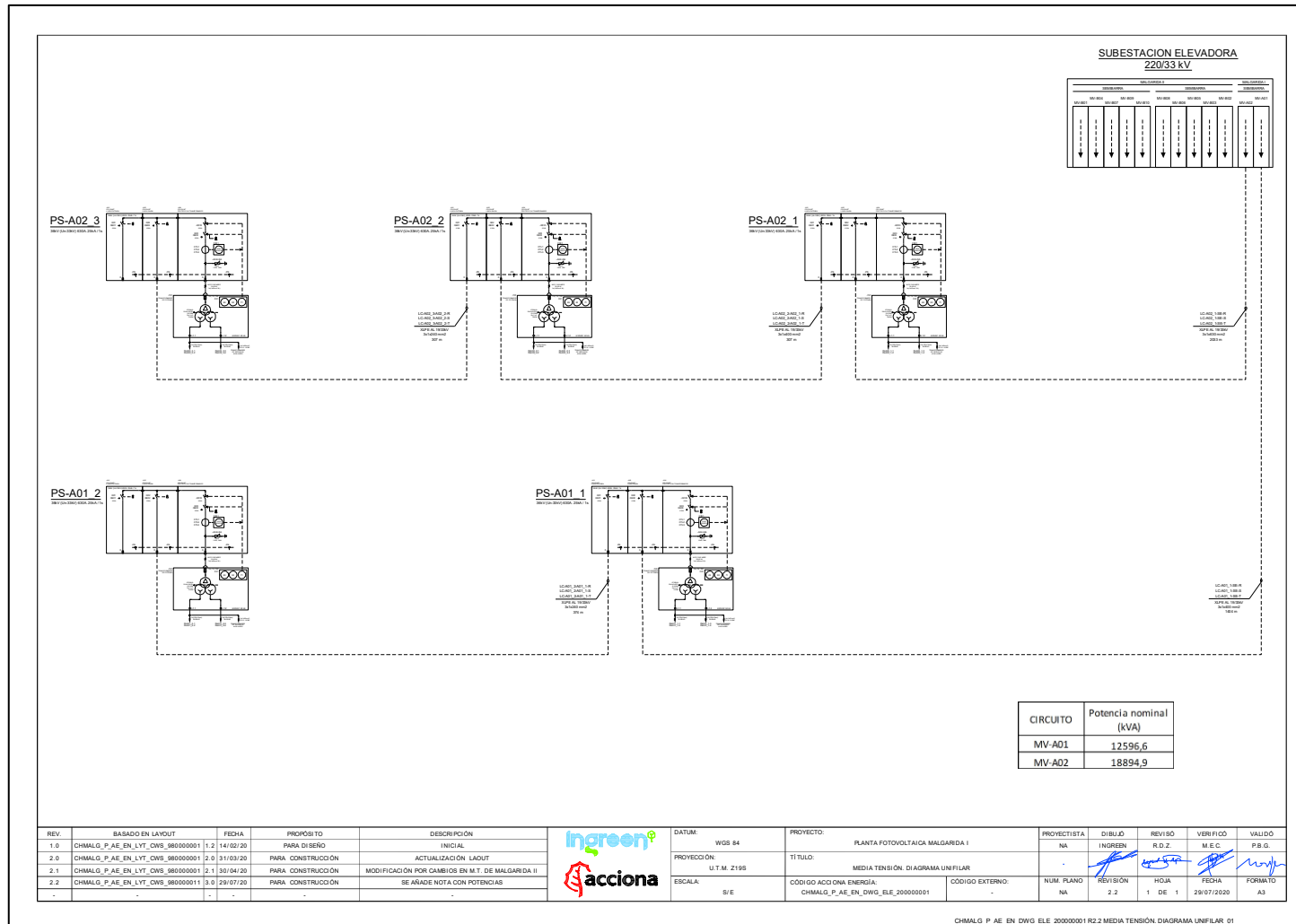


Gráfico 5. Diagrama unifilar de MT de Malgarida II circuito 3

2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA PLANTA

2.1. Control de planta

El control de planta posee las siguientes funcionalidades:

- Funciones de control de potencia activa:
 - Control de potencia activa: Permite ajustar el valor de potencia activa a un valor determinado. Cuando la limitación de rampa está activa, tanto la rampa subida como de bajada quedan definidas por una pendiente determinada. En el caso particular del PSFV Malgarida I y II, la pendiente estaba configurada en 10 %/min tanto para la toma de carga como para la reducción de generación.
 - Control de frecuencia: Esta función contempla la respuesta de la potencia activa en función a las fluctuaciones de frecuencia respecto a la frecuencia nominal (50 Hz). La respuesta del parque estará dada por una curva de potencia frecuencia que posee una pendiente y una banda muerta.
- Funciones de control de potencia reactiva:
 - Control de tensión: Permite definir un valor de consigna de tensión en el punto de conexión del PSFV. La diferencia entre el valor de referencia y la tensión medida en el POC determina el error, al cual se lo multiplica por una ganancia (Droop) para obtener la consigna de potencia reactiva. Esta ganancia tiene una banda muerta para que el controlador no actúe ante ciertas variaciones de tensión.
 - Control de potencia reactiva: Permite definir un valor de consigna de potencia reactiva en el punto de conexión, con la cual se calcula el error respecto al valor medido en el POC. El error se envía a una banda muerta, y luego a un controlador compuesto por un bloque proporcional-integral y un Lead-Lag. La consigna resultante es distribuida entre todos los inversores.
 - Control de factor de potencia: Permite definir un valor de consigna de factor de potencia en el punto de conexión, controlando la inyección de potencia reactiva para mantenerlo constante.
- Modo Nocturno: El Parque Solar Fotovoltaico El Malgarida I y II cuenta con la posibilidad de poder inyectar potencia reactiva sin recurso primario (de noche).

El PPC envía las consignas de potencia activa y reactiva que se reparten en los Inversores de la planta. **Las funciones de control de tensión y factor de potencia a nivel inversor no se encuentran disponibles, por lo tanto, no fueron ensayadas.** A nivel inversor solo está habilitado el envío de consignas de potencia activa y reactiva por medio del sistema SCADA.

El Gráfico 6 muestra una captura de los ajustes del controlador del PPC mostrados en el SCADA del PSFV Malgarida I y II.

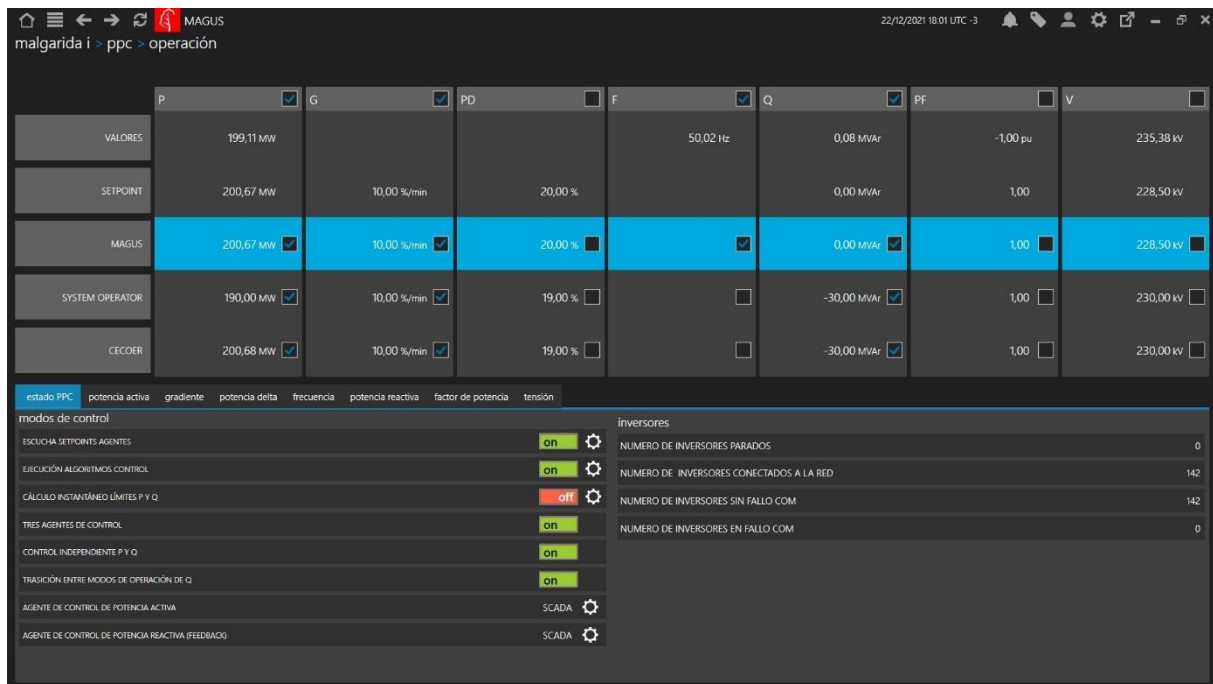


Gráfico 6. Esquema general del SCADA de planta

2.2. Inversores

Los inversores son Ingteam modelo INGECON SUN 1640TL B30, de potencia nominal 1637 kW y tensión de salida de 630 V AC. El Gráfico 7 muestra la curva PQ para distintos niveles de tensión.

