



P19012

PARQUE FOTOVOLTAICO HUATACONDO

13.02.2020

Informe Técnico Mínimo Técnico
19012-00-ES-IT-004 Rev 0
Preparado para Eiffage





P19012

HUATACONDO ANEXOS TÉCNICOS

Informe Técnico Mínimo Técnico

I-SEP Ingenieros SpA
Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2875 7643

www.i-sep.cl
empresa@i-sep.cl

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev A	Esteban Canales R.	14.06.19	I-SEP		
Rev B	Esteban Canales R.	25.06.19	Coordinador		
Rev 0	Esteban Canales R.	13.02.20			

CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	4
3. ANTECEDENTES.....	4
4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	5
4.1. Características Inversores ABB PVS980	5
5. REVISIÓN NORMATIVA	7
6. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	8
6.1. Definición de puntos de medición	8
6.2. Cálculo mínimo técnico	9
7. CONCLUSIONES	11
8. ANEXOS	12

1. INTRODUCCIÓN

El Parque Fotovoltaico Huatacondo, ubicado en la Región de Tarapacá, comuna de Pozo Almonte, se encuentra conectado en la Subestación elevadora Santa Rita y consta de 47 inversores ABB PVS980-58-2091kVA-L de 2,091 MW de potencia nominal. En este contexto, Eiffage adjudicó a I-SEP el desarrollo de un Informe de mínimo técnico, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación. En la Figura 1-1 se muestra un diagrama general de la zona en estudio, destacando la ubicación de conexión del parque.

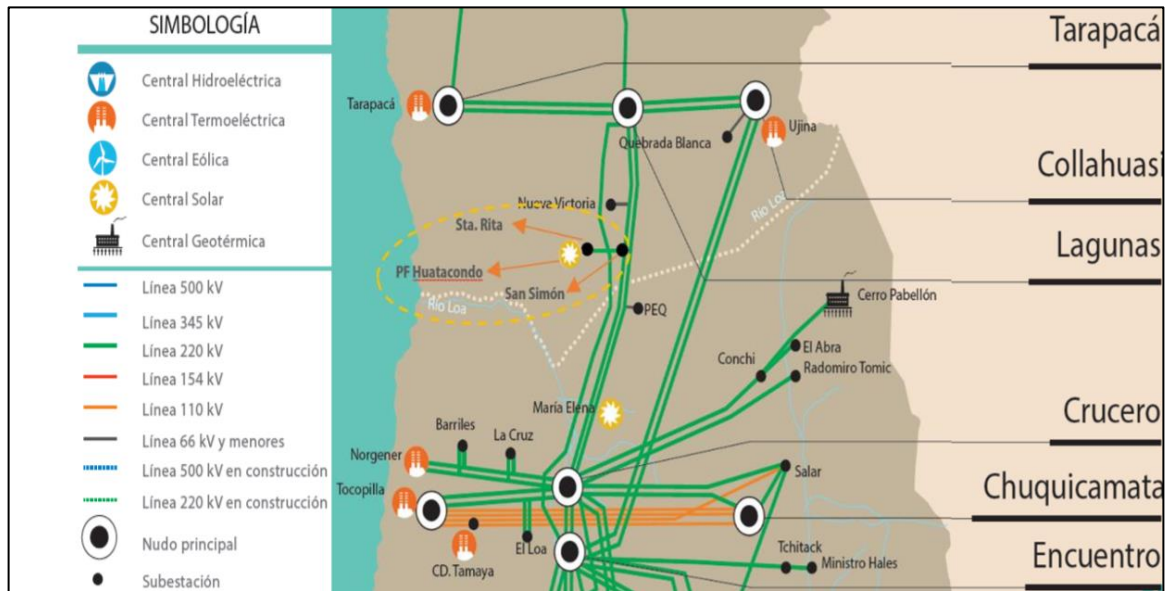


Figura 1-1: Esquema geográfico aproximado – Zona de conexión del proyecto.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene como finalidad establecer el mínimo técnico del Parque Fotovoltaico Huatacondo. Esto según las pruebas realizadas en el parque.

3. ANTECEDENTES

El presente informe ha sido desarrollado con los siguientes antecedentes.

