



INFORME TÉCNICO
DETERMINACIÓN DE MÍNIMOS TÉCNICOS
PARQUE FOTOVOLTAICO JAVIERA



CONTROL DE VERSIÓN Y REVISIÓN

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Observación
2	30/10/2018	CS / DC	DC	MC/DCC	-
1	26/05/2018	CS / DC	DC	MC/DCC	-

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Contenido.....	1
Resumen Ejecutivo	2
1. Aspecto Normativo	2
1.1. Determinación de mínimo Técnico	2
2. Aspecto Técnicos de Diseño Parque Fotovoltaico Javiera.....	3
3. Antecedentes de Operación de Parque Fotovoltaico Javiera	5
4. Justificaciones que describen fuentes de inestabilidad del Parque Fotovoltaico Javiera.....	6
5. Modelo cuantitativo para la determinación de la potencia mínima.....	7
5.1. Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC.....	8
5.2. SSAA: Servicios Auxiliares de la central.	11
5.3. P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central. 12	
5.4. Ptrafo: Pérdidas Activas en el transformador de poder de la central.	12
5.5. P1: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión de la central...14	
6. Conclusiones.....	16

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Javiera, basado en los criterios establecidos en los Anexos Técnicos: Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras.

1. ASPECTO NORMATIVO

1.1. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El Anexo Técnico de Mínimos Técnicos, establece en su Artículo 9 que la Empresa Generadora deberá proporcionar a la Dirección de Operaciones los antecedentes que respaldan el valor de Mínimo Técnico informado, incluyendo los supuestos y metodologías utilizadas para establecer dicho valor, los que deberán recoger las recomendaciones entregadas por el fabricante y antecedentes operativos que hayan sido registrados durante la operación de la respectiva unidad generadora.

El Informe Técnico que respalda el valor de Mínimo Técnico o Informe de Mínimo Técnico, consiste en un documento que describe 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.

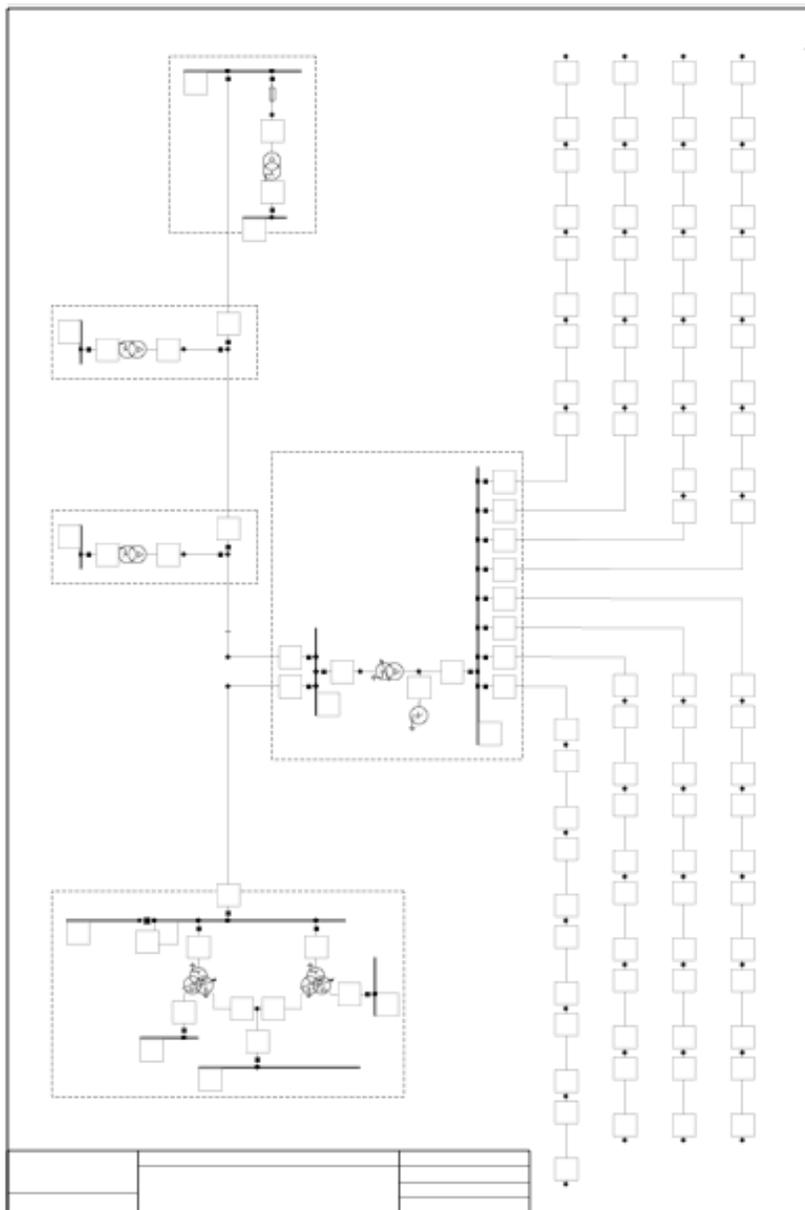
Este informe debe contener, al menos, la siguiente información:

- 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.

2. ASPECTO TÉCNICOS DE DISEÑO PARQUE FOTOVOLTAICO JAVIERA

El parque fotovoltaico Javiera posee una potencia aparente máxima de 65 [MW] y su punto de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional corresponde a la línea de transmisión Taltal – Diego de Almagro de 110kV. En el Anexo N°1 y N°2, se adjunta el diagrama unifilar del parque fotovoltaico considerando el nivel de tensión de 110kV y 22kV, respectivamente. En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar simplificado del parque fotovoltaico Javiera:

Figura 2-1: Diagrama unilíneal de Parque Fotovoltaico Javiera



Los inversores son provistos por el fabricante INGETEAM, modelo PowerMax 690 X360 DCAC Indoor. Estos inversores se vinculan a la red de 22kV a través de transformadores de media tensión, siendo 2 inversores por centro de transformación. Para un total de 46 centros de transformación, encontrándose instalados 92 inversores.

Las características técnicas de cada inversor son las siguientes:

Figura 2-2: Características técnicas de Inversores Parque Fotovoltaico Javiera

690TL X360 DCAC Indoor	
Input (DC)	
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	697.1 - 894.9 kWp
Voltage Range MPP	524 - 820 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,050 V
Maximum current	1,350 A
Nº inputs with fuse holders	12 (extendable up to 16)
Fuse dimensions	63 A / 1,000 V to 630 A / 1,000 V
Type of connection	Connection to copper bars
Power blocks	3
MPPT	1
Output (AC)	
Power @30 °C / @45 °C ⁽³⁾	748.2 kVA / 688.4 kVA
Current @30 °C / @45 °C	1,200 A / 1,104 A
Rated voltage	360 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz
Phi Cosine ⁽⁴⁾	1
Phi Cosine adjustable	Yes. Smax=748.2 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁵⁾	<3%

