
Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

INFORME MÍNIMO TÉCNICO CENTRAL FOTOVOLTAICA ALMEYDA

	Prepara	Revisa	Aprueba
Nombre:	AAB		
Fecha:	27-10-2019		
Firma:			

Registros de Cambios

Rev.	Fecha	Descripción
1	23-09-2019	Primera versión del documento sin revisiones

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. ALCANCE.....	3
3. DISEÑO E INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ALMEYDA	3
3.1. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN:	3
3.2. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN Y PARQUE FOTOVOLTAICO ALMEYDA	4
4. ESTACIONES DE POTENCIA	5
4.1. ESPECIFICACIONES DE LOS INVERSORES.....	6
4.2. ESPECIFICACIONES DE LOS TRANSFORMADORES ELEVADORES	7
4.3. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE	9
4.4. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: PERTURBACIONES TRANSITORIAS DE TENSIÓN	10
4.5. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: INYECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN TRANSITORIOS DE TENSIÓN 10	
4.6. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: INYECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN TRANSITORIOS DE TENSIÓN 10	
4.7. MODO DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.....	11
4.8. MODO DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA/FRECUENCIA.....	11
5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ALMEYDA	11
5.1. MÍNIMO TÉCNICO DE INVERSOR	11
5.2. MÍNIMO TÉCNICO DE PLANTA.....	12
6. CONCLUSIONES	15
7. REFERENCIAS.....	15

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

1. Objetivo

El presente documento tiene como propósito determinar el mínimo técnico de operación del parque fotovoltaico Almeyda y proporcionar la información técnica de los inversores modelos HEMK 660V, 16 de potencia nominal de 3630 kW y uno de 2420 kW, fabricadas por Power Electronics, que componen al parque fotovoltaico Almeyda, con el objeto de justificar los valores obtenidos, los 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 proporcionada se encuentra asociada únicamente al parque fotovoltaico Almeyda y al inversor modelo HEMK 660V fabricado por Power Electronics de acuerdo a los requerimientos del anexo técnico: "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras", documento que requiere la siguiente información:

- Antecedentes técnicos de diseño.
- Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o 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 Almeyda

3.1. Diagrama Unilineal de la Subestación:

A continuación, se muestra el diagrama unilineal de la subestación del parque fotovoltaico Almeyda:

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

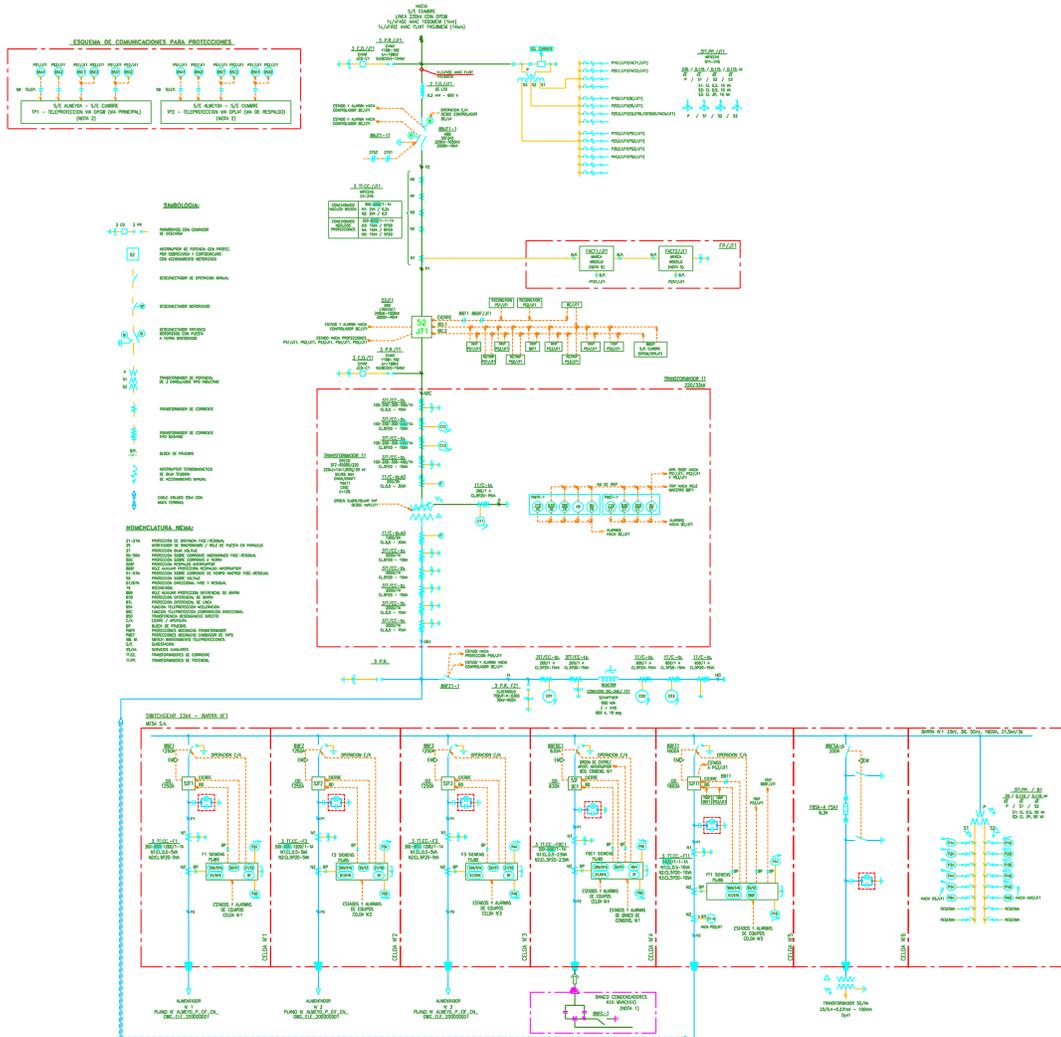


Figura N° 1: Diagrama unilineal subestación de Almeйда [1].

3.2. Diagrama Unilineal de la Subestación y Parque Fotovoltaico Almeйда

El parque fotovoltaico Almeйда está compuesto por 9 estaciones de potencia, con un total de 17 inversores modelo HEMK 660V, fabricados por Power Electronics. 16 de ellos son de potencia nominal de 3630 kW y uno de 2420 kW. Dado lo anterior la potencia instalada haciende a 60.5 MW. Las estaciones de potencia se conectan a una red de 33 kV, mediante 3 circuitos, los cuales se unen en una barra colectora y está a su vez se conecta a un transformador elevador de 220/33 kV. El lado de 220 kV del transformador de 220/33 kV de S/E Almeйда se conecta al sistema a través de 1 tramo de línea aérea de 220 kV (15 km aproximadamente), seguido de un tramo soterrado de 0,71 km, que conecta con el patio de mufas de la S/E Cumbre 220 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

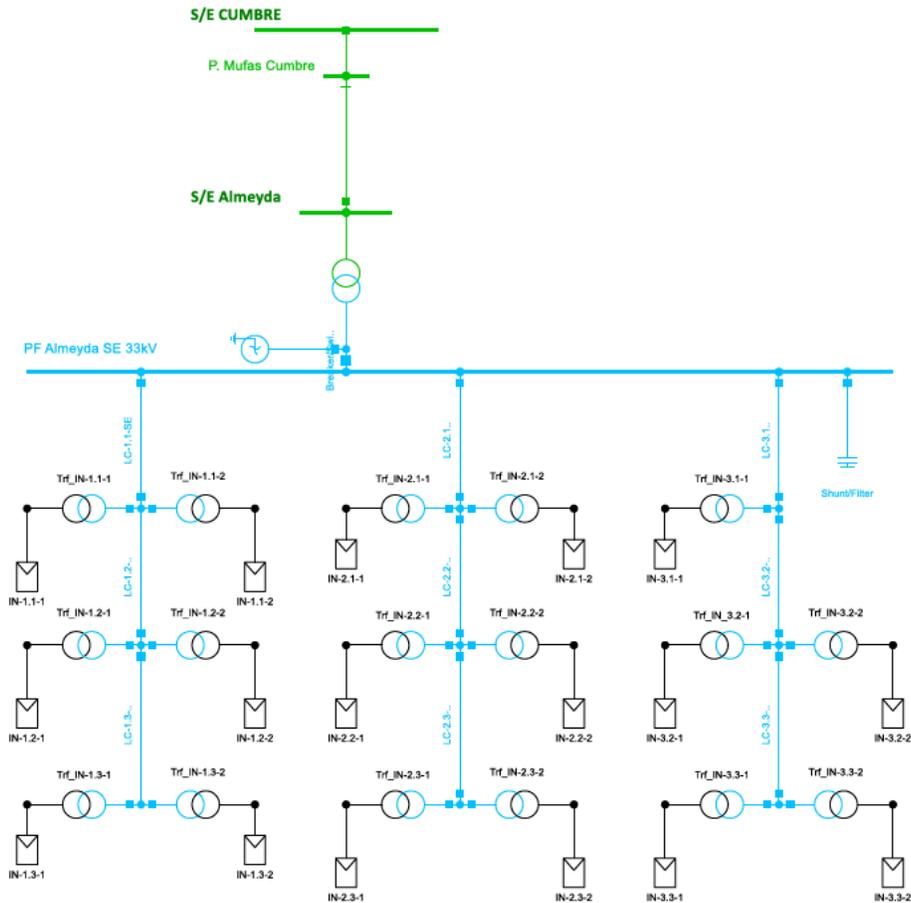


Figura N° 3: Diagrama unilineal red de 33 kV parque fotovoltaico Almeyda.