- a) Catálogo del inversor “PVS980 central inverters flyer 3AXD50000027473 RevJ EN Lowres” desarrollado por ABB.
- b) Resultados de mediciones Parque Fotovoltaico Huatacondo 24 de Junio 2019 Desarrollado por Eiffage.
- c) Documento “Inversor 3-1 printing”
- d) Base de datos del estudio N°HUA-EIF-EM-S-601 “Flujos de potencia Parque Fotovoltaico Huatacondo Rev E” entregado por el cliente.

4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Huatacondo se encuentra construido por 47 inversores de 2091 kVA cada uno, de marca ABB modelo PVS980. Se vinculan a la red interna a través de transformadores de relación 0,69 / 23 kV, y luego mediante circuitos colectores se conecta a la subestación transformadora. Allí, la red de MT es elevada a 220 kV por medio de un transformador de 23 / 220 kV, con una capacidad de 115 MVA.

En la Figura 4-1 se muestra el diagrama unilineal de la instalación del parque y su conexión con el Sistema Interconectado.

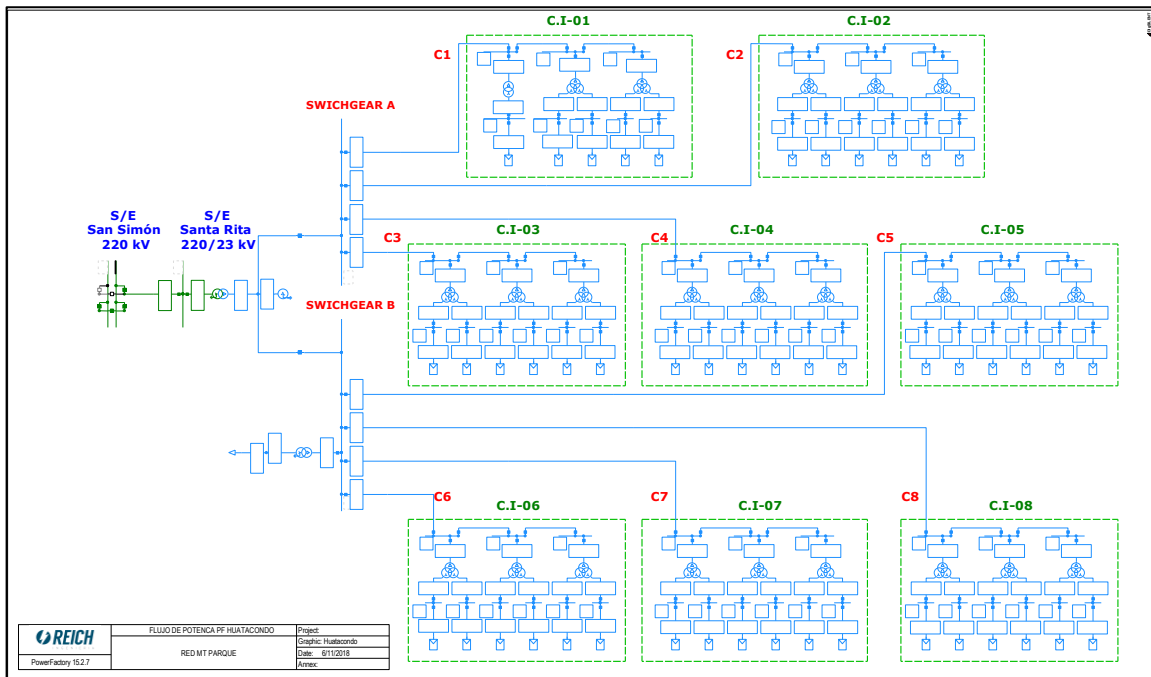


Figura 4-1 Diagrama de conexión del parque.

4.1. Características Inversores ABB PVS980

Los parámetros eléctricos relevantes de los inversores ABB modelo PVS980 utilizados en el proyecto PF Huatacondo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4-1 Parámetros generador fotovoltaico (inversor).