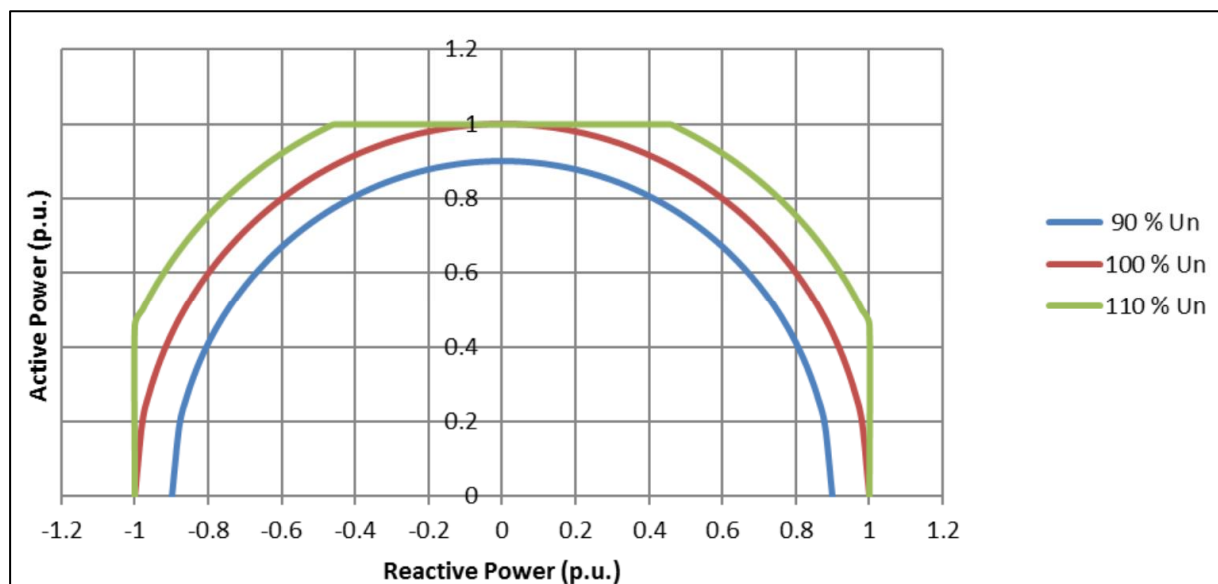


Gráfico 7. Curva PQ de los inversores INGECON SUN 1640TL B30

En el Anexo 1 se muestra la tabla de potencia activa y reactiva garantizadas por el fabricante Ingteam.

El parque cuenta con 36 estaciones convertidoras. Dos de ellas son modelo “MSK19 – Single + Dual Inverter” (Gráfico 8) y cada una cuenta con 3 inversores. Las 34 restantes son modelo “MSK19 – Double Dual Inverter” (Gráfico 9) y tienen 4 inversores.

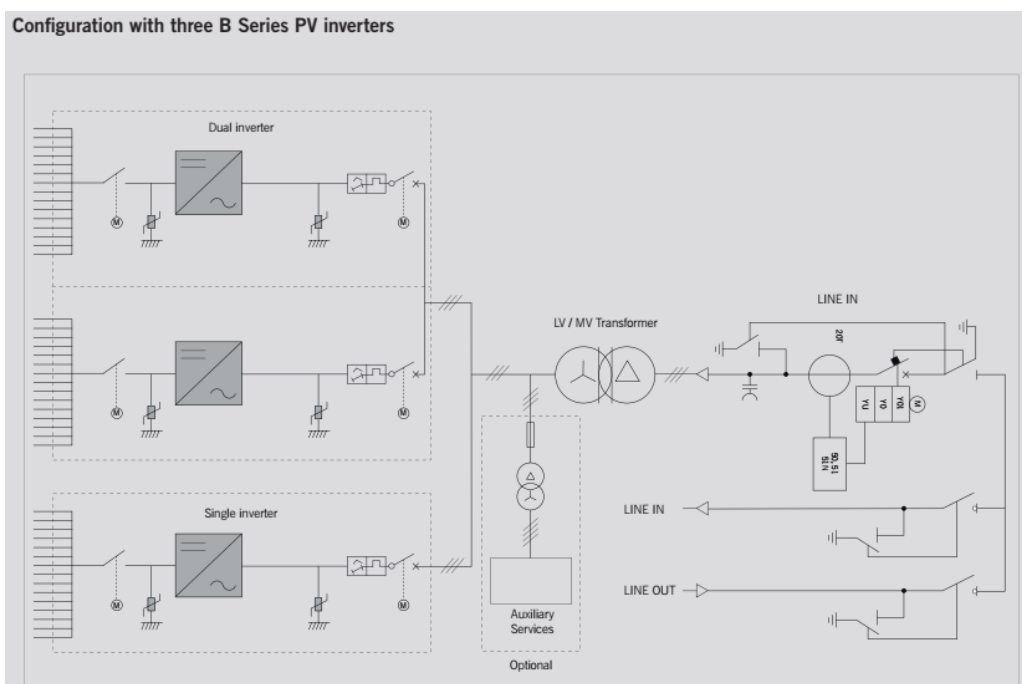


Gráfico 8. Esquema de conexión del MSK19 – Single + Dual Inverter

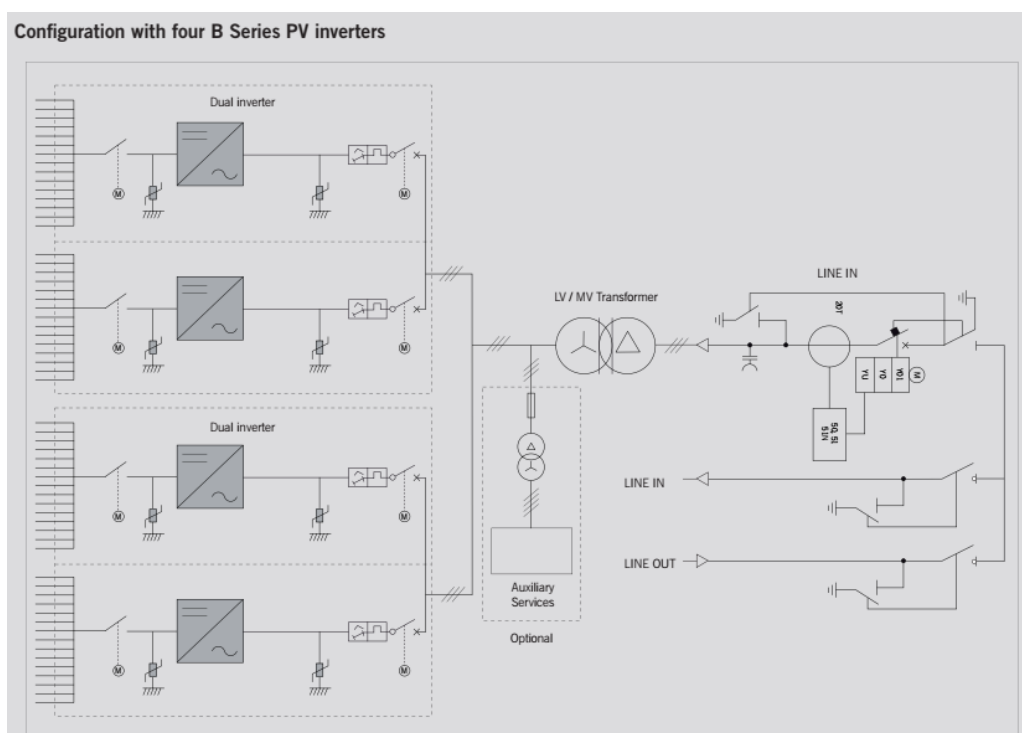


Gráfico 9. Esquema de conexión del MSK19 – Double Dual Inverter

2.3. Transformadores de bloque de los inversores

Cada estación convertidora tiene un transformador elevador de media tensión para poder evacuar su potencia y llegar a la SE Malgarida. El centro de transformación de tres inversores tiene una potencia de transformación de 5,06 MVA. En el resto, la potencia de transformación es de 6,76 MVA. Las principales características se resumen a continuación:



TECHNICAL DATASHEET N° 19/0048601 REV. A Date 08/01/2020

Mod. 01 13 Rev.B

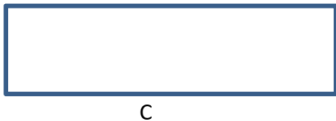
Three phase transformer according to IEC 60076 for installation in safe zone with the following features:

- uninhibited mineral oil (according to IEC 60296)
- hermetic type (integral filling)

Type of load

The transformer is designed for continuous duty (with linear de-rating down to 6580kVA @ 40°C)

Nominal ratings

Nominal ratings				
Power	6,76 MVA	ONAN	B	D
		Primary	Secondary	
Power [MVA]		6,76	2 x 3,38	
Rated voltage [V]		33000	2 x 630	
Rated current [A]		118,27	2 x 3097,53	
Material		AL	AL	
Tap-changer		off-circuit	/	
Taps		±2x2,5%	/	
Highest system voltage [kV]		36	3,6	
Power frequency voltage [kV]		70	10	
Impulse voltage [kV]		170	40	
Bushing type		plug-in type - int. C 36kV/630A	busbar 1kV/3150A	
Bushing number		3	2 x 3	
Bushing placement		cover side A	cover side C	
Bushing protection		/	/	

Electrical data

Frequency [Hz]	50	
Vector group	Dy11y11	
Impedance [%]	7	(at rated power, frequency and main ratio)
No load loss [W]	6760	
Load loss [W]	54080	
Total loss [W]	60840	
No load current [%]	0,5	

				Voltage drop				Efficiency			
Power factor				0,85	0,90	0,95	1,00	0,85	0,90	0,95	1,00
Load	1/4			1,10	0,95	0,75	0,22	99,30	99,34	99,37	99,40
	2/4			2,21	1,92	1,52	0,46	99,30	99,34	99,37	99,40
	3/4			3,34	2,91	2,31	0,74	99,14	99,19	99,23	99,27
	4/4			4,49	3,93	3,13	1,04	98,95	99,01	99,06	99,11

Gráfico 10. Características de los transformadores BT/MT 6,76 MVA



TECHNICAL DATASHEET N° 19/0048602 REV. A Date 08/01/2020 Mod. 01 13 Rev.B

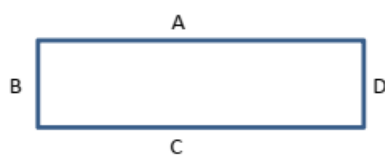
Three phase transformer according to IEC 60076 for installation in safe zone with the following features:

- uninhibited mineral oil (according to IEC 60296)
- hermetic type (integral filling)

Type of load

The transformer is designed for continuous duty (with linear de-rating down to 4930kVA @ 40°C)

Nominal ratings

Power	5,06 MVA	ONAN		
			Primary	Secondary
Power [MVA]	5,06		5,06	5,06
Rated voltage [V]	33000		630	
Rated current [A]	88,53		4637,13	
Material	AL		AL	
Tap-changer	off-circuit		/	
Taps	±2x2,5%		/	
Highest system voltage [kV]	36		3,6	
Power frequency voltage [kV]	70		10	
Impulse voltage [kV]	170		40	
Bushing type	plug-in type - int. C 36kV/630A		busbar 1kV/3150A	
Bushing number	3		6	
Bushing placement	cover side A		cover side C	
Bushing protection	/		/	

Electrical data

Frequency [Hz]	50	
Vector group	Dy11	
Impedance [%]	7	(at rated power, frequency and main ratio)
No load loss [W]	5060	
Load loss [W]	40480	
Total loss [W]	45540	
No load current [%]	0,5	

Power factor		Voltage drop				Efficiency			
		0,85	0,90	0,95	1,00	0,85	0,90	0,95	1,00
Load	1/4	1,10	0,95	0,75	0,22	99,30	99,34	99,37	99,40
	2/4	2,21	1,92	1,52	0,46	99,30	99,34	99,37	99,40
	3/4	3,34	2,91	2,31	0,74	99,14	99,19	99,23	99,27
	4/4	4,49	3,93	3,13	1,04	98,95	99,01	99,06	99,11

Gráfico 11. Características de los transformadores BT/MT 5,06 MVA

2.4. Red colectora

La red colectora del parque está desarrollada en 33 kV y está formada por 3 barras secundarias. Una de las barras está asociada a Malgarida I, a la cual se conectan 5 estaciones convertidoras a través de dos circuitos secundarios. En las dos barras restantes están conectadas 13 y 18 estaciones convertidoras de Malgarida II.

Las tres barras secundarias acometen a una barra colectora de 33 kV en la SE Malgarida, para evacuar la potencia del parque a la red a través del transformador 220/33 kV.

La Tabla 1 muestra los parámetros de los cables que se utilizaron en la red colectora de 33 kV.

Tabla 1. Parámetros de los cables utilizados en los circuitos colectores

Sección [mm ²]	R+ [Ω /km]	L+ [mH/km]	RO [Ω /km]	LO [mH/km]
630	0,0469	0,325	1,17	0,174
400	0,0778	0,347	1,2	0,195
240	0,125	0,373	1,25	0,219

2.5. Transformador de potencia

El transformador de potencia 220/33 kV es de 230 MVA y se encuentra en la SE Malgarida. Las características más importantes se resumen en la Tabla 2:

Tabla 2. Características del transformador de potencia de la SE Malgarida.

Descripción	Valor	Unidad
Tensión Nominal	220/33	kV
Potencia Nominal	220	MVA
Grupo de Conexión	YNd11	
Regulador de tensión en carga	$\pm 13 \times 1.25 \%$	
Impedancia de cortocircuito	11.86	%
Pérdidas en cobre	500.31	kW
Pérdidas en vacío	115	kW

Este transformador tiene un conmutador bajo carga que permite regular la tensión en la red de MT y puede ser configurado en modo manual o automático. En el ANEXO 1 se muestra una captura de la placa característica del transformador.

2.6. Cambiador de tap bajo carga

EL transformador de la subestación de Malgarida no tiene implementado un cambiador de taps automático bajo carga (electrónico), por ello se le implementa un motor-driver (mecánico) evitando altas corrientes resistivas e inductivas a la hora de realizar el cambio de taps. La operación de cambio de toma (tap) se activa poniendo en marcha el accionamiento a motor (un solo impulso de control disparado).

Presenta un tiempo de retardo de 10.4 segundos. Este tiempo equivale a la suma del tiempo mecánico del OLTC el cual es de 5.4 segundos informado por el fabricante (Gráfico 12) y el tiempo que debe esperar el control de cambiador de TAP (AVR) en mandar consigna una vez sobrepasada la banda muerta ($\pm 0.9\%$ de 33kV – parámetro indicado como insensibilidad) de tensión en MT de la subestación que es de 5 segundos (Gráfico 19 – ANEXO 1).