4. Estaciones de Potencia

Las estaciones de potencia están formadas por inversores modelo HEMK 660V y transformadores elevadores de 0.66/33 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

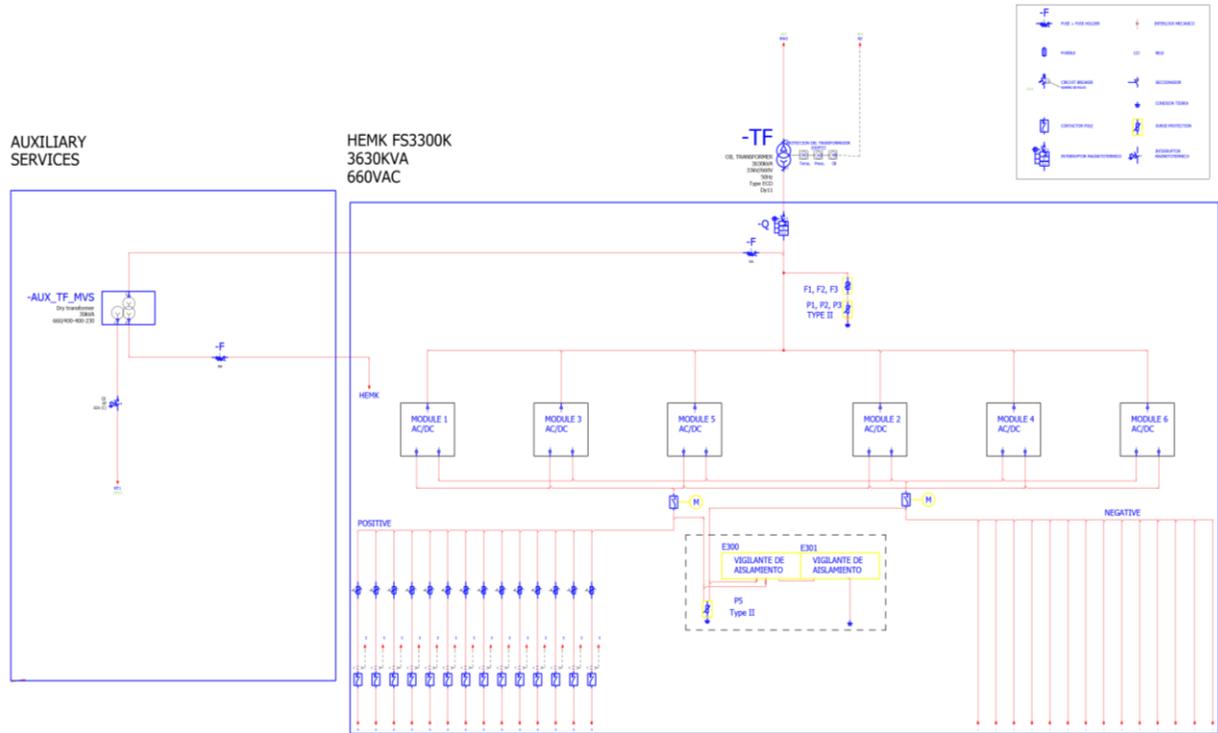


Figura Nº 2: Diagrama unilinear de la estación de potencia [2].

4.1. Especificaciones de los Inversores

Los inversores instalados en el proyecto son fabricados por Power Electronics y corresponden al modelo HEMK 660V, con potencias nominales de 3630 kW y 2420 kW [3]. La tensión nominal de salida de los inversores es de 660 V, y la potencia de generación (activa y reactiva) se controla mediante la electrónica de potencia del mismo.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 660V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2200K	FS3300K
OUTPUT		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C [1]	2200	3300
AC Output Power(kVA/kW) @25°C [1]	2420	3630
Max. AC Output Current (A) @25°C	2120	3175
Operating Grid Voltage(VAC) [2]	660V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) [3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	

Figura Nº 3: Principales características de los inversores HEMK 660V fabricados por Power Electronics [3].

