



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

P21011

INFOTÉCNICA Y ANEXOS TÉCNICOS PROYECTO PF VALLE DEL SOL

14.03.2023

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.

21011-00-ES-IT-013 Rev. 0

Preparado para ENEL GREEN POWER CHILE S.A.





P21011

INFOTÉCNICA Y ANEXOS TÉCNICOS

PROYECTO PF VALLE DEL SOL

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en
Unidades Generadoras.
21011-00-ES-IT-013 Rev. 0

I-SEP Ingenieros SpA
Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2604 8635

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

| REVISIÓN | PREPARADO POR | FECHA | REVISADO POR | FECHA | COMENTARIOS |
|----------|-----------------|------------|--------------|-------|----------------------------------|
| Rev. A | Natalia Jara Z. | 27-02-2023 | I-SEP | | Emitido para su revisión interna |
| Rev. B | Natalia Jara Z. | 10-03-2023 | | | |
| Rev. 0 | Natalia Jara Z. | 14-03-2023 | | | |

CONTENIDOS

| | |
|---|---|
| 1. IDENTIFICACIÓN | 4 |
| 2. INTRODUCCIÓN | 4 |
| 3. OBJETIVOS Y ALCANCE | 6 |
| 4. ANTECEDENTES..... | 6 |
| 5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE..... | 7 |
| 5.1. TRANSFORMADORES ELEVADORES 220/33 KV | 7 |
| 5.4. INVERSORES PV VALLE DEL SOL..... | 7 |
| 5.5. TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,6/0,6 KV | 8 |
| 5.6. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PV VALLE DEL SOL | 9 |
| 5.7. TRANSFORMADOR ZIG-ZAG | 12 |
| 5.8. MODELADO DETALLADA DEL PV VALLE DEL SOL | 12 |
| 6. REVISIÓN NORMATIVA..... | 13 |
| 7. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO..... | 14 |
| 7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN | 14 |
| 7.2. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO | 15 |
| 8. CONCLUSIONES..... | 18 |
| 9. ANEXOS | 19 |
| | |
| ANEXO I | RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY |
| ANEXO II | REGISTROS |
| ANEXO III | BASE DE DATOS |

1. IDENTIFICACIÓN

| | | |
|------------------------------------|---|-----------------------------|
| ◆ Nombre del Proyecto | : | PF Valle del Sol |
| ◆ Número Único de Proyecto (NUP) | : | 1210 |
| ◆ Empresa Propietaria del Proyecto | : | Enel Green Power Chile S.A. |

2. INTRODUCCIÓN

Enel Green Power Chile se encuentra gestionando la entrada en operación del proyecto Valle del Sol, NUP 1210, consiste en un parque fotovoltaico ubicado en la comuna María Elena, Región de Antofagasta, Chile. Contempla un total de 84 inversores SUNWAY TG de 2120 kW con una inyección de 149,9 MW al SEN. La energía inyectada por el parque es evacuada a través de circuitos de 33 kV que se conectan a las instalaciones de transformación de 33/220 kV ubicadas en la S/E Valle del Sol, la que a través de la línea de transmisión Valle del Sol – Miraje 220 kV se conecta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En este contexto, se adjudicó a I-SEP el desarrollo del Informe de mínimo técnico (MinTec) del PF Valle del Sol, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto, a efectos de determinar el mínimo técnico global que puede generar el parque.

En la Figura 2-1 se muestra un diagrama unilíneal de la zona de influencia, destacando en un recuadro rojo el proyecto PV Valle del Sol.

