

# INFORME MÍNIMO TÉCNICO

## CENTRAL FOTOVOLTAICA MALGARIDA I & II

### CONTROL

ELABORADO	REVISADO	APROBADO
Javiera Meneses	Adrián Alarcón	Alberto Churio
09/06/2021	09/06/2021	09/06/2021
[FIRMADO]	[FIRMADO]	[FIRMADO]

Se dispone del original firmado, custodiado por **ACCIONA**.

# INFORME MÍNIMO TÉCNICO AMPLIACIÓN

## CENTRAL FOTOVOLTAICA MALGARIDA II

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.  
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

**REGISTRO DE CAMBIOS**

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN
01	09/08/2021	Para información

**ÍNDICE**

TÍTULO	PÁG
1. OBJETO	2
2. ALCANCE	2
3. DISEÑO E INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PAQRQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA I & II	3
3.1. Diagrama Unilineal de la Subestación	3
3.2. Diagrama Unilineal de la Subestación y Parque Fotovoltaico Malgarida I & II	4
4. ESTACIONES DE POTENCIA	4
4.1. Especificaciones de los Inversores	6
4.2. Especificaciones de los Transformadores Elevadores	7
4.3. Límite de Operación en régimen Permanente	8
4.4. Límite de Operación en régimen transitorio: Perturbaciones Transitorias de Tensión	9
4.5. Límite de Operación en Régimen Transitorio: Inyección de Potencia Activa y Reactiva en Transitorios de Tensión	9
4.6. Modo de Control de Potencia Reactiva	9
4.7. Modo de Control de Potencia Activa y potencia/Frecuencia	9
5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA I & II	9
5.1. Mínimo técnico de Inversor	9
5.2. Mínimo Técnico de Planta (Neto)	10
5.3. Mínimo Técnico de Planta (BRUTO)	11
5.4. Cálculo de Pérdidas Asociadas al Transformador elevador 220/33 kV	11
5.5. Cálculo de Pérdidas Asociadas a la Red de Media Tensión (33 kV)	14
5.6. Cálculo de Pérdidas Asociadas a los Servicios Auxiliares del Parque Fotovoltaico Malgarida	15
5.7. Consumos de Servicios Auxiliares en los inversores del Parque Fotovoltaico Malgarida	17
5.8. Cálculo de Mínimo técnico (Bruto)	17
6. CONCLUSIONES	18
7. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA	18

**1. OBJETO**

El presente documento tiene como propósito determinar el mínimo técnico de operación de la ampliación del parque fotovoltaico Malgarida I & II (en su conjunto) y proporcionar la información técnica de los inversores modelos INGECON SUN PowerMax B Series (1640TL B630), de 1637 kW de potencia nominal, que componen al parque fotovoltaico Malgarida I & II y su ampliación de 10 MW, con el objeto de justificar los valores obtenidos, lo cuales son requeridos de acuerdo a los anexos técnicos y norma técnica vigente a la fecha de entrada en servicio del proyecto.

**2. ALCANCE**

La información y documentos proporcionados se encuentran asociados únicamente al parque fotovoltaico Malgarida I & II, su ampliación de 10 MW, y al inversor modelo INGECON SUN PowerMax B Series (1640TL B630) fabricado por Ingeteam de acuerdo con los requerimientos del anexo técnico: *"Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras"*, documento que requiere la siguiente información:

- Antecedentes técnicos de diseño.

# INFORME MÍNIMO TÉCNICO

## CENTRAL FOTOVOLTAICA MALGARIDA I & II

- Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales e internacionales de unidades similares características.
- Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis.
- Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado.

### 3. DISEÑO E INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA I & II

#### 3.1. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN

A continuación, se muestra el diagrama unilineal de la subestación del parque fotovoltaico Malgarida, se remarca los elementos de la ampliación:

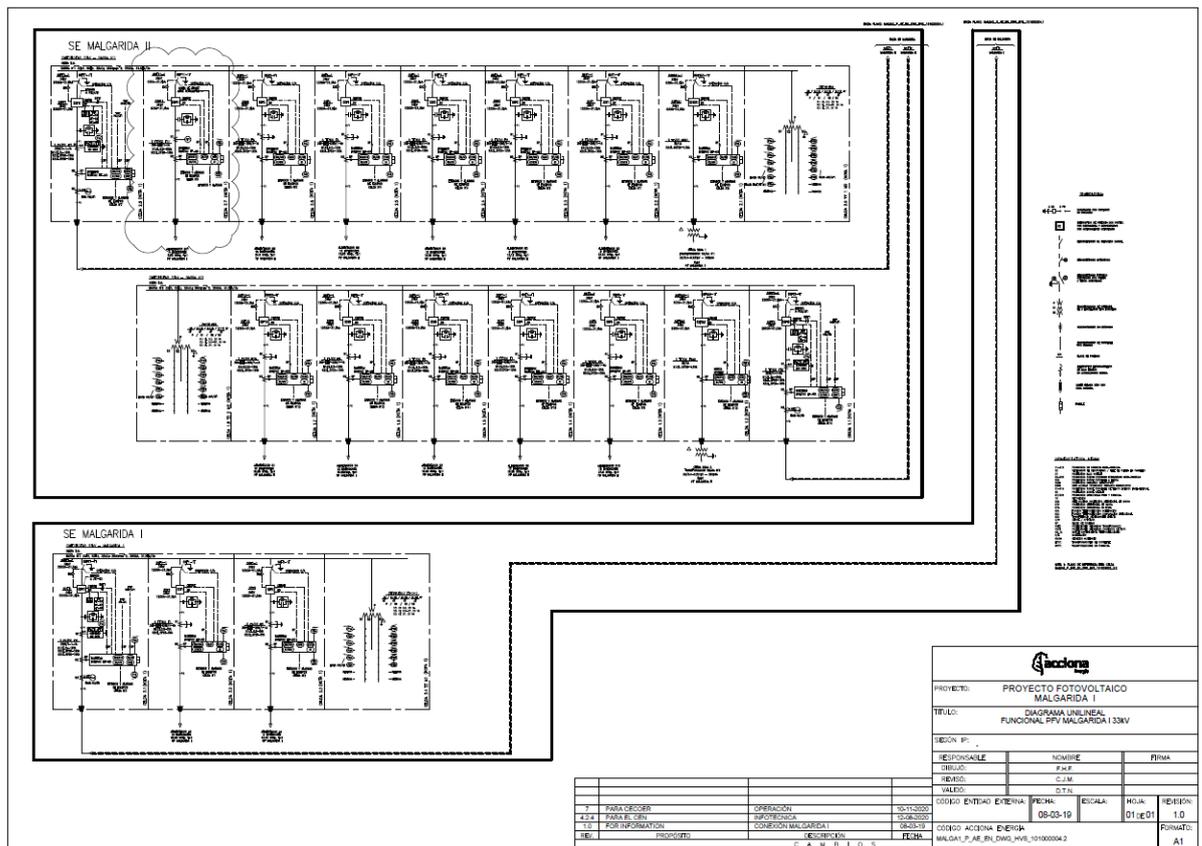


Figura 3.1 : Diagrama unilineal subestación de Malgarida I & II [1].

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

### 3.2. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN Y PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA I & II

La ampliación del parque fotovoltaico Malgarida II, está compuesta de 2 estaciones de potencia, con 1 de tres (03) inversores y 1 de cuatro (04) inversores, respectivamente. Cabe recordar que el parque fotovoltaico Malgarida I&II está compuesto por 34 estaciones de potencia, con un total de 135 inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630 de capacidad nominal de 1.637 MVA a 30°C c/u (fabricados por Ingeteam), 33 de ellas con un bloque de transformación de 6.76 MVA (33/0.63/0.63 kV) correspondiente a 4 inversores por estación de potencia, y 1 de ellas con un bloque de transformación de 5.06MVA (33/0.63 kV) correspondiente a la estación de potencia equipada con 3 inversores. En resumen, el parque existente junto con la ampliación suma 34 estaciones de potencia de 4 inversores y 2 estaciones de potencia de 3 inversores. Dado lo anterior la potencia instalada asciende a 232.45 MW, pero su potencia nominal es de 200.68 MW.

Estas estaciones de potencia se conectan a una red 33 kV, mediante 13 circuitos.

La subestación Malgarida cuenta con un transformador de poder trifásico de 220/33 kV 140/176.25/220 MVA (ONAN/ONAF/ONAFII), con un grupo de conexión estrella aterrizada en el lado de 220 kV y delta en su devanado de media tensión de 33 kV, con un sistema OLTC. Luego de este transformador la planta conecta a su punto de interconexión al SEN chileno en S/E Malgarida 220 kV.

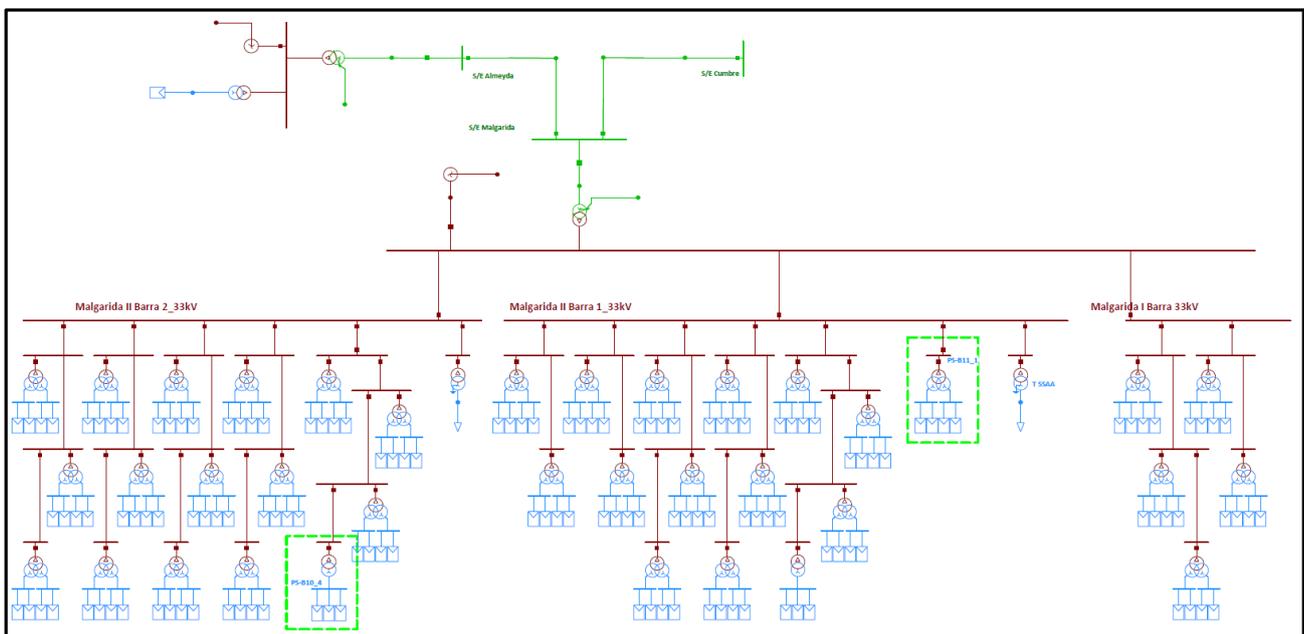


Figura 3.2 : Diagrama unilineal red de 33 kV parque fotovoltaico Malgarida I & II.

### 4. ESTACIONES DE POTENCIA

Las estaciones de potencia están formadas por inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630 y transformadores elevadores de 0.63/33 kV.

La ampliación del parque dispone de 1 estación convertidora modelo “MSK19 - Double Dual Inverter” (7MVA) que cuenta con 4 inversores, y otra estación convertidora modelo “MSK19 – Single + Dual

Inverter” (4,91MVA), que cuenta con 3 inversores. Además, el parque existente Malgarida I&II dispone de 33 estaciones convertidoras modelo “MSK19 - Double Dual Inverter” (7MVA) que cuenta con 4 inversores, la otra estación convertidora corresponde al modelo “MSK19 – Single + Dual Inverter” (4,91MVA), que cuenta con 3 inversores. Por tanto, el parque y la ampliación, esta constituido por un total de 36 estaciones.