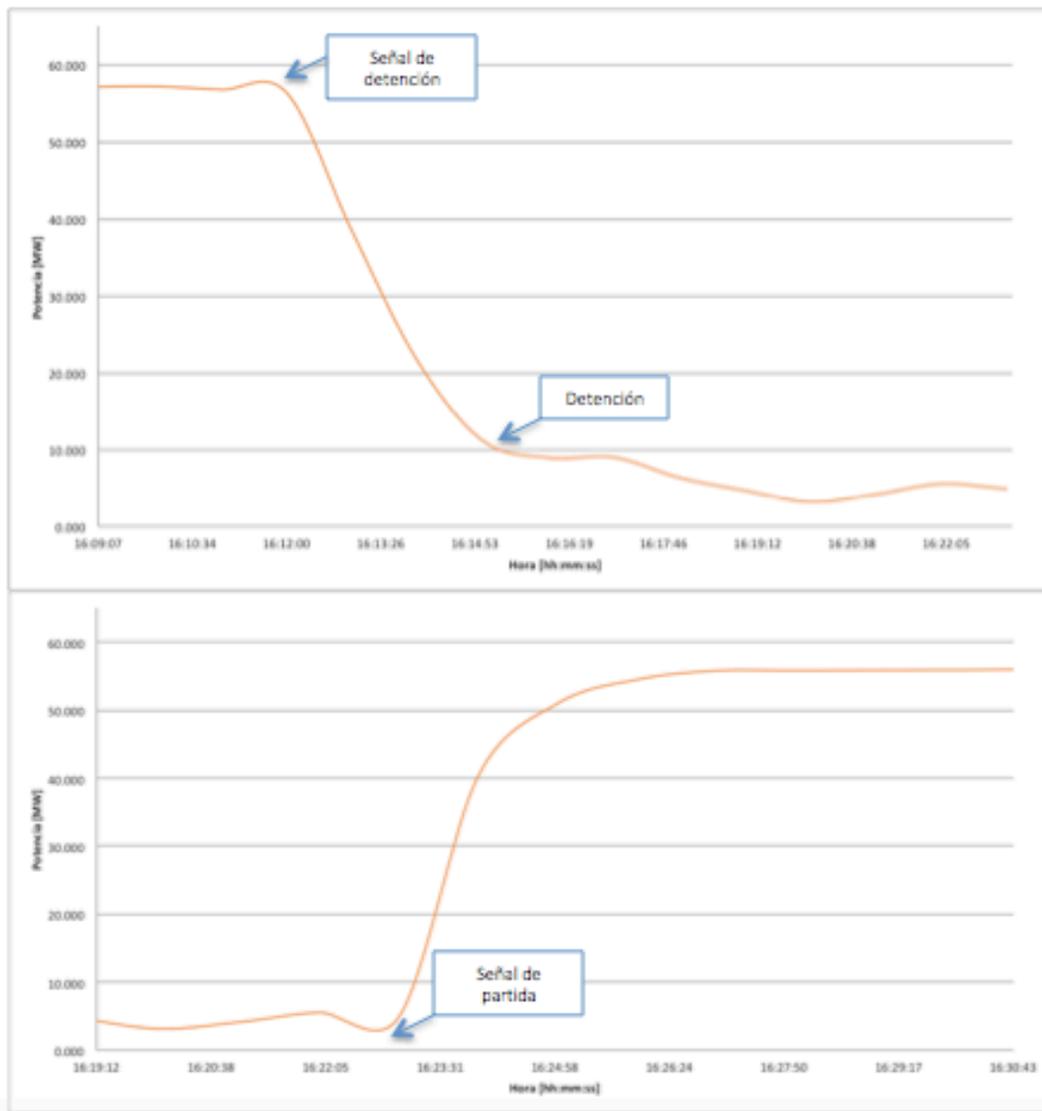
En el Anexo N°3 se adjunta información técnica adicional sobre estos inversores.

Finalmente, la energía generada es inyectada a través de 8 circuitos colectores que se conectan en la subestación transformadora S/E Javiera, lo cual se puede observar en el diagrama unifilar adjunto en el Anexo N°2.

3. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO JAVIERA

Los siguientes antecedentes de operación consisten en las medidas de potencia de mínima técnica con fecha del día 25 de mayo de 2017, en los que se muestran dos niveles distintos de generación del parque fotovoltaico, desde una potencia de 57 [MW] (máxima capacidad del recurso) hasta su valor de mínimo técnico establecido en 3,168 [MW], donde la central presenta una pequeña dificultad de seguimiento de la consigna mínima del parque. De acuerdo a los valores registrados, se constata que el parque fotovoltaico Javiera tiene un nivel de 3,168 [MW] de mínimo técnico, logrando un error medio de seguimiento de consigna de un 10% (orden 2, proporcional e integral).

Figura 3-1: Registro de mínimo técnico día 25 de mayo de 2017.



Los antecedentes de operación del parque fotovoltaico Javiera empleados corresponden al registro de mediciones realizados el día 25 de mayo del 2017, con presencia de recurso de radiación solar normal. En el se observa que el parque fotovoltaico puede generar desde la potencia mínima de 3,168 [MW], con error medio aceptable para el seguimiento de consigna con una presencia de recurso para generación de 57 [MW].