VARIABLE	VALOR
Potencia Nominal Aparente	2,091 MVA
Potencia Activa Máxima	2,091 MW
Tensión Nominal	690 V

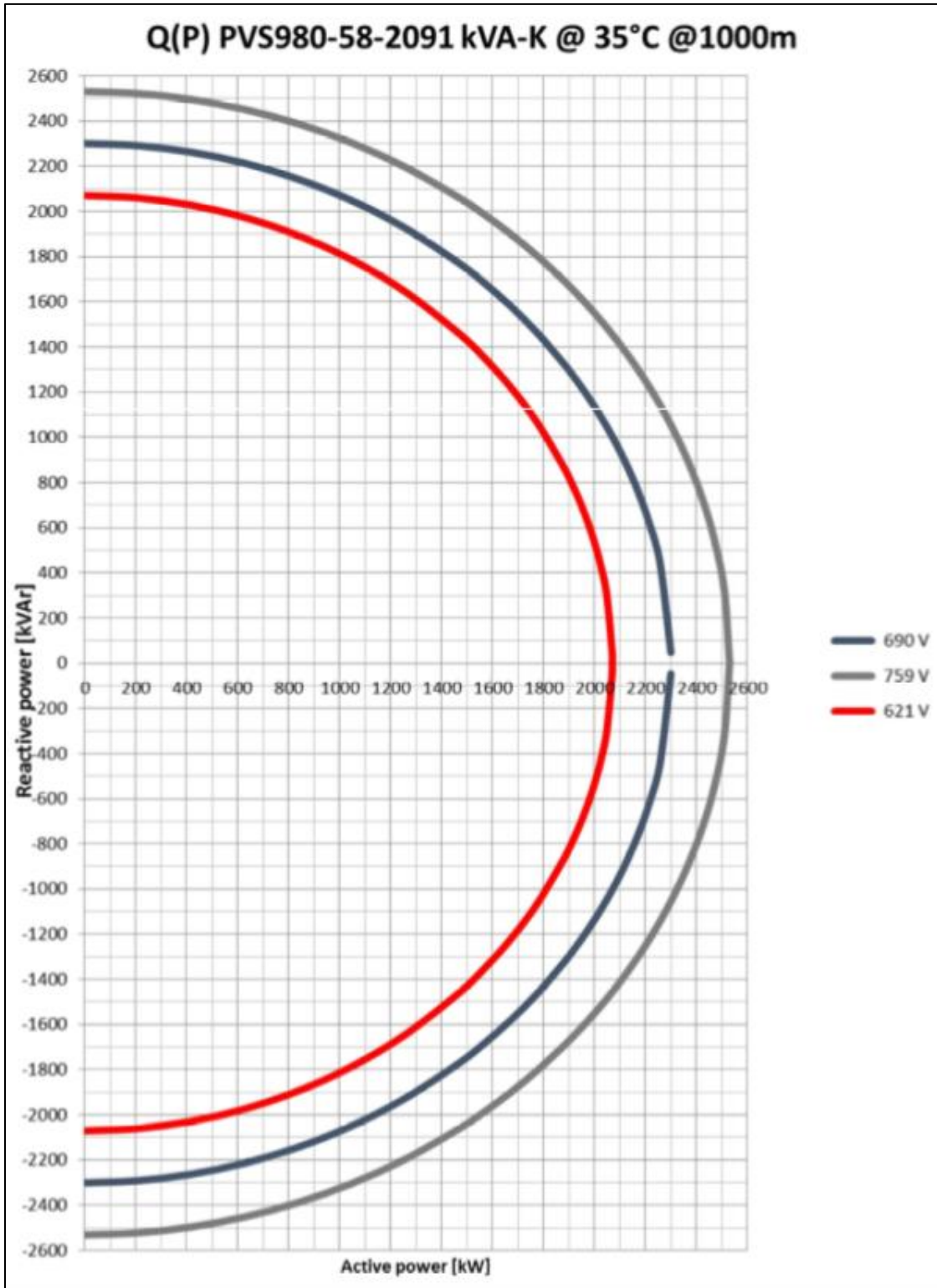


Figura 4-2 Curva de capacidad del inversor.

5. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: Mínimos Técnicos) que son de relevancia para el presente estudio.

Artículo 9: Informe Técnico.

El informe Técnico que respalda el valor Mínimo Técnico o informe de Mínimo Técnico consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

- a) Antecedentes técnicos de diseño.
- b) Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- c) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- d) 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.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo cuyo valor de Mínimo Técnico sea distinto al del combustible principal, deberán entregar los antecedentes requeridos en el presente Anexo para el combustible principal y el alternativo.