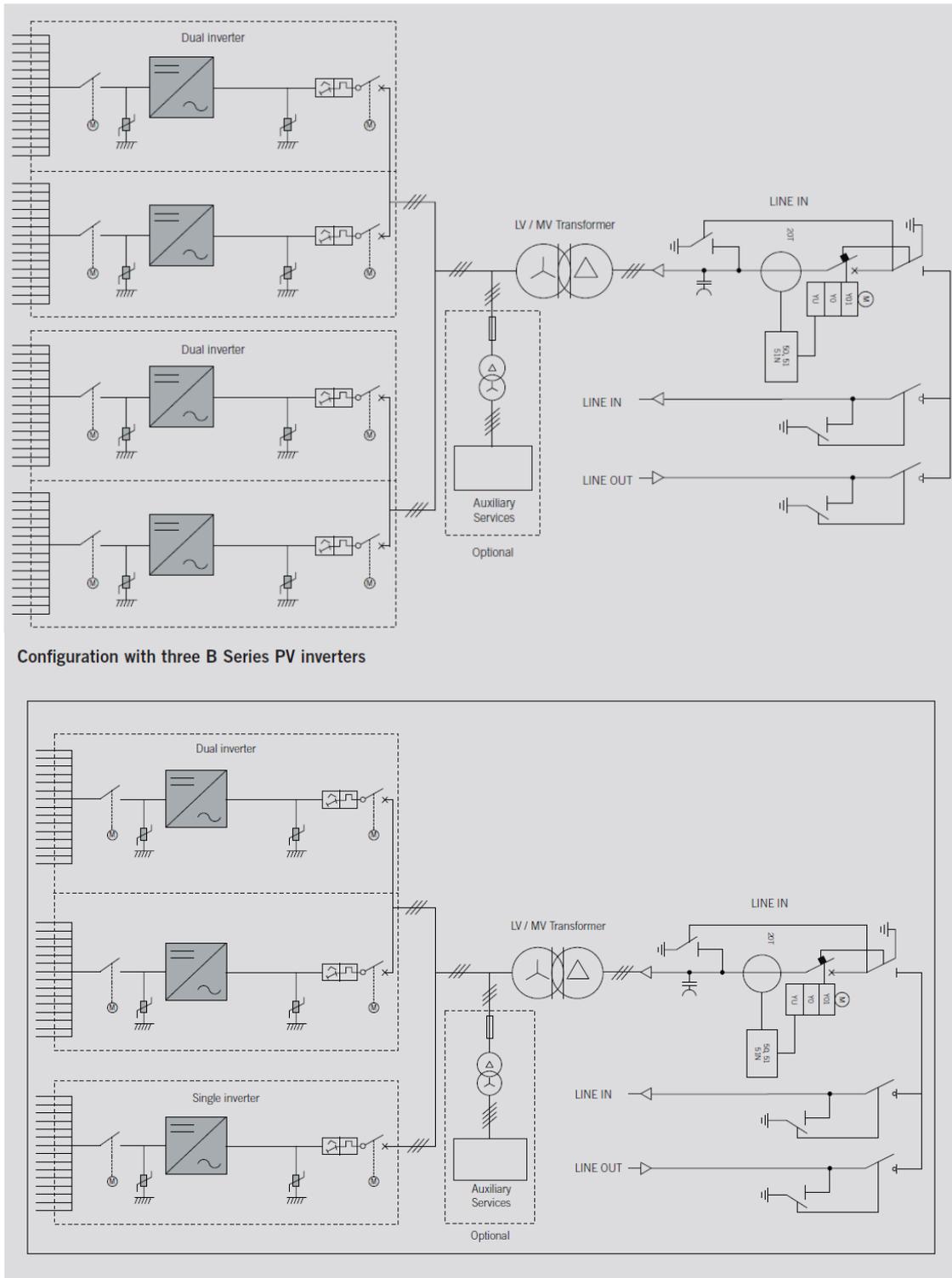


Figura 4.1 : Diagrama unilineal de la estación de potencia en el caso de 3 y 4 inversores [2].

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

#### 4.1. ESPECIFICACIONES DE LOS INVERSORES

Los inversores instalados en el proyecto son fabricados por Ingeteam y corresponden al modelo INGECON SUN 1640TL B630, con potencia nominal de 1637 kW [2]. La tensión nominal de salida de los inversores es de 630 V, y la potencia de generación (activa y reactiva) se controla mediante la electrónica de potencia de éste.

1640TL B630	
<b>Input (DC)</b>	
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	911 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V
Maximum current	1,850 A
Nº inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)
Type of connection	Connection to copper bars
Power blocks	1
MPPT	1
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles
<b>Input protections</b>	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
DC switch	Motorized DC load break disconnect
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton
<b>Output (AC)</b>	
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,637 kVA / 1,449 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz
Power Factor <sup>(6)</sup>	1
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%

Figura 4.2 : Principales características de los inversores INGECON SUN 1640TL B630 fabricados por Ingeteam [2].