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

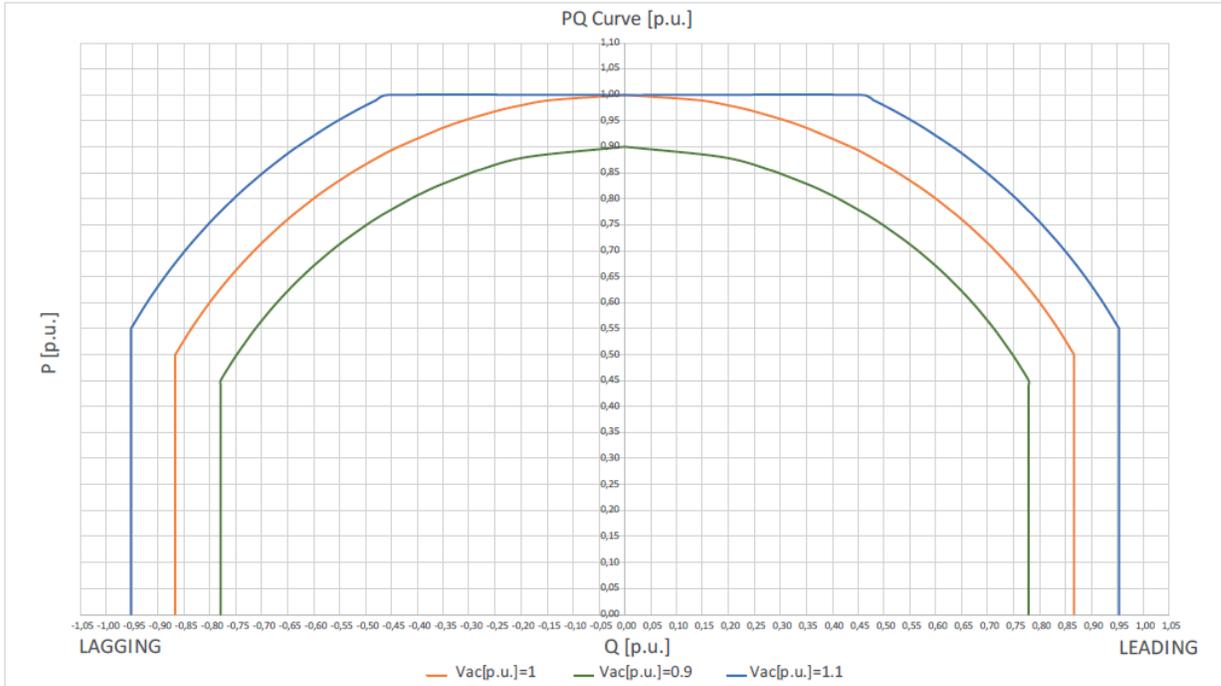


Figura Nº 4: Curva nominal de potencia activa y potencia reactiva del inversor HEMK 660V
 fabricado por Power Electronics [4].

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.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

Oil immersed transformer hermetic type	3300 kVA	33 kV	± 2 x 2,5 %	660 V
ELECTRICAL DATA				
Rating power:	3300	kVA		
Service:	Photovoltaic service			
Cooling:	ONAN			
Fn:	50	Hz		
No load primary voltage:	33	kV		
Primary Voltage Regulation:	± 2 x 2,5 %			
No-load secondary voltage:	660	V		
Vector group:	Dy11			
Insulating level at I°:	36 / 70 / 170	kV		
Insulating level at II°:	1,1 / 3 / –	kV		
Insulating class I°/II°:	A / A			
Primary/Secondary winding conductors:	AI / AI			
Primary bushings protection degree:	IP00			
Secondary bushings protection degree:	IP00			
Designed max. ambiente temperature:	-25 +50	°C		
Overtemp. Oil / Windings:	50 / 55	°C		
Altitude of installation:	<=1000	mt		
Installation:	Outdoor			
Po at 1 Vn:	4000	W		
Poc at 75°C and Sn:	22500	W		
Voc at 75°C and Sn:	8	%		
Io at 1 Vn:	0,45	%		
Lp(A) at 0.3mt (ONAN):	70	dB(A)		
Painting / Colour:	C4-M / RAL5008			
Tank execution:	Corrugated tank			
Oil type:	Mineral oil according IEC60296			
Transformer overall dimensions (LxWxH):	2110 x 1670 x 1985	mm		
Wheelbase:	1070	mm		
Transformer weight:	7650	kg		
Oil weight:	1750	kg		
INCLUDED STANDARD ACCESSORIES				
Off-load tap-changer on the cover for primary tappings				
No. 2 grounding provisions				
Lifting lugs				
Haulage hooks				
No. 1 rating plate				
No. 1 thermometer pocket				
No. 1 oil drain valve				
INCLUDED ACCESSORIES				
N.6 passbar 2x2500 A.				
Set of N.1 PT100 sensor for oil temperature detection (without 4-20 mA.)				
Tank oil valve for drain and sample steelball type size 1" 1/2 gas.				
Integrated safety detector				
Overpressure relief device without contact				
Set of n°3 plug-in bushings on MV side type outer cone 36 kV/400 A type "B" (only fix part)				
SPECIAL EXECUTION INCLUDED				
Design for ambient temperature of 50 °C.				
Impedance 8%.				
Losses with IEC tolerances				
Electrostatic screen between core and windings				
TYPE AND SPECIAL TESTS ON REQUEST				
Witnessed routine test (per each day)				
Measurement zero sequence impedance				
Measurements of no-load losses and current at 90% and 110% of rated voltage.				
Heat run test with maximum THD condition <3%. (one week more for the first delivery)				
Winding hot-spot temperature-rise measurement by calculation, after the temperature rise test.				
SPECIAL TECHNICAL REMARKS				
Permanent rating at 25°C and <1000 masl = 3630 kVA				
Permanent rating at 30°C and <1000 masl = 3564 kVA				
Permanent rating at 35°C and <1000 masl = 3498 kVA				
Permanent rating at 40°C and <1000 masl = 3432 kVA				
Permanent rating at 45°C and <1000 masl = 3366 kVA				
Permanent rating at 50°C and <1000 masl = 3300 kVA				
No wheels				

Figura N° 7: Características de los transformadores BT/MT 3300 kVA [5].