4. JUSTIFICACIONES QUE DESCRIBEN FUENTES DE INESTABILIDAD DEL PARQUE FOTOVOLTAICO JAVIERA

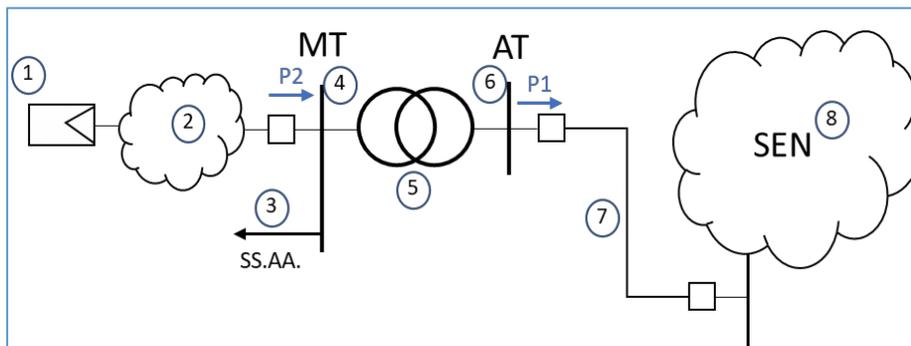
En función al registro de potencia realizado el día 25 de mayo de 2017, se verifica que el parque fotovoltaico Javiera puede generar en el rango definido entre los valores de mínimo técnico de 3,168 [MW] con posibilidad de inyección para ese día de una potencia de 57 [MW]. Para la potencia mínima establecida, la central no sufrió desconexión de inversores, que puede ser lo usual debido a la baja toma de carga por el inversor que se encuentra no en su punto óptimo de operación.

5. MODELO CUANTITATIVO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÍNIMA

El presente capítulo tiene por finalidad establecer el valor de Mínimo Técnico del parque fotovoltaico Javiera, basado en el criterio establecido en el Anexo Técnico “Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras”, enviado por el Coordinador Eléctrico Nacional a través de la comunicación “CEN-GO-DCO-MT- FV Javiera-V1”, con fecha 24 de septiembre del 2018.

Considerando el documento “Anexo 1: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC”, se presenta el siguiente sistema equivalente que representa al parque fotovoltaico Javiera conectado al sistema.

Figura 5-1: Modelo del sistema equivalente simplificado que representa a parque fotovoltaico Javiera



Los componentes del parque fotovoltaico Javiera 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.

Considerando lo anterior, se calculan los valores de P1 y P2 a continuación según lo siguiente:

- a) P1: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión de la central.
- b) P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central.
- c) Ptrafo: Pérdidas Activas en el transformador de poder de la central.
- d) SSAA: Servicios Auxiliares de la central.
- e) Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC.

A través de las siguientes fórmulas se definirá, según lo presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional, el mínimo técnico del parque fotovoltaico Javiera.

$$MinTec = P_1 + P_{trafo} + SSAA + P_{colector}$$

A continuación se calculará el valor de cada uno de estos parámetros mencionados en el capítulo anterior para definir la potencia inyectada a la barra de alta tensión:

5.1. PCOLECTOR: PÉRDIDAS EN EL SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE ERNC.

Las pérdidas del sistema colector se considerarán como las presentes en los siguientes elementos pertenecientes al sistema colector de la central:

- Inversores, los cuales son 92 en total.
- Pérdidas óhmicas en Corriente Alterna (estimativa)
- Transformador asociado a la estación solar, los cuales son 46 unidades

Inversor

La potencia de consumo de los inversores en operación corresponde a 90 W. A continuación se indica la tabla de características del inversor, donde se destaca el consumo del inversor en funcionamiento.

Tabla 1: Principales características del inversor INGECON, modelo 690TL X360 DCAC Indoor

Features	
Maximum efficiency	99.1%
Euroefficiency	98.9%
Stand-by consumption [®]	90W
Consumption at night	90W

Considerando la existencia de 92 inversores, el consumo del conjunto de inversores sería el producto entre número total de inversores y la potencia de consumo propio de cada unidad:

$$L_{total\ inversores} = n_{inversores} \cdot P_{consumo\ propio} = 92 \cdot 90[W]$$

$$L_{total\ inversores} = 8280 [W] = 8,28 [kW]$$

La potencia de salida de los inversores será la diferencia entre el valor de potencia mínima, menos el valor de potencia de consumo propio del conjunto de inversores:

$$P_{out\ inversor} = P_{mín\ consigna} - L_{inversores}$$

$$P_{out\ inversor} = P_{mín\ consigna} - 0,00828 [MW]$$

Pérdidas óhmicas en corriente alterna (desde inversor hasta estación colectora)

Las pérdidas óhmicas en corriente alterna serán estimadas a partir de valores que se encuentran en la literatura. En particular se estimará considerando el valor extraído del software de modelación fotovoltaica PVSYST V5.64, donde se estima que el porcentaje de pérdidas óhmicas en promedio anual es de **0,4% de la generación**.