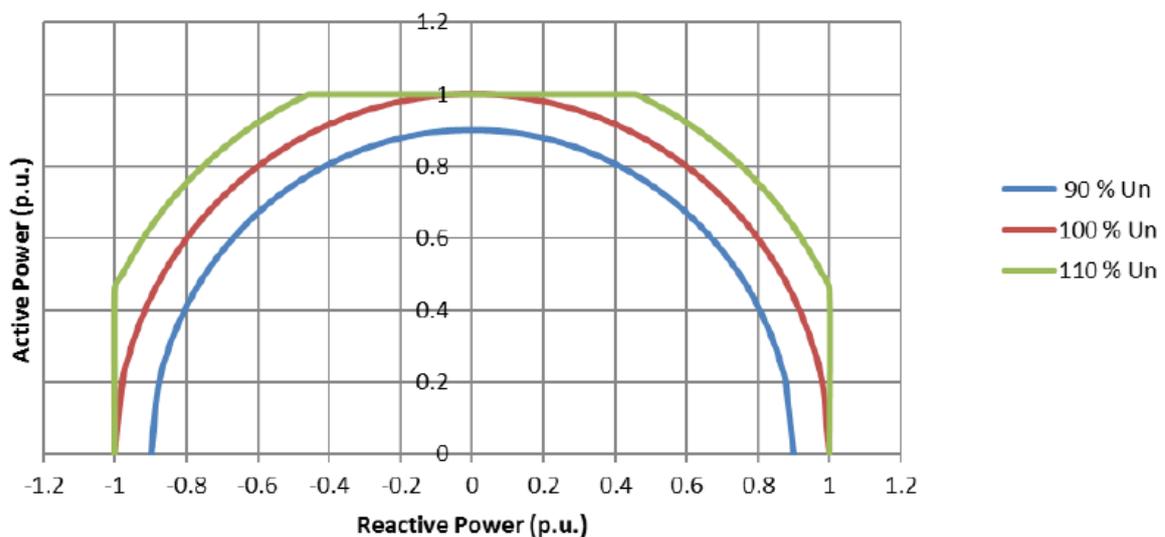


Figura 4.3 : Curva nominal de potencia activa y potencia reactiva del INGECON SUN 1640TL B630, fabricado por Ingeteam [3].

#### 4.2. ESPECIFICACIONES DE LOS TRANSFORMADORES ELEVADORES

Los transformadores que realizan la elevación baja/media tensión, desde la salida de los inversores hasta la red colectora, presentan las siguientes características.

	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	/	/
<b>Electrical data</b>		
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	

Figura 4.4 : Datos del transformador de estaciones de potencia de 4 inversores [4].

	<b>Primary</b>	<b>Secondary</b>
Power [MVA]	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	/	/
<b>Electrical data</b>		
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	

Figura 4.5 : Datos del transformador de estaciones de potencia de 3 inversores [4].

#### 4.3. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE

En la siguiente tabla se muestran los valores máximos y mínimos de tensión, y frecuencia en los que el inversor puede operar de manera permanente.

Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz

Figura 4.6: Tabla con límites de operación en régimen permanente del inversor 1640TL B630 [3].

En la Figura 4.3 se muestra el rango de potencia reactiva disponible en función de la tensión local y a potencia nominal. Acorde a la misma, por debajo del nivel nominal de 1 p.u. de tensión, existe una reducción de la capacidad de activa y reactiva. Por encima de este nivel de tensión, existe un incremento en la capacidad de reactiva.

#### 4.4. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: PERTURBACIONES TRANSITORIAS DE TENSIÓN

La capacidad de inyección de corriente reactiva para el soporte de la tensión durante transitorios de la misma depende de los siguientes factores:

- Nivel de tensión remanente.
- Tipo de falta y su asimetría.
- Tiempo de control requerido.

Dicha inyección de corriente reactiva en falta es parametrizable y puede ser ajustada dependiendo de las condiciones exigidas en cada emplazamiento.

#### 4.5. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: INYECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN TRANSITORIOS DE TENSIÓN

Los límites de frecuencia en operación se han definido en el apartado 4.3. Dentro de este rango, el tiempo en que el inversor puede mantener su operación depende de la tensión de red. Para cada caso, se puede parametrizar o ajustar los valores para obtener un comportamiento deseado.

#### 4.6. MODO DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Este control puede ser local (consigna fija de tensión, potencia reactiva o factor de potencia para el inversor) o remoto. El control remoto exige la instalación de un control de planta para el parque (PPC), y permite implementar a nivel de subestación distintos controles de reactiva, los más comunes son:

- Control de la tensión de parque en el punto de medida del PPC.
- Control de factor de potencia en parque en el punto de medida del PPC.
- Control de potencia reactiva en parque en el punto de medida del PPC.

#### 4.7. MODO DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA/FRECUENCIA

Dentro del rango nominal de frecuencia definido en el punto 4.3, se dispone de controles de potencia activa y frecuencia a nivel de parque. Estos controles se deben solicitar al fabricante. Dichos controles son configurables y pueden ser utilizados para cumplir con las exigencias normativas tales como controles de frecuencia, de limitación de potencia y rampa, etc.

### 5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA I & II

#### 5.1. MÍNIMO TÉCNICO DE INVERSOR

El PPC por su parte, en función de la consigna de potencia activa recibida del operador, establece la consigna de cada uno de los inversores, variando el nivel de potencia con el objetivo de ajustar la potencia medida en el punto de conexión.

Los inversores solares INGECON SUN permiten la configuración de la detención automática del inversor según la potencia mínima. Si la potencia medida cae por debajo de dicha potencia y transcurre un

tiempo de retardo configurado, el inversor parará por potencia. Por tanto, el mínimo técnico no está considerado en el PPC sino en el inversor.

Acorde a lo indicado por el fabricante en [5], se declara que los inversores se detendrán cuando comienzan a consumir potencia de la red, pero debido a su precisión de medida, la parada puede darse a potencias iguales o inferiores al **0.3% mínimo técnico aproximado de 4.911 kW aproximadamente por inversor (medido en bornes de inversor)**.

## 5.2. MÍNIMO TÉCNICO DE PLANTA (NETO)

Para determinar el mínimo técnico de planta se realizó una prueba mediante el control de planta en el día 29-07-2021. Dicha prueba consistió en el cambio de consigna de la generación de potencia activa hacia 0 MW y valores próximos al mismo (dando tiempo a estabilizar en los mismos), durante un lapso, mientras que en forma simultánea se estaban registrando las medidas en el PPC para determinar la mínima potencia inyectada por el parque. Luego de esto se reestablecería la consigna de máxima potencia del parque.

Tomando en consideración el control de potencia de planta, es pertinente explicar que, para alcanzar una determinada consigna de PPC, el control manda una misma consigna de potencia a cada inversor, esto determina que los mismos tengan un comportamiento similar en cada instancia.