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

Oil immersed transformer hermetic type	2200 kVA	33 kV	± 2 x 2,5 %	660 V
ELECTRICAL DATA				
Rating power:	2200	kVA		
Service:	Photovoltaic service			
Cooling:	ONAN			
Fn:	50	Hz		
No load primary voltage:	33	kV		
Primary Voltage Regulation:	± 2 x 2,5 %			
No-load secondary voltage:	660	V		
Vector group:	Dy11			
Insulating level at I ^o :	36 / 70 / 170	kV		
Insulating level at II ^o :	1,1 / 3 / –	kV		
Insulating class I ^o /II ^o :	A / A			
Primary/Secondary winding conductors:	Al / Al			
Primary bushings protection degree:	IP00			
Secondary bushings protection degree:	IP00			
Designed max ambiente temperature:	-5 +50	°C		
Overtemp. Oil / Windings:	50 / 55	°C		
Altitude of installation:	<=1000	mt		
Installation:	Outdoor			
Po at 1 Vn:	2800	W		
Pcc at 75°C and Sn:	18500	W		
Vcc at 75°C and Sn:	6	%		
Io at 1 Vn:	0,45	%		
Lp(A) at 0.3mt (ONAN):	65	dB(A)		
Painting / Colour:	ISO12944-C4-M / RAL5008			
Tank execution:	Corrugated tank			
Oil type:	Not inhibited LIBRA			
Transformer overall dimensions (LxWxH):	2110 x 1580 x 1985	mm		
Wheelbase:	1070	mm		
Transformer weight:	5500	kg		
Oil weight:	1300	kg		
INCLUDED STANDARD ACCESSORIES				
Off-load tap-changer on the cover for primary tapings				
No. 2 grounding provisions				
Lifting lugs				
Haulage hooks				
No. 1 rating plate				
No. 1 thermometer pocket				
No. 1 oil drain valve				
INCLUDED ACCESSORIES				
Set of N.1 PT100 sensor for oil temperature detection (without 4-20 mA.)				
Tank oil valve for drain and sample steelball type size 1" 1/2 gas.				
Integrated safety detector				
Overpressure relief device without contact				
Set of n°3 plug-in bushings on MV side type outer cone 36 kV/400 A type "B" (only fix part)				
SPECIAL EXECUTION INCLUDED				
Losses with IEC tolerances				
Electrostatic screen between core and windings				
TYPE AND SPECIAL TESTS ON REQUEST				
Witnessed routine test (per each day)				
Measurement zero sequence impedance				
Measurements of no-load losses and current at 90% and 110% of rated voltage.				
Heat run test with maximum THD condition <3% (one week more for the first delivery)				
Winding hot-spot temperature-rise measurement by calculation, after the temperature rise test.				
SPECIAL TECHNICAL REMARKS				
Permanent rating at 25°C and <1000 masl = 2420 kVA				
Permanent rating at 30°C and <1000 masl = 2376 kVA				
Permanent rating at 35°C and <1000 masl = 2332 kVA				
Permanent rating at 40°C and <1000 masl = 2288 kVA				
Permanent rating at 45°C and <1000 masl = 2244 kVA				
Permanent rating at 50°C and <1000 masl = 2200 kVA				
No wheels				

Figura Nº 5: Características de los transformadores BT/MT 2200 kVA [6].

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.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

Operating Grid Voltage(VAC) [2]	660V ±10%
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz

Figura Nº 6: Tabla con límites de operación en régimen permanente del inversor HEMK 660V [3].

En la figura 6 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

Acorde al artículo 3-7 de la NTSyCS, el inversor debe permanecer conectado a la red durante las fallas y seguido de ellas. La figura 6 indica la región de tensión-tiempo máxima donde puede trabajar la turbina.

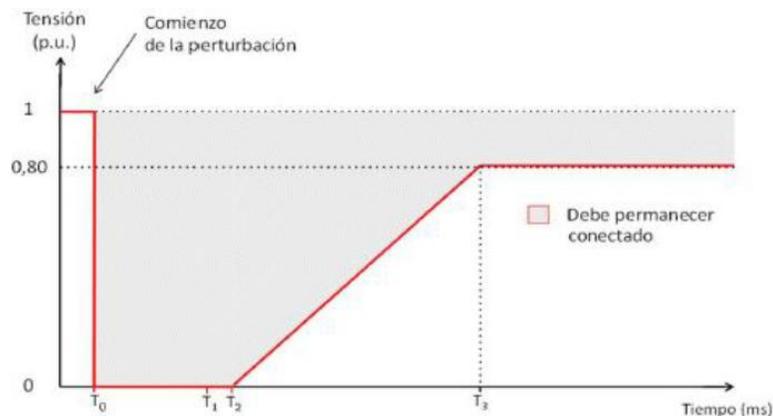


Figura Nº 7: Curva de tensión-tiempo en régimen transitorios para inversores modelo HEMK 660V fabricados por Power Electronics.

El fabricante provee los resultados de los estudios FAT en el documento "FSIC310519BI_LVRT_analysis" [7].

4.5. Límite de Operación en Régimen Transitorio: Inyección de Potencia Activa y Reactiva en Transitorios 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.

4.6. 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 4.1. Dentro de este rango, el tiempo en que el inversor puede mantener su operación depende de la tensión de red. Para cada caso,

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

se puede parametrizar o ajustar los valores para obtener un comportamiento deseado.

4.7. 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.