Una vez recibido el Informe Técnico, el Coordinador deberá verificar que dicho informe contiene todos los antecedentes especificados en el presente Artículo, para lo cual tendrá un plazo de 15 días hábiles.

En el caso de detectar que existen antecedentes faltantes para un adecuado análisis del Mínimo Técnico informado, el Coordinador solicitará a la Empresa Generadora completar el informe, para lo cual ésta tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando el Coordinador determine que el Informe Técnico entregado por la Empresa Generadora contiene todos los antecedentes necesarios para su análisis, lo publicará en el sitio web del Coordinador y notificará a las empresas Coordinadas sobre el inicio del proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

6. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

6.1. Definición de puntos de medición

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta un parque fotovoltaico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el cual se puede definir lo siguiente:

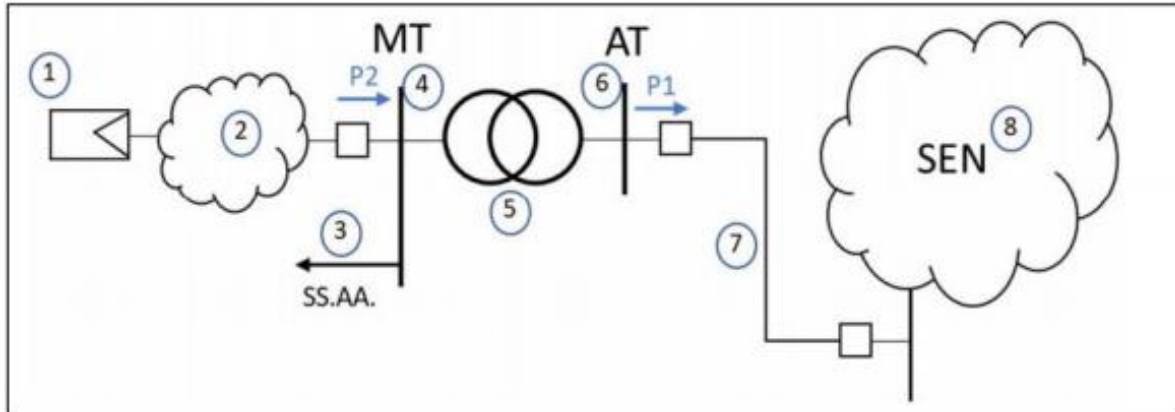


Figura 6-1 Sistema equivalente parque ERNC (Solar o Eólico).

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
6. **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
9. **P1:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.

6.2. Cálculo mínimo técnico

Se realizaron los ensayos para la determinación del mínimo técnico del Parque Fotovoltaico Huatacondo el día 24 de Junio del 2019. Dichos ensayos consistieron en el cambio de consigna de la generación de potencia activa a 25 y 0 MW durante un lapso de tiempo, mientras que en forma simultánea se realizaban las medidas para determinar el mínimo técnico del parque y la potencia inyectada en la barra de alta tensión (P1). Posteriormente se da la orden de partida para reestablecer la operación del parque.

En la Figura 6-2 se observa el gráfico de potencia para las pruebas mínimo técnico realizadas en el Parque Fotovoltaico Huatacondo, obtenido por medio del antecedente (b). Para la obtención del mínimo técnico se calcula un promedio aritmético de las mediciones de potencia desde la detención hasta que se da la señal de partida.