Motor-drive unit	ED 100-S/L	ED 200-S/L	
Motor power	0.75 kW	2.0 kW	2.2 kW
Voltage	3 AC/N 230/400 V		
Current	approx. 1.9 A	approx. 5.2 A	approx. 6.2 A
Frequency	50 Hz		
Synchronous speed	1500 rpm		
Rotations of the drive shaft per tap-change operation	16.5		
Duration of the tap-change operation	approx. 5.4 s		
Rated torque on the drive shaft	45 Nm	90 Nm	125 Nm
Rotations of the hand crank per tap-change operation	33	54	
Maximum number of operating positions	35		
Heater voltage and control	AC 230 V		
Power input of the control circuit (control / operation)	100 VA/25 VA		
Heating power	50 W for ED 100/200 S 60 W for ED 100/200 L		
Temperature range (ambient temperature)	-25 °C to +50 °C		
Protection from foreign objects and water	IP 66 in accordance with DIN EN 60529		
Test voltage to ground	2 kV/60 s		
Weight	maximum 130 kg		

Gráfico 12. Hoja de características del TAPMOTION ED.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS

Se realizaron ensayos para verificar la respuesta del control de potencia activa de la planta. Desde el SCADA se cambió la consigna de potencia activa en el sistema de control para evaluar tanto la rampa de bajada como la rampa de subida de potencia de la central, desde potencia máxima hasta el mínimo técnico. La configuración del control de planta permitía configurar tasas de variación de potencia activa de 0–100 %/min.

Se probaron las tasas 10 %/min, 20 %/min y 50 %/min, registrando las variables potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y tensión en el punto de conexión de la planta, verificando que se cumplan las tasas programadas y que la evolución en el tiempo fuese estable.

Luego de finalizadas las pruebas se configuró nuevamente la tasa normal de funcionamiento de la planta que en el caso del PSFV Malgarida I y II es de 10%/min, la cual es menor a la tasa máxima de toma de carga establecida en la normativa NTSyCS.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Verificación del gradiente de incremento / reducción de carga

El ensayo se realizó desde la potencia máxima disponible (195.7 MW) hasta el mínimo técnico que en el caso del PSFV Malgarida I y II es de 0.33 MW. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para las distintas pendientes de incremento / reducción de carga ensayadas:

4.1.1. Ensayo de tasa de variación de potencia activa de 10% / min

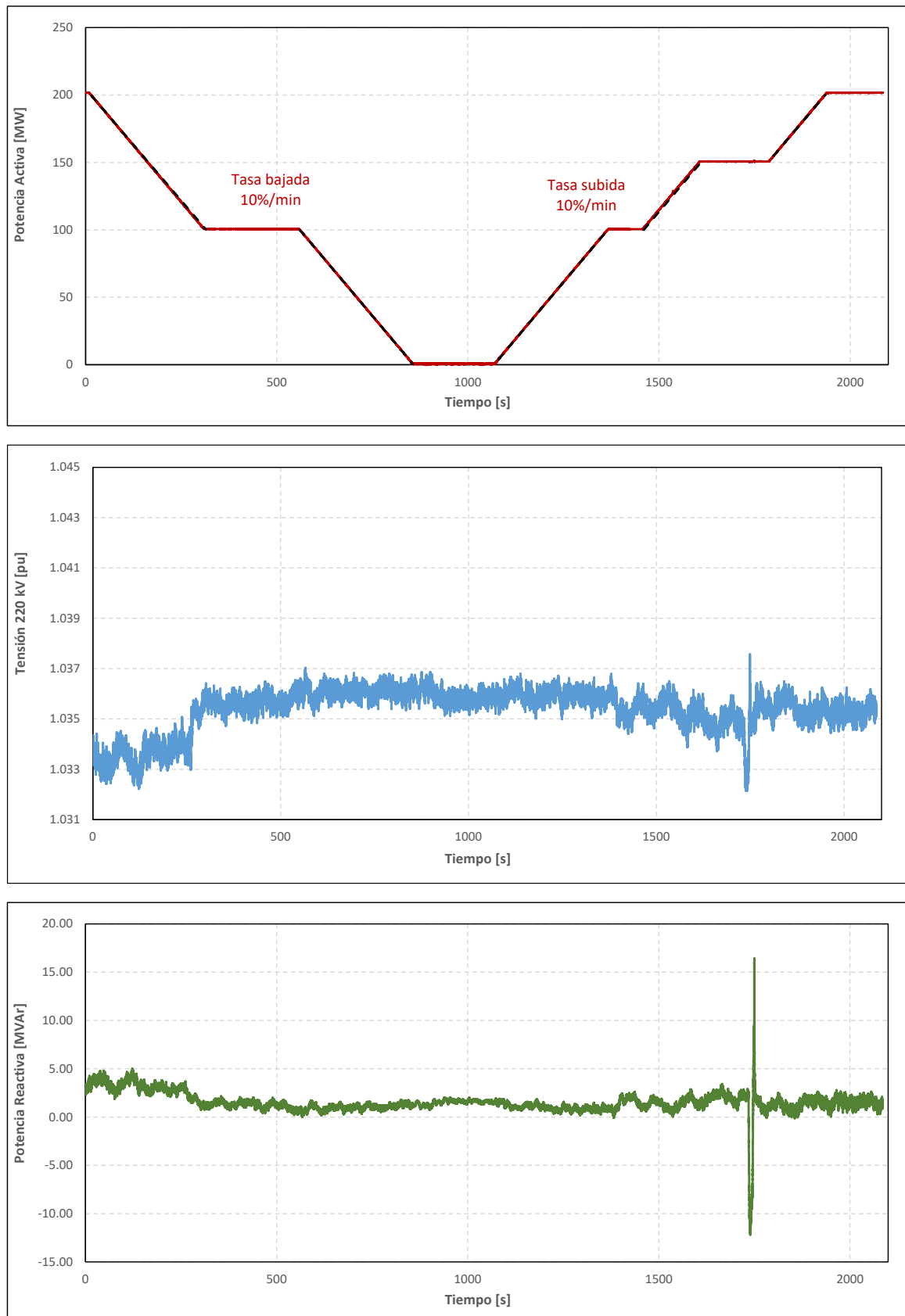


Gráfico 13. Gradiente de incremento / reducción de carga de 10%/min.