4.8. Modo de Control de Potencia Activa y Potencia/Frecuencia

Dentro del rango nominal de frecuencia definido en el punto 4.1, 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 Almeyda

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 HEMK 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 [8], y debido a lo nombrado anteriormente, la programación implementada define como el mínimo técnico, al 1.2% de la potencia de uno de los módulos del inversor. Este valor se equivale a un valor de **mínimo técnico de 7.5 kW aproximadamente por inversor (medido en bornes de inversor)**.

Este valor se encuentra configurado en el software de los inversores por el fabricante Power Electronics, a continuación, se provee un pantallazo de la configuración de este valor en la plantilla de los inversores:

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

Pantalla	Función
G2.2.1-Habilitar P mín = AC	Permite habilitar/deshabilitar la desconexión debido a una potencia mínima. Si se selecciona AC se utiliza la potencia medida de AC de baja.
G2.2.2-P mín = 1.2 %	Permiten configurar la detención automática del inversor según la potencia DC mínima.
G2.2.3-Retardo P mín = 60 s	Si la potencia medida cae por debajo de G2.2.2-Pmín , y transcurre el tiempo configurado en G2.2.3-Retardo P mín , el inversor se parará.
G2.2.4-Habilitar Vdc mín = Sí	Permite habilitar/deshabilitar la desconexión debido a una tensión DC baja.
G2.2.5-Vdc mín = (Vac nominal (drive select) * 1.4142) – 20V	Permiten configurar la detención automática del inversor según la tensión mínima DC.
G2.2.6-Retardo Vdc mín = 5 s	Si la tensión cae por debajo de G2.2.5-Vdc mín , y transcurre el tiempo configurado en G2.2.6-Retardo Vdc mín , el inversor se parará.
G2.2.7-Retardo re arranque = 180.0 s	Define el tiempo mínimo que debe transcurrir para poder volver a arrancar el inversor una vez se han dado las condiciones de parada (parámetros G2.2.1 a G2.2.6).

Figura Nº 8: Pantallazo de configuración de los inversores de la planta fotovoltaica Almeyda [8].

5.2. Mínimo Técnico de Planta

Sin perjuicio de lo anterior, para determinar el mínimo técnico de planta se realizó una prueba mediante el control de planta en el día 23/01/2020. 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 de tiempo, mientras que en forma simultánea se estaban registrando las medidas en el PoC para determinar la mínima potencia inyectada por el parque. Luego de esto se reestablecería la consigna de máxima potencia del parque. El lapso de tiempo de la prueba fue desde las 11:17am hasta las 11:48am.

Tomando en consideración el control de potencia de planta, es pertinente explicar que, para alcanzar una determinada consigna de PoC, el control manda una misma consigna de potencia a cada inversor. Esto determina que los mismos tengan un comportamiento similar en cada instancia (a diferencia del inversor 3.1-1, de menor potencia). En el caso de la prueba llevada a cabo, esto se comprueba mediante el siguiente gráfico.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

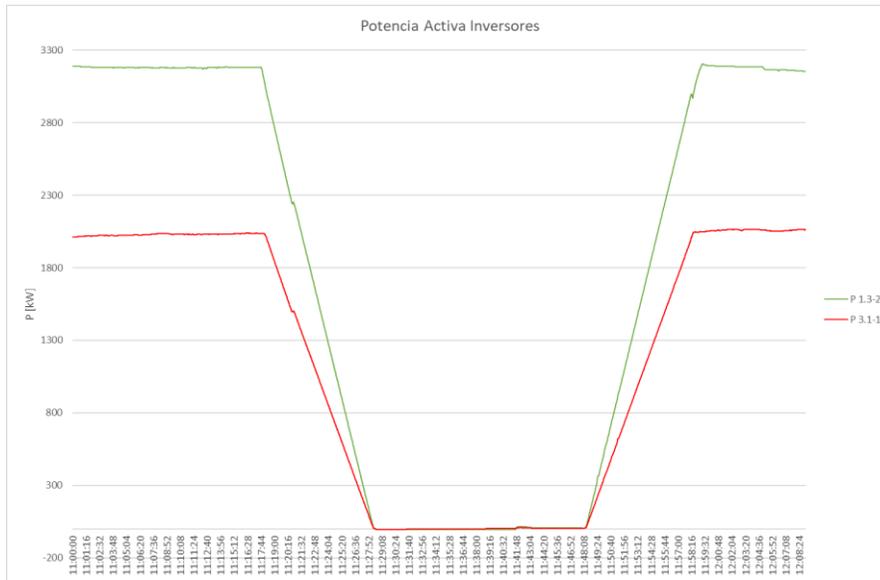


Figura Nº 9: Gráfico de Potencia Activa Generada por los inversores 1.3-2 y 3.1-1.

Como es posible ver en la Figura Nº10, y considerando que se trata de recurso solar, se hace evidente que la prueba se realiza en situación de suficiente recurso disponible como para alcanzar la potencia nominal de la planta. Luego variando de la consigna de potencia activa hacia el mínimo posible, se determina el mínimo técnico de planta.