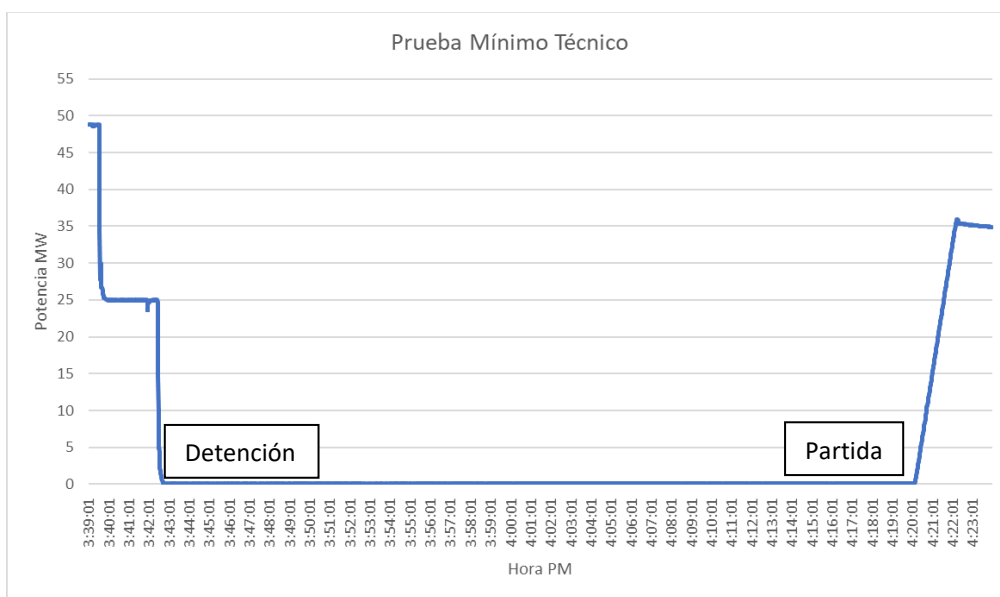


Figura 6-2 Gráfico de potencia para prueba de mínimo técnico – 24 junio 2019.

En virtud de lo señalado, en la siguiente tabla se indica la potencia promedio inyectada en la barra de alta tensión del parque (P1) bajo la consigna de potencia activa de 0 MW.

Tabla 6-1 Mínimo Técnico Parque Fotovoltaico Huatacondo.

PARÁMETRO	POTENCIA [MW]
Potencia inyectada en la barra de AT (P1)	0,055

Según el antecedente (c), la potencia mínima técnica de cada inversor corresponde al 0,5% de la capacidad nominal (2,091 MW) señalada en el antecedente (a), obteniéndose como resultado una capacidad mínima de 10,45 kW, el cual corresponde a un valor teórico.

Finalmente, con los resultados obtenidos del ensayo se puede determinar el mínimo técnico del parque considerando las pérdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares, tal y como se especifica en la siguiente ecuación:

$$MinTec = P1 + P_{trafo} + P_{colector} + SSAA$$

Donde

P1:	Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
P_{trafo}	Perdidas activas en el transformador de poder de la central [MW].
$P_{colector}$	Perdidas en el sistema colector del parque ERNC [MW].
SSAA	Consumo asociado a los Servicios Auxiliares del parque [MW].

La suma de las pérdidas del sistema colector de media tensión y de los transformadores de poder se calcula mediante simulaciones en la base de datos del antecedente (d), considerando una inyección de 13,6 kW por inversor para que el PF inyecte 0,055 MW de potencia en la salida, posteriormente se obtiene como resultado 0,24 MW de pérdidas en el sistema colector y en los transformadores (Ver Figura 8-1 de anexos). Por otro lado, la estimación de los consumos auxiliares resulta en un valor de 0,347 MW, obteniéndose del promedio de los registros de potencia en la barra de alta tensión del parque en las horas sin sol del día 12 de junio 2019. En virtud de lo señalado, el mínimo técnico del parque se determina de acuerdo con lo siguiente:

$$MinTec = 0,055 + 0,24 + 0,347 = 0,642 \text{ MW}$$

En consecuencia, considerando la metodología descrita en el presente informe, se calcula que el mínimo técnico del Parque Fotovoltaico Huatacondo es de 0,642 MW.

Por otra parte, para estimar el mínimo técnico por inversor, se realizan mediciones en el lado de alta tensión del transformador de bloque, cambiando la consigna de potencia activa a 0 MW en el inversor.