Considerando lo anterior, se estimará el valor de pérdidas óhmicas como el producto entre el porcentaje de pérdidas mencionado anteriormente, por el valor de potencia mínimo de salida de los inversores.

$$L_{CA\ óhmica} = [\%]_{loss\ CA} \cdot P_{out\ inversor}$$

$$L_{CA\ óhmica} = 0,4 [\%] \cdot P_{out\ inversor}$$

La potencia mínima después de haber considerado las pérdidas óhmicas será el siguiente:

$$P_{out\ CA} = P_{out\ inversor} - L_{CA\ óhmica}$$

$$P_{out\ CA} = P_{mín\ consigna} - 0,00828 - 0,4 [\%] \cdot P_{out\ inversor} [MW]$$

$$P_{out\ CA} = P_{mín\ consigna} - 0,00828 - 0,4 [\%] \cdot (P_{mín\ consigna} - 0,008) [MW]$$

$$P_{out\ CA} = 99,6 [\%] * (P_{mín\ consigna} - 0,00828) [MW]$$

Estación Solar

Las pérdidas asociadas a los transformadores de poder de las estaciones solares serán estimadas considerando la potencia a plena carga y el índice de carga (*C*) aproximado de la central. Al encontrarse conectadas las estaciones en paralelo a la barra de media tensión,

se considerará la inyección total de la potencia mínima por la cantidad total de las estaciones solares como si fuese una sola unidad.

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot (P_{cobre} + P_{hierro}) (*)$$

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot (C^2 \cdot L_{con\ carga} + L_{sin\ carga}) (*)$$

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot \left[\left(\frac{P_{out\ CA}}{P_{nom\ trafo} [kVA] \cdot n_{trafo}} \right)^2 \cdot L_{con\ carga} + L_{sin\ carga} \right] [MW]$$

1

A continuación se describe cada componente nuevo:

- $P_{nom\ trafo} [kVA]$: Potencia nominal del transformador de la estación solar. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares de 2400 [kVA] según la especificación técnica.

Figura 5-2: Características de transformador de poder de la estación solar

Technical Specification – Item 10

Characteristic	
Product name	Dry Type CAST-COIL Transformer
Application	Solar Inverter, THD <5%
Country of origin	Spain
Rated power	[kVA] 2400, equivalent power (harmonic effects already considered on this power)

- n_{trafo} : Número total de transformadores de poder de las estaciones solares, en total.
- $L_{con\ carga}$: Potencia de pérdidas en plena carga. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares, y que tiene un valor de 20620 [W].
- $L_{sin\ carga}$: Potencia de pérdidas en vacío. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares, y que tiene un valor de 3380 [W].

(*) Referencia de fórmula, link <http://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trafos.pdf>

Figura 5-3: Características de transformador de poder de la estación solar

Performance values		
Standards		IEC 60076-11
Impedance HV->LV1+LV2	[%]	7 (±10% Tol.)
Impedance HV->LV1, HV->LV2	[%]	6 (±10% Tol.)
No load losses	[W]	3380 (+15% Tol.)
Load losses at 120 °C	[W]	20620 (+15% Tol.)
Sound power level (LWA)	[dB(A)]	75
Sound pressure level at 1m (LPA)	[dB(A)]	<65

Remplazando los valores se obtiene el valor de la potencia consumida por los transformadores de poder de las estaciones solares:

$$P_{loss\ trafo} = 46 \cdot \frac{\left[\left(\frac{P_{out\ CA}}{2400[kVA]} \cdot 46 \right)^2 20620 + 3380 \right]}{1000000} [MW]$$

Finalmente, la potencia en los terminales de salida de la estación solar es la siguiente:

$$P_{out\ solar\ station} = P_{out\ CA} - L_{out\ trafo}$$

$$P_{out\ solar\ station} = 99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,008) - 46 \cdot \frac{\left[\left(\frac{(99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,008) -)}{2400[kVA]} \cdot 46 \right)^2 20620 + 3380 \right]}{1000000} [MW]$$

5.2. SSAA: SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL.

Se supondrá un valor de referencia, considerando un 85% de la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares de la central, considerando las cargas continuas como discontinuas.