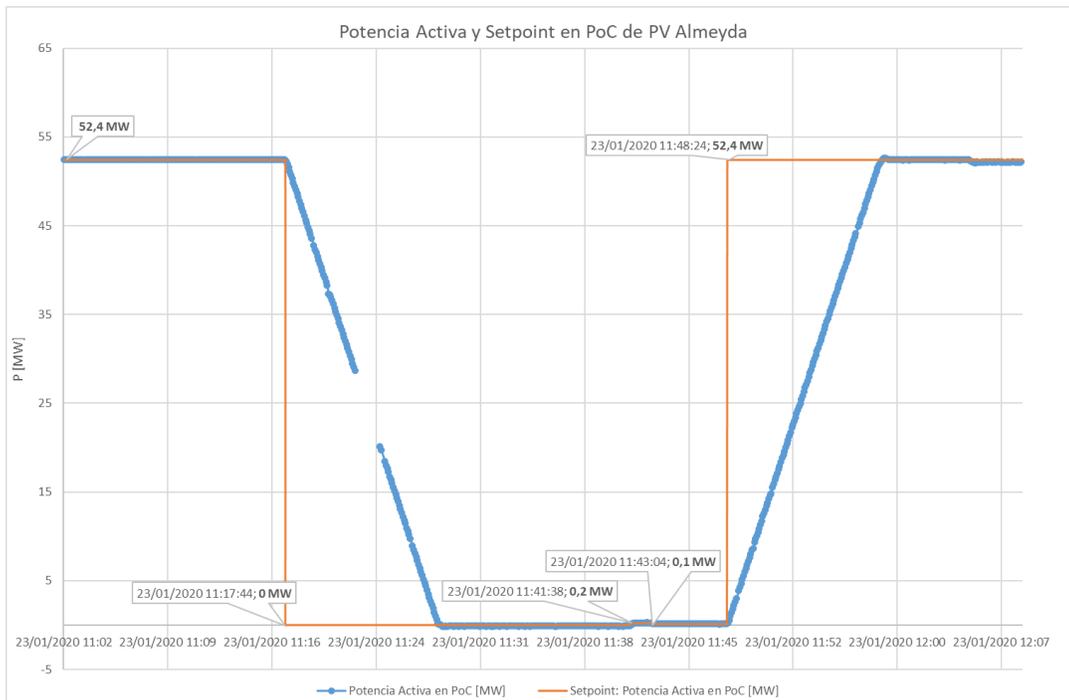


Figura Nº 10: Gráfico de la prueba para determinar el mínimo técnico de la planta. Potencia Activa y Consignas correspondientes al PoC de la planta.

Es pertinente explicar que la ausencia de datos minutos previos a las 11:24 se debe a una pérdida

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

de comunicación momentánea, pero es posible comprobar que la rampa de bajada es continua entre el momento dónde se pierde comunicación y se recupera. Por ello, no se considera un evento de influencia en la prueba.

Enfocándonos en los instantes para determinar la mínima consigna y potencia activa en PoC:

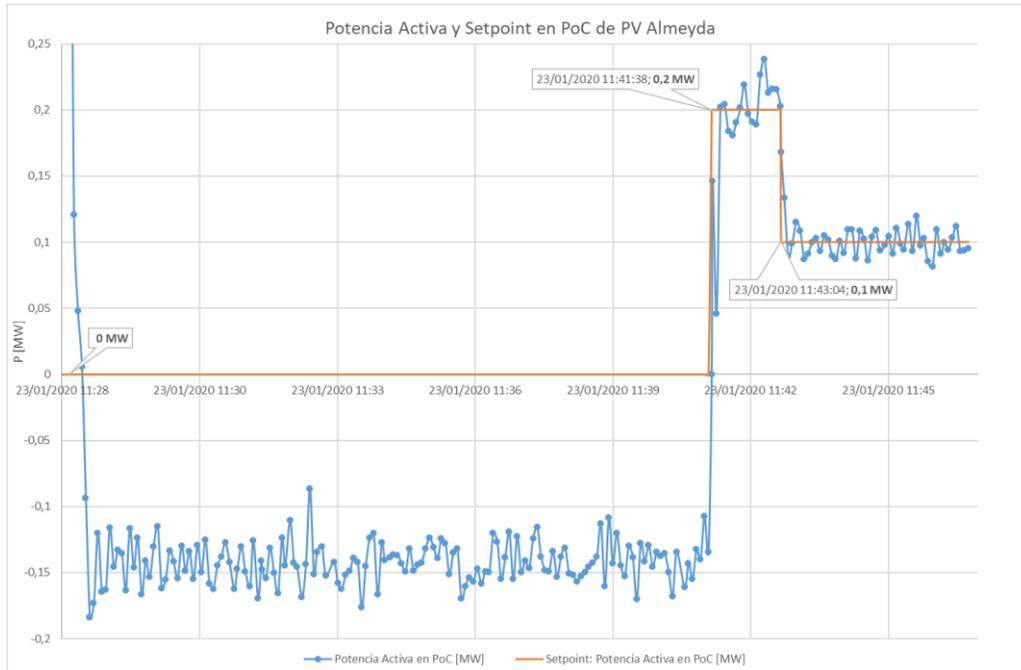


Figura Nº 11: Potencia Activa en PoC con Consignas para determinar mínimo técnico a nivel de planta en PoC.