En la Figura 5.1 se evidencia que la potencia máxima alcanzada durante las pruebas fue de aproximadamente de 160MW. Esta limitación es debida a que en la época del año en el que se hizo esta prueba (29 de julio) la irradiancia es muy baja. Hay que remarcar que la planta es capaz de entregar los 200,68MW nominales declarados en el punto de conexión (SET Malgarida 220kV). Esto se observa en el informe de potencia máxima llamado “Potencia Máxima FV Malgarida” [6].

Adicionalmente, se evidencia que durante la prueba se sube y baja la potencia de manera escalonada, esto, se realizó de esta manera por solicitud del Coordinador Eléctrico Nacional, debido a condiciones sistémicas.

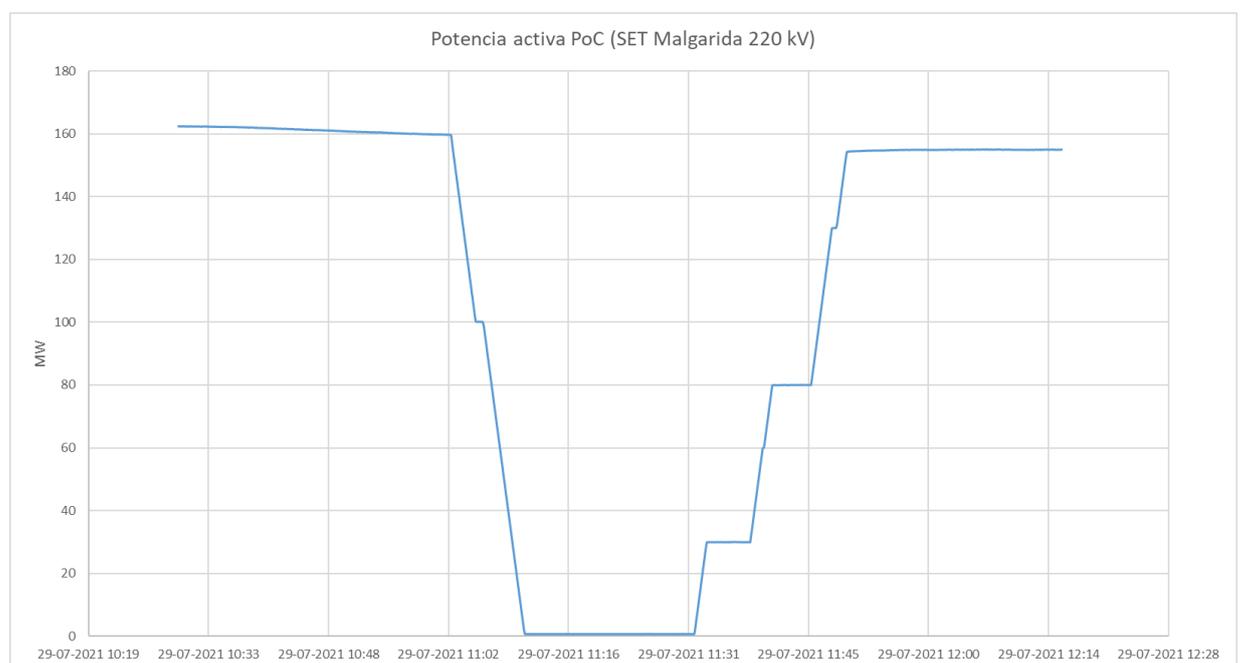


Figura 5.1: Gráfico de la prueba para determinar el mínimo técnico de la planta. Potencia correspondiente al PPC de la planta.

### 5.3. MÍNIMO TÉCNICO DE PLANTA (BRUTO)

La ampliación del parque fotovoltaico Malgarida, está conformada por 2 estaciones de potencia con 7 inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630, fabricados por Ingeteam. El parque existente está compuesto por 34 estaciones de potencia, con un total de 135 inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630 de capacidad nominal de 1.637 MVA a 30°C c/u (fabricados por Ingeteam), 33 de ellas con un bloque de transformación de 6.76 MVA (33/0.63/0.63 kV) correspondiente a 4 inversores por estación de potencia, y 1 de ellas con un bloque de transformación de 5.06MVA (33/0.63 kV) correspondiente a la estación de potencia equipada con 3 inversores. Dado lo anterior la potencia instalada asciende a 232.45 MW, pero su potencia nominal es de 200.68 MW.

Estas estaciones de potencia se conectan a una red 33 kV, mediante 13 circuitos.

La subestación Malgarida cuenta con un transformador de poder trifásico de 220/33 kV 140/176.25/220 MVA (ONAN/ONAF/ONAFII), con un grupo de conexión estrella aterrizada en el lado de 220 kV y delta en su devanado de media tensión de 33 kV, con un sistema OLTC. Luego de este transformador la planta conecta a su punto de interconexión al SIN chileno en S/E Malgarida 220 kV.

Existen componentes que introducen pérdidas a la potencia generada por el parque eólico tales como:

- Red de media tensión, compuesta por 13 circuitos de cable subterráneo de 33 kV, la cual transmite la energía generada por cada estación de potencia a la barra colectora de 33 kV
- Transformador elevador de 220/33 kV
- Servicios auxiliares (central+inversor)

Para poder calcular las pérdidas de los elementos anteriormente nombrados, y poder obtener la potencia nominal bruta de la planta se procede a realizar una simulación de flujos de potencia sobre una base de datos modelada en el software PowerFactory de DigSilent [3].