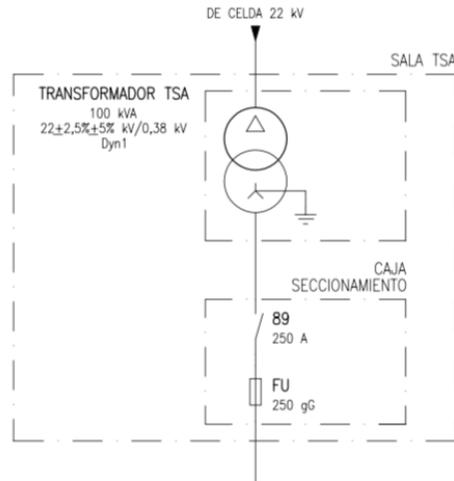


Figura 5-4: Transformador de SSAA de S/E Javiera Solar

Según la Figura 5-4 se puede observar que la potencia nominal del transformador de servicios auxiliares es de 100 [kVA]. Por lo tanto, el supuesto de potencia nominal será 85 [kVA], considerando la suma de cargas continuas y discontinuas de los servicios auxiliares de la subestación.

$$L_{SSAA} = SSAA_{cargas\ continuas} + SSAA_{cargas\ discontinuas} \approx 0,085 [MW]$$

5.3. P₂: POTENCIA ACTIVA INYECTADA EN LA BARRA DE MEDIA TENSIÓN DE LA CENTRAL.

La potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central es igual al valor de la potencia que sale de la estación solar, menos la potencia consumida por los Servicios Auxiliares.

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - L_{SSAA}$$

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - 0,085 [MW]$$

5.4. PTRAF0: PÉRDIDAS ACTIVAS EN EL TRANSFORMADOR DE PODER DE LA CENTRAL.

Las pérdidas asociadas al transformador de poder serán estimadas considerando un transformador de poder de similares características de un proyecto solar. La potencia de pérdidas en el transformador de poder se calcula considerando las pérdidas en el cobre y en el hierro.

$$P_{loss\ trafo} = P_{cu} + P_{fe}$$

Pérdidas en el cobre (P_{cu}): Corresponde al producto potencia a plena carga y el índice de carga (C) aproximado del transformador de poder.

$$P_{cu} = C \cdot L_{nominal\ load}$$

$$P_{cu} = \left(\frac{P_2}{P_{nom\ trafo} [MVA]} \right)^2 \cdot L_{nominal\ load} [W]$$

- $L_{nominal\ load}$: Potencia de pérdidas en plena carga, el cual se obtiene de las características técnicas del transformador de poder (de supuesto y referencia) en carga ONAN, y que tiene un valor de 146155 [W].
-

Figura 5-5: Características de transformador de poder de la estación solar

Tap Position			%Imp.	X/R Ratio	No Load Loss [W]	PR Loss [W]	The other Loss [W]	Load Loss [W]	Total Loss [W]	Base Power [MVA]
HV	XV									
10R	NONE	-	8.40	40.57	44339	125787	18930	144717	189056	70
10R	NONE	-	14.04	40.57	44339	351411	53618	405029	449368	117
N	NONE	-	8.07	38.60	44339	130205	15950	146155	190494	70
N	NONE	-	13.49	38.64	44339	363751	44143	407894	452233	117
10L	NONE	-	8.11	32.43	44339	157117	17765	174882	219221	70
10L	NONE	-	13.55	32.48	44339	438935	48799	487734	532073	117

*Testing is performed 50hz

- $P_{nom\ trafo} [MVA]$: Potencia nominal del transformador de poder, se considerará 70 [MVA] según lo apreciado en la imagen anterior, en su condición ONAN.

Reemplazando, se obtienen las pérdidas del transformador de poder:

$$L_{out\ trafo} = \left(\frac{P_2}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 [W]$$

Pérdidas en el hierro (P_{fe}): Corresponde a un valor constante obtenido a través de la prueba del ensayo en vacío, en este caso 44339 [W].

La potencia de salida en el transformador de poder, en el lado de alta tensión, es el siguiente:

$$L_{out\ trafo} = \left(\frac{P_2 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 + 44339 [W]$$

$$P_{out\ trafo} = P_2 - L_{out\ trafo}$$

$$P_{out\ trafo} = P_2 - \left(\frac{P_2 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 - 44339 [W]$$

5.5. P1: POTENCIA ACTIVA INYECTADA EN LA BARRA DE ALTA TENSIÓN DE LA CENTRAL.

Se tiene que la potencia en la barra de alta tensión de la central es equivalente a la potencia de salida del transformador de poder principal, por lo cual P_1 sería igual a $P_{out\ trafo}$:

$$P_1 = P_{out\ trafo}$$

Resumiendo, para obtener los valores solicitados del modelo cualitativo se tiene lo siguiente:

- P1: Potencia activa inyectada por el parque en la barra de alta tensión del parque eólico [MW].**
En base a las mediciones obtenidas, se parte de la base que la potencia inyectada en la barra de alta tensión es de 3.168 [MW].
- P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].**

Resolviendo la ecuación obtenida en el punto 5.4 es posible obtener el valor de P2. Considerando dicha ecuación y el valor de P1 como referencia y en unidades de [MW], igual a la potencia de salida del transformador de poder, como el valor de potencia mínima, se tiene lo siguiente:

$$P_{out\ trafo} = P_1 = \frac{\left(P_2 - \left(\frac{P_2 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 - 44339 \right)}{1000000} [MW]$$

$$3.168 [MW] = P_2 - \left(\frac{P_2 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 0.146155 - 0.044339 [MW]$$

$$P_2 = 3.212 [MW]$$

- Ptrafo: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].**
Resolviendo la ecuación obtenida en el punto 5.4 es posible obtener el valor de transformador de poder de la central.

$$L_{trafo} = \left(\frac{P_2 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 + 44339 [W]$$

$$L_{trafo} = \left(\frac{3.212 [MW]}{70 [MVA]} \right)^2 \cdot 146155 + 44339 [W]$$

$$L_{trafo} = 0.044 [kW]$$

4. **SSAA: Servicios Auxiliares de la central [kW].**

Estas pérdidas son fijas, y corresponden a las obtenidas en el punto 5.2 del informe, 85 [kW].

5. **Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque fotovoltaico [kW].**

Según la ecuación obtenida en el punto 5.3 se tiene que la potencia de salida en la estación solar es la siguiente:

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - L_{SSAA}$$

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - 0.085 [MW]$$

Donde se puede obtener el valor de la potencia de salida de la estación al conocer el valor de P2.

$$P_{out\ solar\ station} = 3.297 [MW]$$

Con este valor es posible resolver la ecuación obtenida en el punto 5.1, despejando el valor de potencia mínima de consigna y así obteniendo la potencia del colector:

$$P_{out\ solar\ station} = 99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,00828) - 46 \cdot \frac{\left[\left(\frac{99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,00828)}{2400 [kVA] \cdot 46} \right)^2 20620 + 3380 \right]}{1000000} [MW]$$

$$3.297 [MW] = 99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,00828) - 46 \cdot \frac{\left[\left(\frac{99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,00828)}{2400 [kVA] \cdot 46} \right)^2 20620 + 3380 \right]}{1000000} [MW]$$

$$P_{min\ consigna} = 3.4746 [MW]$$

Por lo tanto, la potencia del colector será la siguiente:

$$P_{colector} = 46 \cdot \frac{\left[\left(\frac{99,6 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0,00828)}{2400 [kVA] \cdot 46} \right)^2 20620 + 3380 \right]}{1000000} [MW]$$

$$P_{colector} = 0.1555 [MW]$$

6. CONCLUSIONES

De acuerdo a lo expuesto en el presente informe, se concluye que los parámetros de mínimo técnico del parque Fotovoltaico Javiera corresponde a 3,168 [MW].

Los principales resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2: Valores de potencia mínima del parque fotovoltaico Javiera

Parámetro	Parque Fotovoltaico Javiera
Mínimo Técnico	3,168 [MW]
Mínimo Técnico considerado como porcentaje de Potencia nominal del PFV Javier	4,87 [%] aproximado 5%

Tabla 6-1: Valores de modelo cuantitativo

Parámetro	Valores calculados
P1: Potencia activa inyectada por el parque en la barra de alta tensión del parque fotovoltaico [MW]	3.168 [MW]
P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW]	3.212 [MW]
Ptrafo: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].	44.646 [kW]
SSAA: Servicios Auxiliares de la central [kW].	85 [kW]
Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque fotovoltaico [kW].	155.48 [kW]

Lo anterior se establece para garantizar el error medio del seguimiento de consigna de la central, donde su potencia mínima a inyectar se establece en un 5%, sin sufrir desconexiones totales o parciales de inversores de la red.

Sin perjuicio de lo anterior, para lograr una consigna baja de la central, el sistema de control bloquea inversores tratando de optimizar el punto de operación, para lo cual el mismo proveedor nos ha indicado que no es eficiente dicha operación entregando la siguiente curva que respalda conclusiones obtenidas, donde no es posible definir su eficiencia con carga menor a un 5%.

Figura 6-1: Curva característica técnica de eficiencia del inversor utilizado