4.1.2. Ensayo de tasa de variación de potencia activa de 20% /min

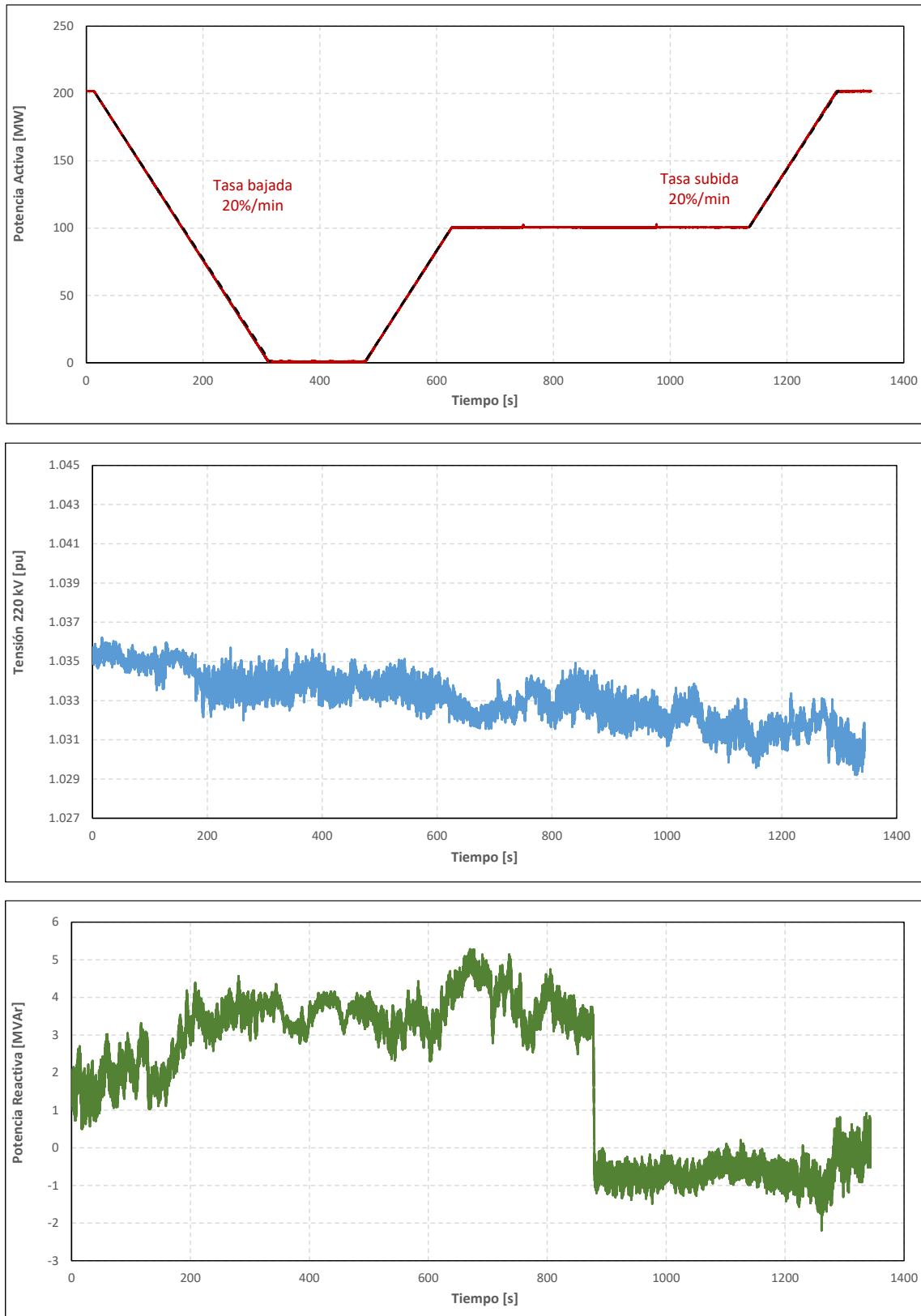


Gráfico 14. Gradiente incremento / Reducción de carga 20 %/min – variables temporales.

Cabe aclarar que en el caso de la verificación de la pendiente de 10 %/min y 20%/min se hicieron escalones intermedios de potencia activa por pedido del despacho de carga del coordinador (CDC), debido a restricciones operativas al momento de realizar la prueba.

4.1.3. Ensayo de tasa de variación de potencia activa de 50% /min

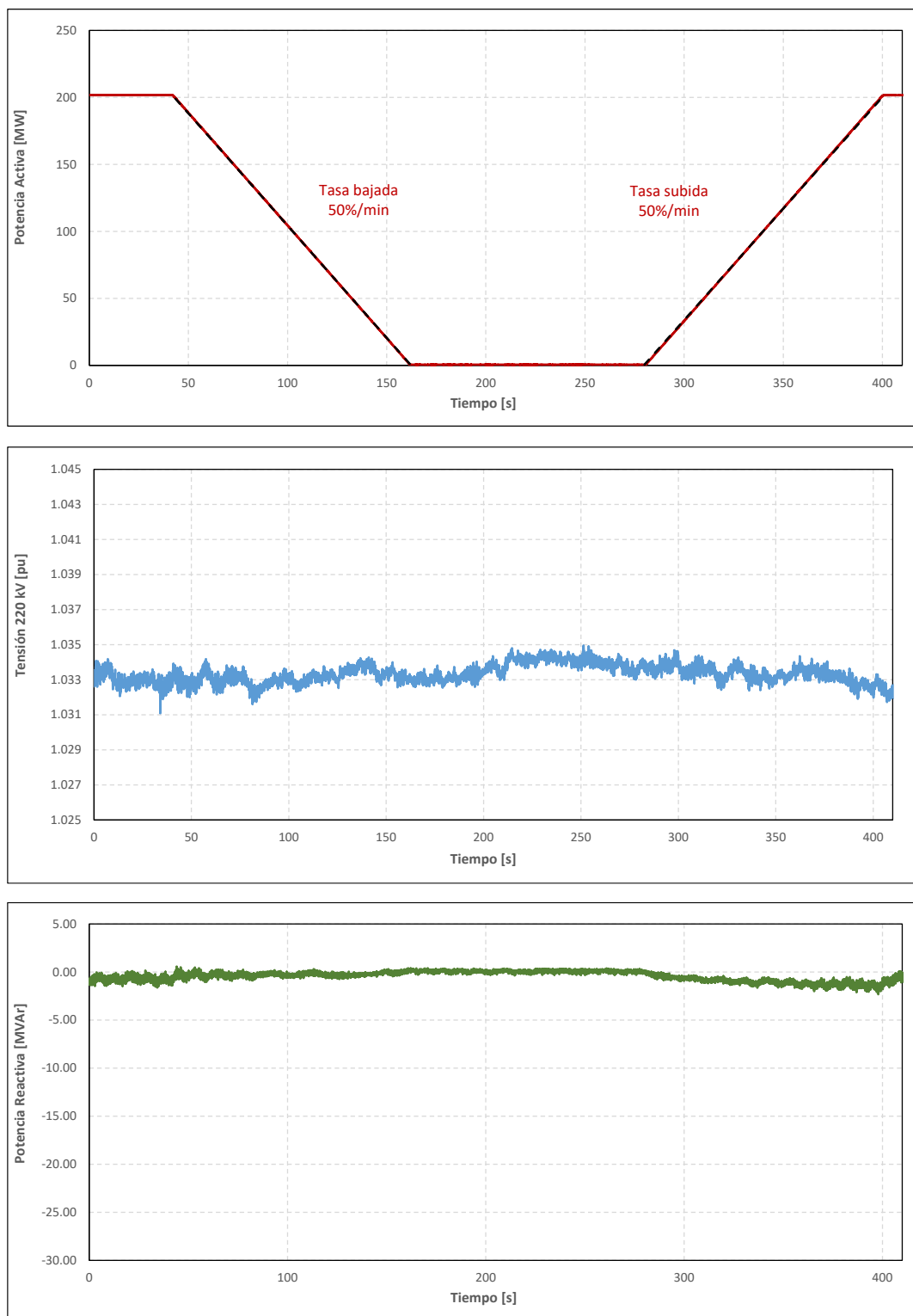


Gráfico 15. Gradiente de incremento / reducción de carga 50 %/min – variables temporales.

De los gráficos anteriores el parque responde correctamente a las pendientes consideradas y la respuesta es estable para todo el tiempo que duró la prueba.

5. VERIFICACIÓN DE AJUSTES

5.1. Ajuste de protecciones de los inversores

En las siguientes tablas se muestran los parámetros de las protecciones propias de los inversores de acuerdo con lo informado. La unidad se desconectará si se superan los valores indicados.

Name	Value
VacHAvg : Mode	Disabled
Local Command for CEI021	Low
VacH3 Limit (%Vnom x 10)	1400
VacH2 Limit (%Vnom x 10)	1300
VacH1 Limit (%Vnom x 10)	1100
VacHAvg Limit (%Vnom x 10)	1100
VacL1 Limit (%Vnom x 10)	800
VacL2 Limit (%Vnom x 10)	800
VacL3 Limit (%Vnom x 10)	0
VacH3 Time (milliseconds/10)	2
VacH2 Time (milliseconds/10)	30
VacH1 Time (milliseconds/10)	400
VacHAvg Time (seconds)	600
VacL1 Time (milliseconds/10)	1100
VacL2 Time (milliseconds/10)	150
VacL3 Time (milliseconds/10)	0
FacH3 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	200
FacH2 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	200
FacH1 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	200
FacL1 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	-300
FacL2 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	-300
FacL3 Limit ((Hz x 100) - Fnom)	-300
FacH3 Time (milliseconds/10)	6
FacH2 Time (milliseconds/10)	6
FacH1 Time (milliseconds/10)	16
FacL1 Time (milliseconds/10)	16
FacL2 Time (milliseconds/10)	16
FacL3 Time (milliseconds/10)	6

Gráfico 16. Ajuste de las protecciones de los inversores.

Tabla 3. Resumen de ajuste de protecciones de tensión.

Paso	Umbral de Activación [% Un]	Tiempo de retardo [ms]
H3	140	20
H2	130	300
H1	110	4000
L1	80	11000
L2	80	1500
L3	0	0

Tabla 4. Resumen de ajuste de protecciones de frecuencia.