### 5.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR ELEVADOR 220/33 KV

Considerando la simulación del flujo de potencia que se indican en el punto anterior se pueden determinar las pérdidas de potencia asociadas al transformador elevador de 220/33 kV, restando la potencia que recibe la barra colectora de 33 kV y la que se encuentra a la salida del transformador en su lado de 220 kV, estas magnitudes se destacan en rojo en la siguiente figura:

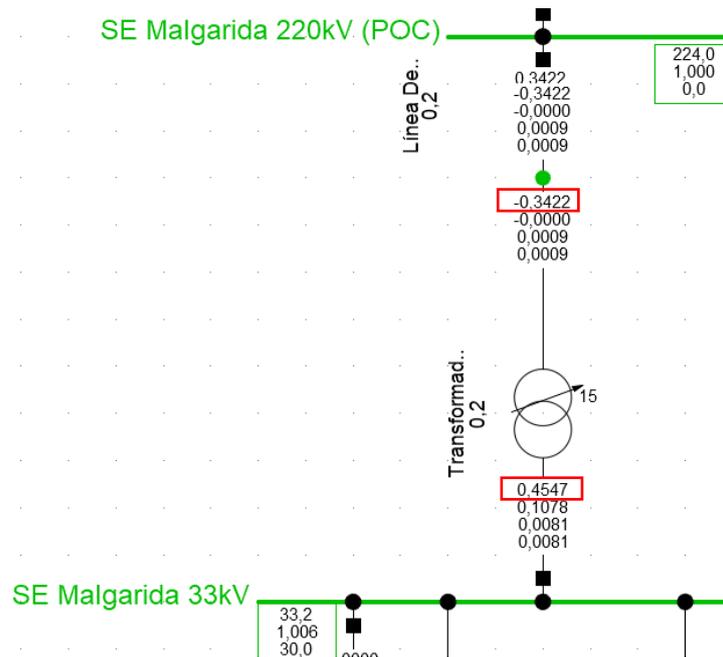


Figura 5.2: Cálculo de flujo de potencia en el transformador elevador de 220/33 kV de la S/E Malgarida.

Por lo que las pérdidas en el transformador elevador de la subestación Malgarida:

$$\text{Pérdidas en el transformador } \frac{33}{220} \text{ kV} = 0.455 \text{ MW} - 0.342 \text{ MW} = 0.113 \text{ kW}$$

La modelación del transformador elevador consideró los datos ingresados en la plataforma infotécnica del coordinador eléctrico nacional. La placa del transformador y su modelación en el software Powerfactory se aprecian a continuación:



### 5.5. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS A LA RED DE MEDIA TENSIÓN (33 KV)

Para poder calcular las pérdidas asociadas a la red de media tensión de 33 kV del parque fotovoltaico Malgarida, se procedió a realizar la simulación de flujos de potencia sobre la base de datos modelada en el software Digsilent.

Line Type - Templates\PV Usya + Lne\Library\Equipment Type Library\Biblioteca de Conductores\Hentong Type 630mm2.TypLne

<b>Basic Data</b>	Name	Hentong Type 630mm2		OK	
Description	Rated Voltage	33,	kV	Cancel	
Version	Rated Current	0,552	kA (in ground) Rated Current (in air) 0,552 kA		
Load Flow	Cable / OHL	Cable			
Short-Circuit VDE/IEC	System Type	AC	Phases 3 Number of Neutrals 0		
Short-Circuit Complete	Nominal Frequency	50, Hz			
Short-Circuit ANSI	Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence		
Short-Circuit IEC 61363	AC-Resistance R'(20°C)	0,0469	Ohm/km	AC-Resistance R0'	1,17 Ohm/km
Short-Circuit DC	Reactance X'	0,102	Ohm/km	Reactance X0'	0,055 Ohm/km
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Protection					
Cable Analysis					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Line Type - Templates\PV Usya + Lne\Library\Equipment Type Library\Biblioteca de Conductores\Hentong Type 400mm2.TypLne

<b>Basic Data</b>	Name	Hentong Type 400mm2		OK	
Description	Rated Voltage	33,	kV	Cancel	
Version	Rated Current	0,43	kA (in ground) Rated Current (in air) 0,43 kA		
Load Flow	Cable / OHL	Cable			
Short-Circuit VDE/IEC	System Type	AC	Phases 3 Number of Neutrals 0		
Short-Circuit Complete	Nominal Frequency	50, Hz			
Short-Circuit ANSI	Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence		
Short-Circuit IEC 61363	AC-Resistance R'(20°C)	0,0778	Ohm/km	AC-Resistance R0'	1,2 Ohm/km
Short-Circuit DC	Reactance X'	0,11	Ohm/km	Reactance X0'	0,061 Ohm/km
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Protection					
Cable Analysis					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.  
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

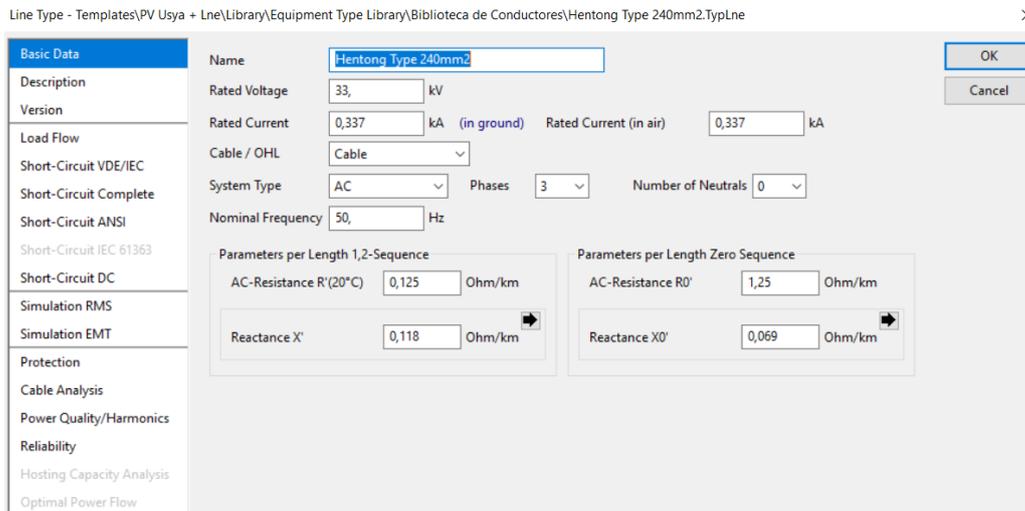


Figura 5.4: Modelos de cable subterráneo que permiten evacuar la generación de las estaciones de potencia hasta la barra colectora de 33 kV del parque fotovoltaico Malgarida.