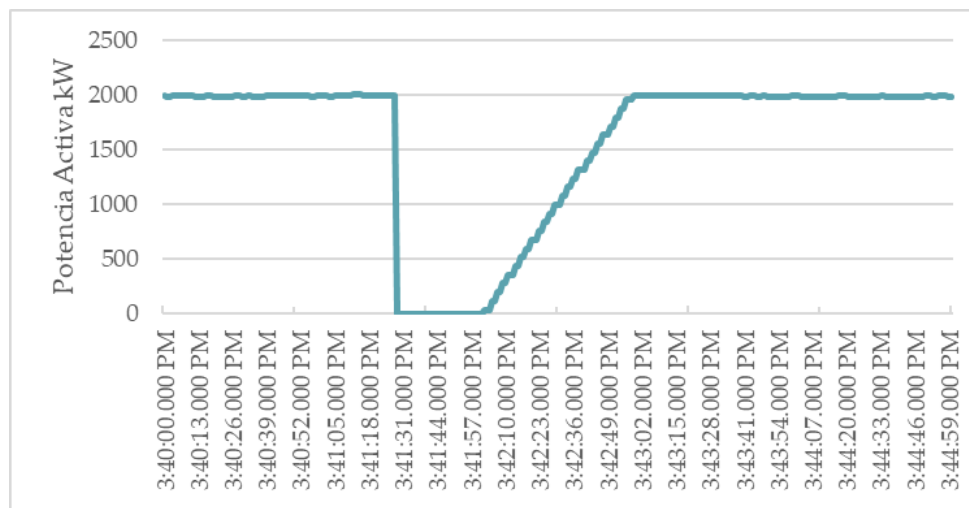


Figura 6-3 Mediciones de potencia activa en lado de alta en el transformador de bloque realizadas el día 12-02-20.

Finalmente, la media aritmética obtenida de las mediciones realizadas para el cambio de consigna a 0 MW de potencia activa corresponde a 3,82 kW por inversor.

7. CONCLUSIONES

Se obtuvo el parámetro de mínimo técnico para el Parque Fotovoltaico Huatacondo según los datos obtenidos en las pruebas, calculando la media aritmética desde la detención a partir de 3:42:39 PM hasta la señal de partida en 4:20:07, sumando las pérdidas del sistema colector y el consumo de los servicios auxiliares quedando establecido que este corresponde a 0,642 MW para el parque. Por otra parte, al realizar mediciones en el lado de alta del transformador de bloque de los inversores se obtiene que el mínimo técnico por inversor corresponde a 3,82 kW.



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P19012

PARQUE FOTOVOLTAICO HUATACONDO

13.02.2020

Informe Técnico Mínimo Técnico
19012-00-ES-IT-004 Rev 0
Preparado para Eiffage

ANEXO I

P19012

ANTECEDENTES

Grid: Grid		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	75	No. of Terminals	1	No. of Lines	25
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	23	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0.63 MW	-0.47 Mvar	0.79 MVA			
External Infeed	=	-0.05 MW	0.00 Mvar	0.05 MVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Load P(U)	=	0.35 MW	-0.00 Mvar	0.35 MVA			
Load P(Un)	=	0.35 MW	0.00 Mvar	0.35 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	0.24 MW	-0.47 Mvar				
Line Charging	=		-0.47 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	98.28 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.80 [-]					
Load/Motor	=	1.00 / 0.00 [-]					

Figura 8-1 Pérdidas sistema colector y transformadores mínimo técnico.


					
Index	Name	Value	Unit	Min	Max
16	Min power for sleep	0,5	%	0,0	100,0
17	Disconnection delay for sleep-mode	20	min	0	2000
18	Evening cool down delay	40	min	0	2000

Figura 8-2 Porcentaje de potencia mínima.

ANEXO II

P19012

ARREGLOS Y CANTIDAD DE INVERSORES

Tabla 8-1 Detalles de paneles por inversor

INVERSOR	NRO. MÓDULOS	POTENCIA MODULO [W]
01-01	6780	330
02-01	6600	330
02-02	6420	330
03-01	6660	330
03-02	6720	330
04-01	6660	330
04-02	6720	330
05-01	6660	330
05-02	6720	330
06-01	6660	330
06-02	6720	330
07-01	6660	330
07-02	6720	330
08-01	6660	330
08-02	6720	330
09-01	6660	330
09-02	6720	330
10-01	6660	330
10-02	6720	330
11-01	6660	330
11-02	6720	330
12-01	6660	330
12-02	6720	330
13-01	6660	330
13-02	6720	330
14-01	6660	330
14-02	6720	330
15-01	6660	330
15-02	6720	330
16-01	6660	330
16-02	6720	330
17-01	6660	330
17-02	6720	330
18-01	6660	325
18-02	6660	325
19-01	6660	325
19-02	6660	325
20-01	6660	325
20-02	6660	325
21-01	6660	325
21-02	6660	325

INVERSOR	NRO. MÓDULOS	POTENCIA MODULO [W]
22-01	6660	330
22-02	6660	330
23-01	6660	330
23-02	6660	330
24-01	6660	330
24-02	6660	330