DESCRIPCIÓN	VALOR
La frecuencia es superior al 104% del valor nominal durante 60 ms	52Hz
La frecuencia es inferior al 94% del valor nominal durante 60 ms	47Hz

5.2. Ajuste de protecciones de la subestación

Las protecciones de la subestación de potencia de la central se muestran a continuación:

Tabla 5. Ajuste de protecciones de la subestación – Lado AT.

Ajuste de las protecciones de subestación							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (% V_n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.a	Subestación / Alta tensión	Relé 1 SEL-487E SISTEMA 1 TRANSFORAMDOR	1	N/A	N/A	N/A	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 INGETEAM-MD TRANSFORAMDOR	1	N/A	N/A	N/A	
			2	N/A	N/A	N/A	

Ajuste de las protecciones de sobretensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (% V_n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.b	Subestación / Alta tensión	Relé 1 SEL-487E SISTEMA 1 TRANSFORAMDOR	1	N/A	N/A	N/A	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 INGEAM-MD TRANSFORAMDOR	1	N/A	N/A	N/A	
			2	N/A	N/A	N/A	

Tabla 6. Ajuste de protecciones de la subestación – PSFV Malgarida II – Lado MT.

Ajuste de las protecciones de subtenión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (% V_n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.c	Subestación / Media tensión Barra N° 2	Relé 1 ALIMENTADOR 1	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 ALIMENTADOR 2	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 3 ALIMENTADOR 3	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 4 ALIMENTADOR 4	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 5 ALIMENTADOR 5	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 6 ALIMENTADOR FT1	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	

		Relé 7 ALIMENTADOR BBC1 INGEPAC-MD	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 7 ALIMENTADOR SSAA INGEPAC-MD	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	

Ajuste de las protecciones de Sobretensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (%V _n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.d	Subestación / Media tensión Barra N° 2	Relé 1 ALIMENTADOR 1 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 ALIMENTADOR 2 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 3 ALIMENTADOR 3 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 4 ALIMENTADOR 4 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 5 ALIMENTADOR 5 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 6 ALIMENTADOR FT1 INGEPAC-MD	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
			1	120%	2	Retardo Fijo	

		Relé 7 ALIMENTADOR BBC1	2	N/A	N/A	N/A	
		INGEPAC-MD					
		Relé 7 ALIMENTADOR SSAA	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	

Ajuste de las protecciones de subtensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (%V _n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.e	Subestación / Media tensión Barra N° 3	Relé 1 ALIMENTADOR 1	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 ALIMENTADOR 2	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 3 ALIMENTADOR 3	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 4 ALIMENTADOR 4	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 5 ALIMENTADOR 5	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 6 ALIMENTADOR FT2	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 7 ALIMENTADOR SSAA2	1	80%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	

Ajuste de las protecciones de Sobretensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (%V _n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.f	Subestación / Media tensión Barra N° 3	Relé 1 ALIMENTADOR 1	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 2 ALIMENTADOR 2	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 3 ALIMENTADOR 3	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 4 ALIMENTADOR 4	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 5 ALIMENTADOR 5	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 6 ALIMENTADOR FT2	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	
		Relé 7 ALIMENTADOR SSAA2	1	120%	2	Retardo Fijo	
		INGEPAC-MD	2	N/A	N/A	N/A	

Tabla 7. Ajuste de protecciones de la subestación – PSFV Malgarida I – Lado MT.

Ajuste de las protecciones de subtensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (%V _n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.g	Subestación / Media tensión BARRA N°1	Relé 1 ALIMENTADOR 1	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		INGEPAC-MD					
		Relé 2 ALIMENTADOR 2	1	80%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		INGEPAC-MD					
Relé 3 ALIMENTADOR FT1	1	N/A	N/A	N/A			
	2	N/A	N/A	N/A			
		INGEPAC-MD					

Ajuste de las protecciones de sobretensión							
N	Área	Elemento	Paso	Umbral activación (%V _n ó pu)	Tiempo de retardo (s)	Característica de tiempo	Observaciones
1.h	Subestación / Media tensión BARRA N°1	Relé 1 ALIMENTADOR 1	1	120%	2	Retardo Fijo	
			2	N/A	N/A	N/A	
		INGEPAC-MD					
			Relé 2 ALIMENTADOR 2	1	120%	2	Retardo Fijo
		2		N/A	N/A	N/A	
		INGEPAC-MD					
Relé 3 ALIMENTADOR FT1	1		N/A	N/A	N/A		
	2	N/A	N/A	N/A			
		INGEPAC-MD					

6. CONCLUSIONES

En relación a los ensayos realizados en campo y descritos en el presente informe, se concluye que el resultado de las pruebas realizadas fue satisfactorio. Los ensayos llevados a cabo fueron ejecutados de acuerdo al protocolo confeccionado y a los requerimientos de la Norma Técnica.



- Se probó el correcto desempeño del control de planta en lo referido a la respuesta del control de potencia activa para distintos gradientes de reducción y toma de carga, requeridos para poder realizar el control terciario de frecuencia.
- Se probaron las pendientes de toma y reducción de carga de 10 %/min, 20 %/min y 50 %/min. El control de potencia respondió adecuadamente y de forma estable.
- De lo anterior el PSFV Malgarida I y II es apto para prestar servicios de control terciario de frecuencia en giro.

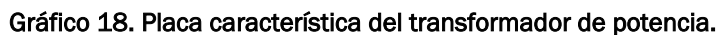
7. REFERENCIAS

- [1] Informe VMD PF Malgarida del 13/08/2021.
- [2] A 0657- Acciona - PSFV Malgarida I y II - Protocolo CTF_v2
- [2] Informe de Potencia Máxima FV Malgarida
- [3] Hoja de datos Inverter Ingeteam

1.1. Esquema general de la planta



1.2. Placa característica del transformador de potencia de la SE Malgarida



1.3. Configuración del control del cambiador de tap

Se adjunta la captura de pantalla de la configuración del control de cambiador de TAP la cual es considerada a la hora de realizar la parametrización del cambio bajo carga de TAP del transformador de potencia.

Ajustes de Logicas		
Descripción	Dev_SG1	Pc_SG1 D
LN : LOGICS PARAMETERS - 17 Ajuste(s)		
DISPONE DE INDICACION DE TOMA	SI	SI
LOGICA DE OPERACION INVERSA	SI	SI
INSENSIBILIDAD (%)	0.9	0.9
COMPUNDAJE DE CORRIENTE (%)	5	5
COMPUNDAJE MAXIMO (%)	5	5
TENSION DE CONSIGNA (TENSION COMPUESTA SECUNDARIO)	60	60
BLOQUEO SOBRECORRIENTE (SECUNDARIO)	7.5	7.5
RELACION TRANSFORMACION TENSION	1000	1000
BLOQUEO SUBTENSION (TENSION COMPUESTA SECUNDARIO)	20	20
INTENSIDAD NOMINAL (SECUNDARIO)	1	1
TIPO TOMA (0 = BCD / 1 = ED / 2 = EA)	1	1
NUMERO TOMAS	27	27
TIPO TOMA ANALOGICA (0 = 0-5mA / 1 = 0-2,5mA / 2 = 4-20mA)	0	0
TIEMPO TOMA INVALIDA (SEGUNDOS)	4	4
RETROCESO RAPIDO (TENSION COMPUESTA SECUNDARIO)	340	340
TIPO TIEMPO ACTUACION (0 = FIJO / 1 = VARIABLE)	0	0
TIEMPO ACTUACION (SEGUNDOS) / FACTOR DE TIEMPO	5	5

Gráfico 19. Captura del control del cambiador de tap del transformador de potencia.