De la simulación de un flujo de potencia en el software Digsilent, tomando como base de datos el modelo provisto por el fabricante para el inversor fabricado por Ingeteam, y considerando la modelación de la red de media tensión en 33 kV; modelando los 3 circuitos de media tensión y los circuitos que conectan los inversores entre sí, se determina la potencia que el parque entrega a la barra colectora de 33 kV (se destaca en rojo en la siguiente figura), con lo cual se determinan las pérdidas que genera la red de media tensión.

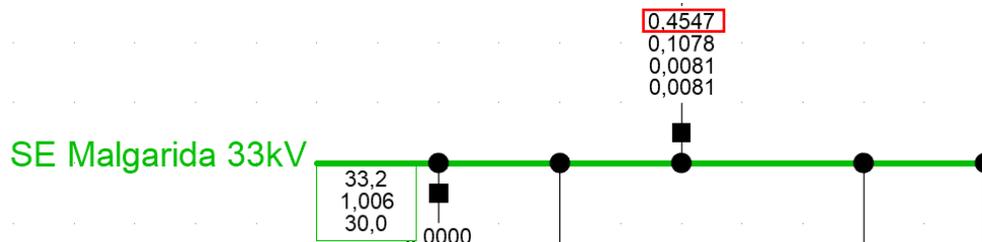


Figura 5.7: Cálculo de flujo de potencia en la barra colectora de 33 kV del parque fotovoltaico Malgarida, considerando la modelación de la red de media tensión de 33 kV y la ampliación de Malgarida II de 10 MW.

De la simulación se aprecia que la generación por el campo fotovoltaico total es:

$$\text{Generación PV} = 0.005 \text{ MW} \times 4 \times 34 \text{ estaciones} + 0.005 \text{ MW} \times 3 \times 2 = 0.710 \text{ MW}$$

Por lo que las pérdidas en la red de media tensión resultan en:

$$\text{Perdidas red MT} = 0.710 \text{ MW} - 0.455 \text{ MW} = 0.255 \text{ MW}$$

## 5.6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS A LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA

Con respecto a lo indicado en la “Memoria de Cálculo Dimensionamiento de SS/AA” de la subestación Malgarida [8]. Se estiman los consumos asociados a los servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua de forma conservadora para considerar el caso más desfavorable. Las pérdidas por concepto de SS/AA asociadas al parque fotovoltaico se pueden observar en las siguientes tablas de acuerdo con lo que se indica en [8]:

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.  
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

A.- CONSUMO C1, CARGAS PERMANENTES							
SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIONES							
Paño	Ítem	Descripción	Cant.	Potencia Unitaria ( W )	Factor de eficiencia	Potencia Total ( W )	Corriente ( A )
52J1 (PAÑO CUMBRE)	1	Protección 87L	1	40	1	40	0,38
	2	Protección 21/21N	1	40	1	40	0,38
	3	Equipo controlador CP	1	40	1	40	0,38
	4	Control de Planta	1	40	1	40	0,38
	5	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	6	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	7	Otros	1	10	1	10	0,09
52J2 (PAÑO ALMEYDA)	1	Protección 87L	1	40	1	40	0,38
	2	Protección 21/21N	1	40	1	40	0,38
	3	Equipo controlador CP	1	40	1	40	0,38
	4	Equipo facturación	2	40	1	80	0,75
	5	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	6	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	7	Otros	1	10	1	10	0,09
52JT1 (PAÑO MALGARIDA)	1	Protección 87T	1	40	1	40	0,38
	2	Protección 51/51N	1	40	1	40	0,38
	3	Equipo controlador CP	1	40	1	40	0,38
	4	Equipo facturación	2	40	1	80	0,75
	5	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	6	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	7	Otros	1	10	1	10	0,09
	8	Control de Planta	1	40	1	40	0,38
	9	Instrumentación Transformador	1	40	1	40	0,38
	10	90V	1	40	1	40	0,38
	11	Osciloperturbografo	1	45	1	45	0,42
	12	protección Zig-Zag	1	40	1	40	0,38
BARRA 220 Kv	1	Protección Diferencial de Barra Centralizado	1	140	1	140	1,32
	2	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	3	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	4	Otros	1	10	1	10	0,09
SWITCHGEAR 33 kv Malgarida Nº1 - Barra 1	1	Equipo Proteccion con funcion de control	3	40	1	120	1,13
	2	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	3	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	4	Otros	1	10	1	10	0,09
	5	Equipo facturación	2	40	1	80	0,75
SWITCHGEAR 33 kv Malgarida Nº2 - Barra 1	1	Equipo Proteccion con funcion de control	8	40	1	320	3,01
	2	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	3	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	4	Otros	1	10	1	10	0,09
	5	Equipo facturación	2	40	1	80	0,75
SWITCHGEAR 33 kv Malgarida Nº2 - Barra 2	1	Equipo Proteccion con funcion de control	8	40	1	320	3,01
	2	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	3	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	4	Otros	1	10	1	10	0,09
	5	Equipo facturación	2	40	1	80	0,75
SCADA Y COMUNICACIONES	1	Equipo controlador CP	1	40	1	40	0,38
	2	Switch de comunicación	6	20	1	120	1,13
	3	Relés auxiliares ( Global )	1	20	1	20	0,19
	4	Alarmas	1	15	1	15	0,14
	5	Otros	1	10	1	10	0,09
	6	GPS	1	20	1	20	0,19
	7	Concentrador de datos	2	300	1	600	5,65
	8	HMI	1	130	1	130	1,22
	9	Switch comunicación	2	20	1	40	0,38
	10	Enlace MMOO - Cumbre	1	45	1	45	0,42
	11	Enlace FO - Cumbre	1	45	1	45	0,42
	12	Enlace FO - Almeyda	1	45	1	45	0,42
	13	Enlace OPGW - Almeyda	1	45	1	45	0,42
<b>TOTAL CONSUMO C 1</b>						<b>3395</b>	<b>31,95</b>

Figura 5.5: Consumo de CC asociados a los servicios esenciales permanentes del parque fotovoltaico Malgarida.