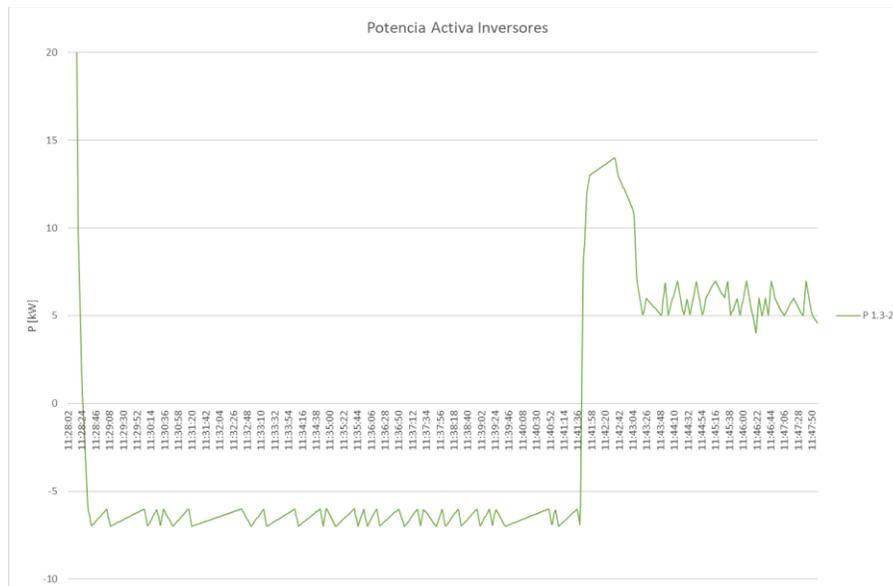


Figura Nº 12: Potencia Activa del inversor 1.3-2 durante la prueba.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en la Intranet de la empresa, es considerada No Controlada (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello "Copia Controlada" en el mismo)

De las Figuras 11 y 12, se puede apreciar que al momento de dar una consigna de potencia activa de 0 MW en el PPC, todos los inversores se encuentran en situación de consumo de potencia, luego se prueba una consigna de 0,2 MW, evidenciando la posibilidad reducir incluso más la potencia en el PoC a 0,1 MW. Debido a esto, se considera que la potencia activa vista en PoC es de 0,1 MW.

A partir del resultado obtenido, se puede observar que el mínimo técnico del parque considerando las pérdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares [8] y [9], como especifica el Anexo IV, provisto por el Coordinador Eléctrico Nacional.

La suma de las pérdidas debido al sistema colector de media tensión y de los transformadores de poder se calcula mediante simulaciones en Power Factory de DigSilent en la base de datos del antecedente [10], considerando una inyección tal en PoC, que sea de una potencia activa de 0,1 MW como fue determinada en la prueba con el control de planta.

Por lo tanto, se presentan los siguientes resultados obtenidos:

- a) Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión de la central: 0,1 MW
- b) Potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central: 0,1377 MW
- c) Pérdidas activas en el transformador de poder de la central: 0,0377 MW
- d) Servicios Auxiliares de la central: 215.578 kW
- e) Pérdidas en el sistema colector del parque e ERNC: 66 kW

Por lo tanto, tomando en consideración todo lo anterior se tiene que el mínimo técnico de generación del parque previo al sistema de colección:

$$P_{MT} = 0,1 \text{ MW} + 0,377 \text{ MW} + 0,215578 \text{ MW} + 0,066 \text{ MW} = 0,76 \text{ MW}$$

6. Conclusiones

En este informe se revisan los antecedentes técnicos de los inversores que componen el parque fotovoltaico Almeyda, describiendo su funcionamiento y comportamiento en régimen permanente y transitorio, con el objetivo final de describir la estrategia de control implementada en el inversor que fija los valores mínimos de potencia (mínimo técnico).

Se confirma, mediante el uso del control de planta, que **el mínimo técnico de la planta Fotovoltaica Almeyda es de 0,76 MW.**

7. Referencias

- [1] ALMEYD_P_EIF_EN_DWG_HVS_103000005 (002)-Modelo.pdf.
- [2] ALMEYD_P_PEE_EN_DWG_EQU_400000002.pdf.
- [3] ALMEYD_P_PEE_EN_DSH_EQU_400000001.pdf.
- [4] ALMEYD_P_PEE_EN_DSH_EQU_400000002.pdf.
- [5] RDO2018.5686G 3300 KVA.pdf.
- [6] RDO2018.5686G 2200 KVA.pdf.
- [7] FSIC310519BI_LVRT_analysis.pdf.
- [8] Statement_Letter_Arranque_Parada_Minimo_Tecnico_rev05.pdf.
- [9] ALMEYD_P_EIF_EN_CST_HVS_103000001.pdf.
- [10] PFAlmeyda_ModeloDetallado_v324.v2.
- [11] ALMEYD_P_PEE_EN_DWG_EQU_400000002.pdf.