1.4. Curva PQ de los inversores Ingeteam modelo INGECON SUN 1640 TL B630 garantizada por el fabricante

	Cos phi	0.80	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00	-0.98	-0.96	-0.94	-0.92	-0.90	-0.88	-0.86	-0.80
	Tan phi	0.75	0.59	0.54	0.48	0.43	0.36	0.29	0.20	0.00	-0.20	-0.29	-0.36	-0.43	-0.48	-0.54	-0.59	-0.75
110% Un	Active (pu)	0.88	0.95	0.97	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.97	0.95	0.88
	Reactive (pu)	0.66	0.56	0.52	0.48	0.43	0.38	0.31	0.22	0.00	-0.22	-0.31	-0.38	-0.43	-0.48	-0.52	-0.56	-0.66
100% Un	Active (pu)	0.80	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00	0.98	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.86	0.80
	Reactive (pu)	0.60	0.51	0.47	0.44	0.39	0.34	0.28	0.20	0.00	-0.20	-0.28	-0.34	-0.39	-0.44	-0.47	-0.51	-0.60
90% Un	Active (pu)	0.72	0.77	0.79	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.90	0.88	0.86	0.85	0.83	0.81	0.79	0.77	0.72
	Reactive (pu)	0.54	0.46	0.43	0.39	0.35	0.31	0.25	0.18	0.00	-0.18	-0.25	-0.31	-0.35	-0.39	-0.43	-0.46	-0.54

Gráfico 20. Curva PQ Ingeteam modelo INGECON SUN 1640 TL B630

1.5. Especificaciones de la red colectora

Tabla 8. Especificaciones de los tramos de cables del sistema colector

Parque	Tramo	Sección [mm²]	Longitud [m]
MI	PS-A02_3 - PSA02_2	240	307
MI	PS-A02_2 - PS-A02_1	400	307
MI	PS-A02_1 - SE 220/33kV	630	2033
MI	PS-A01_2 - PS-A01_1	240	374
MI	PS-A01_1 - SE 220/33kV	400	1404

MII	PS-B01_3 - PS-B01_2	400	307
MII	PS-B01_2 - PS-B01-1	400	307
MII	PS-B01-1 - SE 220/33kV	630	1374
MII	PS-B04_3 - PS-B04_2	240	307
MII	PS-B04_2 - PS-B04_1	400	307
MII	PS-B04_1 - SE 220/33kV	630	1767
MII	PS-B07_3 - PS-B07_2	240	307
MII	PS-B07_2 - PS-B07_1	400	307
MII	PS-B07_1 - SE 220/33kV	630	1263
MII	PS-B11_1 - SE 220/33kV	240	2357
MII	PS-B09_3 - PS-B09_2	240	307
MII	PS-B09_2 - PS-B09_1	400	307
MII	PS-B09_1 - SE 220/33kV	630	1677
MII	PS-B03_2 - PS-B03_1	240	484
MII	PS-B03_1 - SE 220/33kV	400	1192
MII	PS-B02_2 - PS-B02_1	400	307
MII	PS-B02_1 - SE 220/33kV	400	1512
MII	PS-B06_3 - PS-B06_2	240	307
MII	PS-B06_2 - PS-B06_1	400	307
MII	PS-B06_1 - SE 220/33kV	630	1757
MII	PS-B05_3 - PS-B05_2	240	307
MII	PS-B05_2 - PS-B05_1	400	307
MII	PS-B05_1 - SE 220/33kV	630	1473
MII	PS-B08_4 - PS-B08_3	240	259
MII	PS-B08_3 - PS-B08_2	240	307
MII	PS-B08_2 - PS-B08_1	400	307
MII	PS-B08_1 - SE 220/33kV	630	1275
MII	PS-B10_4 - PS-B10_3	240	259
MII	PS-B10_3 - PS-B10_2	240	307
MII	PS-B10_2 - PS-B10_1	400	307
MII	PS-B10_1 - SE 220/33kV	630	1690

1.6. Datos del equipamiento de registrador

La adquisición y procesamiento de datos durante los ensayos antes descritos serán realizados mediante la utilización de un equipamiento desarrollado específicamente para tal fin. El equipo de adquisición de datos está compuesto por los componentes indicados en la siguiente tabla:

Chasis				
Marca	National Instruments			
Modelo	cDAQ-9174			
N° de Serie	1707723			
Descripción	Porta-módulos (hasta 4 slots)			
Módulos de medición				
Unidad	Módulo 1	Módulo 1	Módulo 1	Módulo 4
Marca	National Instruments			
Modelo	NI 9225	NI 9225	NI 9225	NI 9263
N° de Serie	198862A	198862A	198862A	198856B
Descripción	3 entradas analógicas de tensión 300 Vrms	3 entradas analógicas de tensión 300 Vrms	3 entradas analógicas de tensión 300 Vrms	4 salidas analógicas de tensión ±10 V
Clase	0,2	0,2	0,2	0,2
Resolución	24 bits	24 bits	24 bits	16 bits
Muestreo	10.000 muestras/s	10.000 muestras/s	10.000 muestras/s	10.000 muestras/s
Valores RMS	100 puntos/s	100 puntos/s	100 puntos/s	100 puntos/s

El equipo registrador cuenta con verificación y calibración anual.

Las señales registradas se procesan en tiempo real para obtener las variables eléctricas de interés (tensión, corriente, potencias activa y reactiva, frecuencia, ángulos de desfase, etc), así como también la evolución temporal (trending) de las mismas. El procesamiento de los datos registrados será realizado utilizando el software personalizado, el cual fue desarrollado bajo la plataforma de programación LabVIEW, asociado al equipamiento de adquisición de National Instruments.

Conexión del equipamiento:

La medición de tensión se realiza en el secundario de los transformadores de Tensión (TV) mediante conexión directa a borneras. La medición de corriente se realiza mediante pinzas amperométricas, las cuales no interrumpen el circuito de corriente de los secundarios de los transformadores de intensidad (TI). La potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y frecuencia son sintetizadas por software a partir de las mediciones de tensión y corriente.

A continuación, se muestra un gráfico esquemático del equipo:

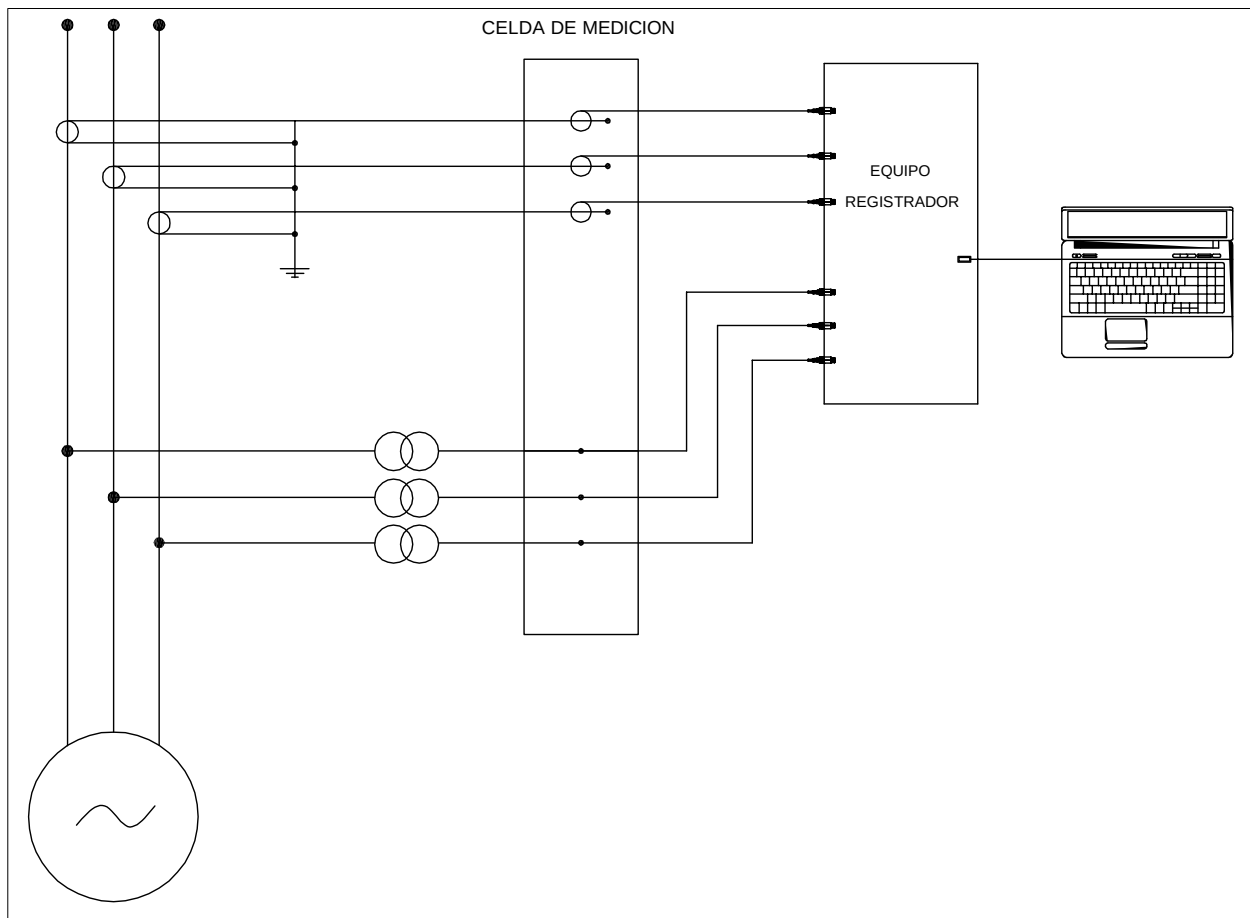


Gráfico 21. Representación esquemática simplificada de conexión de equipamiento.