Alimentador	CONSUMOS NO ESENCIALES	kW	Factor de Demanda	kW
				Total
CA1-1	Tablero de alumbrado y Fuerza Sala y Patio No Esencial	10,20	1	10,20
CA1-2	Aire Acondicionado Sala de Celdas	2,70	1	2,70
CA1-3	Aire Acondicionado Sala de C&P	2,50	1	2,50
CA1-4	Calefacción y Alumbrado equipos de Patio	5,20	1	5,20
CA1-5	Calefacción y Alumbrado Armarios Sala de C&P	3,00	1	3,00
CA1-6	Alimentación edificio O&M	40,00	1	40,00
CA1-7	Reserva	0	0	0,00
CA1-8	Reserva	0	0	0,00
<b>TOTAL CONSUMO</b>				<b>63,60</b>

Figura 5.6: Consumos de SS/AA de C.A. asociados a la barra de servicios no esenciales del parque fotovoltaico Malgarida.

## INFORME MÍNIMO TÉCNICO

### CENTRAL FOTOVOLTAICA MALGARIDA I & II

Alimentador	CONSUMOS ESENCIALES	kW	Factor de Demanda	kW Total
CA2-1	Cargador de baterías N°1	11,81	1	11,81
CA2-2	Cargador de baterías N°2	11,81	1	11,81
CA2-3	Alimentación Motor Desconectadores e Interruptores	15,80	1	15,80
CA2-4	Alimentación Alumbrado y Fuerza Tablero Sala y Patio Esencial	16,00	1	16,00
CA2-5	Alimentación Aire Acondicionado Esencial Sala C&P	2,50	1	2,50
CA2-6	Alimentación Aire Acondicionado Esencial Sala de Celdas	2,50	1	2,50
CA2-7	Alimentación Sistema de Deteccion de Incendios	1,00	0,5	0,50
CA2-8	Alimentación Sistema CCTV	0,70	1	0,70
CA2-9	Alimentación Alumbrado y Calif. Celdas	3,30	1	3,30
CA2-10	Alimentación y Control Ventilacion Transformador N°1	0,01	1	0,01
CA2-11	Alimentación CTBC Transformador N°1	19,00	1	19,00
CA2-12	Reserva	0,00	1	0,00
CA2-13	Reserva	0,00	1	0,00
CA2-14	Reserva	0,00	1	0,00
CA2-15	Reserva	0,00	1	0,00
<b>TOTAL CONSUMO</b>				<b>83,9</b>

Figura 5.7: Consumos de SS/AA de C.A. asociados a la barra de servicios esenciales del parque fotovoltaico Malgarida

#### 5.7. CONSUMOS DE SERVICIOS AUXILIARES EN LOS INVERSORES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MALGARIDA

De acuerdo con "INGECON SUN POWER B SERIES AUXILIARY CONSUMPTION" [9], se estiman los consumos asociados a los servicios auxiliares de los inversores en relación con su potencia de funcionamiento y la temperatura ambiente de acuerdo con la siguiente figura:

Ambient temperature	Inverter output power					
	5%	25%	50%	65%	80%	100%
0	60	218	1220	1220	2670	2670
10	60	271	1220	1220	2670	2670
20	60	324	1220	1907	2670	2670
30	60	350	1220	2309	2670	2670
40	60	1220	1220	2670	4567	4700
50	325	2469	2469	4700	4700	4700

Figura 5.11: Consumos auxiliares de los inversores.

El total de los consumos de SSAA del parque se puede realizar el siguiente cálculo:

$$\text{Total SSAA Usya} = 3,395 \text{ kW} + 63,60 \text{ kW} + 83,9 \text{ kW} + 4,700 \text{ kW} \times 142 \text{ inversores} = 818,295 \text{ kW} = 0.818 \text{ MW}$$

#### 5.8. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO (BRUTO)

A partir de los resultados obtenidos se puede observar que el mínimo técnico del parque considerando las pérdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares, como específica el Anexo IV, provisto por el Coordinador Eléctrico Nacional.

## INFORME MÍNIMO TÉCNICO

### CENTRAL FOTOVOLTAICA MALGARIDA I & II

ELEMENTO	POTENCIA
Potencia activa inyectada en la barra de 220 kV (AT) de la central	0.342 MW
Potencia activa inyectada en la barra de 33 kV (MT) de la central	0.455 MW
Pérdidas en el transformador de poder de la central	0.113 MW
Servicios Auxiliares Totales (central + inversores)	0.818 MW
Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC	0.255 MW

*Tabla 5.1: Resumen de consumos y Potencias de la planta fotovoltaica Malgarida.*

Por lo tanto, tomando en consideración todo lo anterior se tiene que el mínimo técnico bruto de la planta fotovoltaica Malgarida, previo al sistema de colección:

$$P_{MT} = 0.342 \text{ MW} + 0.113 \text{ MW} + 0.818 \text{ MW} + 0.255 \text{ MW} = 1.53 \text{ MW}$$

#### 6. CONCLUSIONES

En este informe se revisan los antecedentes técnicos de los inversores que componen el parque fotovoltaico Malgarida, describiendo su funcionamiento y comportamiento, con el objetivo final de describir la estrategia de control implementada en el inversor.

Se confirma, mediante el uso del control de planta y el SCADA, que **el mínimo técnico (bruto) del parque fotovoltaico Malgarida es de 1.53 MW.**

#### 7. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA

CÓDIGO	TÍTULO
[1]	Acciona Energía, malga2_p_ae_en_dwg_hvs_101000004.2_2.
[2]	Ingeteam, MALGA2_P_ING_EN_DSH_EQU_403000001 (2).pdf.
[3]	Ingeteam, MALGA2_P_ING_EN_DSH_EQU_404000001 (1).pdf.
[4]	Ingeteam, MALGA2_P_ING_EN_DSH_EQU_404000001 (1).pdf.
[5]	Ingeteam, Declaración 3 potencia Activa_revA.pdf.
[6]	A. E. SpA, «Potencia Máxima FV Malgarida».
[7]	Acciona Energía, Name plate.pdf.
[8]	A. Energía, «MALGA2_P_SAR_EN_CST_HVS_101000008».
[9]	Ingeteam, ABQ0000IMC15_C_Consumos inversor.pdf.

**NOTA.** Completar la tabla con la documentación, legislación, normativa, etc. que esté relacionada con el documento.