Certificado de calibración

28/9/21 17:59

Certificate of Calibration

Certificate of Calibration

Certificate Number:	6894465	Date Printed:	28-SEP-2021
Serial Number:	1FEFB0B	Part Number:	198862C-01L
Description:	MODULE ASSY, NI 9225, 3-PHASE +/-300V ANALOG INPUT MODULE		
Calibration Date:	17-SEP-2021	Recommended Calibration Interval:	12 Months
Calibration Due Date*:	-		
Temperature:	21.66 °C	Humidity:	52.83% RH

Standards Used

Manufacturer	Model	Tracking Number	Calibration Date	Calibration Due Date
KEITHLEY	2410	10506	12-JUL-2021	12-NOV-2022
VAISALA	HMT331	7886	19-JAN-2021	19-JAN-2022
National Instruments	PXI-4070	24107	26-APR-2021	26-APR-2022
National Instruments	PXI-4071	24488	10-NOV-2020	10-NOV-2021
National Instruments	PXI-4110	6059	22-FEB-2021	22-FEB-2022
National Instruments	PXI-4110	23082	02-SEP-2021	02-NOV-2022
National Instruments	PXI-4461	23320	05-MAY-2021	05-MAY-2022
National Instruments	PXI-6653	23080	07-JUL-2021	07-JUL-2022

Calibration Due Date Calculator

*For new products, the calibration interval begins when the customer receives the product. You can use the following table to calculate the calibration due date for your product.

Calibration Details	Example	Actual
Calibration Date	28-JAN-2020	17-SEP-2021
Product Received Date	14-APR-2020	
Customer Calibration Interval	12 Months	
Calibration Due Date	14-APR-2021	

For most products, you can store the calibration due date in the product's EEPROM, either programmatically or using Measurement & Automation Explorer (NI MAX).

National Instruments certifies that at the time of test, the above product was calibrated in accordance with applicable National Instruments procedures. These procedures are designed to ensure that the product listed above meets or exceeds National Instruments specifications.

We further certify that the environment in which this product was calibrated is maintained within the operating specifications of the instrument(s) and standards. The measurement standards used during calibration are traceable to National Institute of Standards and Technology (NIST) and/or other International Measurement Institutes (NMI's) that are signatories of the International Committee of Weights and Measure (CIPM) Mutual Recognition Agreement (MRA).

The information shown on this certificate applies only to the instrument identified above and this certificate may not be reproduced, except in full, without the prior written consent of National Instruments.

For questions or comments, please contact NI Technical Support at ni.com/support

Cheryl Tulkoff
Director of Corporate Quality

National Instruments Corporation
11500 N. Mopac Expressway
Austin, TX 78759-3504
USA
Tel: (800) 531-5066



https://sine.ni.com/apps/utf8/nical.main?action=cert&serial_number=1FEFB0B

1/1



28/9/21 17:28

Certificate of Calibration

Certificate of Calibration

Certificate Number:	6857137	Date Printed:	28-SEP-2021
Serial Number:	1FD98D4	Part Number:	198860C-01L
Description:	MODULE ASSY,NI 9215,4-CHANNEL SSH ANALOG INPUT		
Calibration Date:	16-AUG-2021	Recommended Calibration Interval:	12 Months
Calibration Due Date*:	-		
Temperature:	23.45 °C	Humidity:	56.94% RH

Standards Used

Manufacturer	Model	Tracking Number	Calibration Date	Calibration Due Date
VAISALA	HMT331	7886	19-JAN-2021	19-JAN-2022
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI 4110	1857	01-OCT-2020	01-OCT-2021
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI-4070	7044	19-APR-2021	19-APR-2022
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI-6120	6546	16-APR-2021	16-APR-2022

Calibration Due Date Calculator

*For new products, the calibration interval begins when the customer receives the product. You can use the following table to calculate the calibration due date for your product.

Calibration Details	Example	Actual
Calibration Date	28-JAN-2020	16-AUG-2021
Product Received Date	14-APR-2020	
Customer Calibration Interval	12 Months	
Calibration Due Date	14-APR-2021	

For most products, you can store the calibration due date in the product's EEPROM, either programmatically or using Measurement & Automation Explorer (NI MAX).

National Instruments certifies that at the time of test, the above product was calibrated in accordance with applicable National Instruments procedures. These procedures are designed to ensure that the product listed above meets or exceeds National Instruments specifications.

We further certify that the environment in which this product was calibrated is maintained within the operating specifications of the instrument(s) and standards. The measurement standards used during calibration are traceable to National Institute of Standards and Technology (NIST) and/or other International Measurement Institutes (NMI's) that are signatories of the International Committee of Weights and Measure (CIPM) Mutual Recognition Agreement (MRA).

The information shown on this certificate applies only to the instrument identified above and this certificate may not be reproduced, except in full, without the prior written consent of National Instruments.

For questions or comments, please contact NI Technical Support at ni.com/support

Cheryl Tulkoff
Director of Corporate Quality

National Instruments Corporation
11500 N. Mopac Expressway
Austin, TX 78759-3504
USA
Tel: (800) 531-5066





28/9/21 18:00

Certificate of Calibration

Certificate of Calibration

Certificate Number:	6857092	Date Printed:	28-SEP-2021
Serial Number:	1FD98C9	Part Number:	198860C-01L
Description:	MODULE ASSY, NI 9215, 4-CHANNEL SSH ANALOG INPUT		
Calibration Date:	16-AUG-2021	Recommended Calibration Interval:	12 Months
Calibration Due Date*:	-		
Temperature:	23.41 °C	Humidity:	58.43% RH

Standards Used

Manufacturer	Model	Tracking Number	Calibration Date	Calibration Due Date
VAISALA	HMT331	7886	19-JAN-2021	19-JAN-2022
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI 4110	1857	01-OCT-2020	01-OCT-2021
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI-4070	7044	19-APR-2021	19-APR-2022
NATIONAL INSTRUMENTS	PXI-6120	6546	16-APR-2021	16-APR-2022

Calibration Due Date Calculator

*For new products, the calibration interval begins when the customer receives the product. You can use the following table to calculate the calibration due date for your product.

Calibration Details	Example	Actual
Calibration Date	28-JAN-2020	16-AUG-2021
Product Received Date	14-APR-2020	
Customer Calibration Interval	12 Months	
Calibration Due Date	14-APR-2021	

For most products, you can store the calibration due date in the product's EEPROM, either programmatically or using Measurement & Automation Explorer (NI MAX).

National Instruments certifies that at the time of test, the above product was calibrated in accordance with applicable National Instruments procedures. These procedures are designed to ensure that the product listed above meets or exceeds National Instruments specifications.

We further certify that the environment in which this product was calibrated is maintained within the operating specifications of the instrument(s) and standards. The measurement standards used during calibration are traceable to National Institute of Standards and Technology (NIST) and/or other International Measurement Institutes (NMI's) that are signatories of the International Committee of Weights and Measure (CIPM) Mutual Recognition Agreement (MRA).

The information shown on this certificate applies only to the instrument identified above and this certificate may not be reproduced, except in full, without the prior written consent of National Instruments.

For questions or comments, please contact NI Technical Support at ni.com/support

Cheryl Tulkoff
Director of Corporate Quality

National Instruments Corporation
11500 N. Mopac Expressway
Austin, TX 78759-3504
USA
Tel: (800) 531-5066