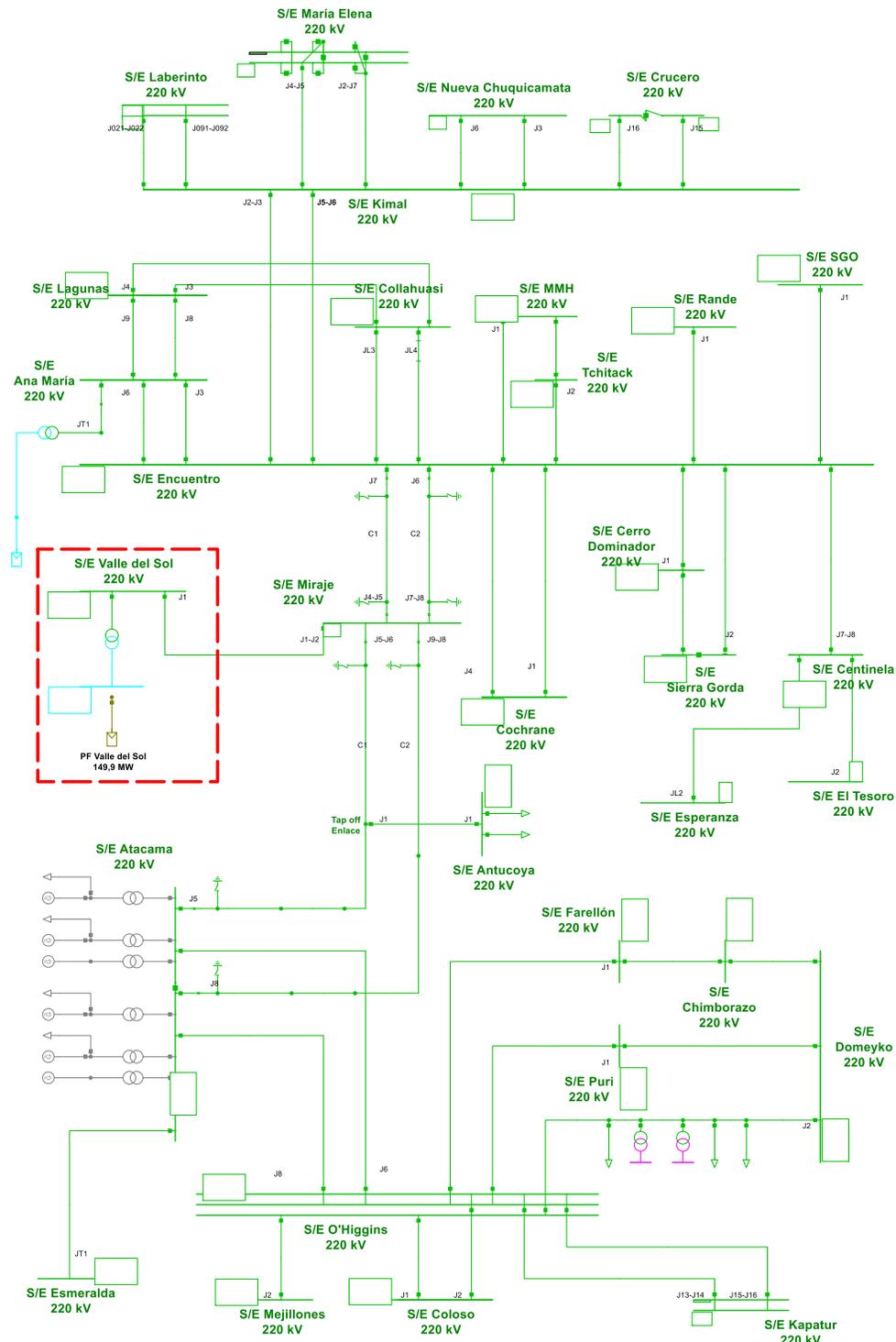


Figura 2-1 Diagrama unilíneal de la zona de influencia.¹

¹ Imagen referencial de proyecto.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo del presente informe es establecer los parámetros de mínimo técnico del proyecto PF Valle del Sol, según las pruebas realizadas en el parque y los lineamientos establecido en el **Anexo Técnico: Determinación de mínimos técnicos en Unidades Generadoras**.

4. ANTECEDENTES

Los antecedentes y registro de mediciones consultados para la realización del presente informe fueron los siguientes:

- a) Documento 21011-00-ES-IT-011 “Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones” realizado por I-SEP.
- b) Registro de mediciones realizadas en terreno “Anexo II – REGISTROS” el día 15/02/2023.
- c) Base de datos de PowerFactory “Anexo III – BASE DE DATOS.pfd”, desarrollada por I-SEP.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE.

A continuación, se exponen los aspectos más relevantes de la modelación de instalaciones existentes del proyecto PF Valle del Sol.

5.1. TRANSFORMADOR ELEVADOR 220/33 KV

Los principales parámetros del transformador elevador del PF Valle del Sol, son los indicados en la siguiente imagen, conforme a la información contenida en el antecedente a).

Figura 5-1 Modelado de transformador elevador en PowerFactory.

5.2. INVERSORES PV VALLE DEL SOL

El proyecto PF Valle del Sol consta de un total de 84 inversores Sunway TG1800 1500V TE -680 OD de 2120 kVA a 25°C. La potencia nominal máxima instalada del parque es de 178,1 MWp. Los parámetros de los inversores considerados para representar el proyecto se indican en la siguiente tabla, conforme la información detallada en el antecedente a).

Tabla 5-1 Parámetros de los inversores utilizados en el modelado del PF Valle del Sol.

| PARÁMETROS | VALOR |
|---|-------------------------------|
| Fabricante | Enertronica Santerno |
| Modelo | Sunway TG1800 1500V TE-680 OD |
| Potencia Aparente Máxima @ 25°C | 2,120 [MVA] |
| Potencia Nominal @ 45°C | 1,884 [MVA] |
| Tensión Nominal | 0,680 [kV] |
| Corriente de operación máxima @ 25°C | 0,900 [kA] |
| Corriente de cortocircuito subtransitoria | 1,350 [kA] |

La Figura 5-2 Modelado de los inversores en PowerFactory muestra el modelado de los inversores del PF Valle del Sol en el programa PowerFactory.

Figura 5-2 Modelado de los inversores en PowerFactory

TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,68/0,68 kV

El PF Valle del Sol consta de 42 transformadores de bloque. Los parámetros utilizados para modelar dichos transformadores se indican en la siguiente tabla, conforme a lo detallado en el antecedente a).

Tabla 5-2 Parámetros transformadores de bloque de tres devanados 33/0,68/0,68 kV

| PARÁMETROS | VALORES |
|---|--|
| Potencia Nominal ONAN | 3,8 [MVA] |
| Niveles de Tensión | 33/0,68/0,68 [kV] |
| Grupo de conexión | Dy11y11 |
| Impedancia de secuencia positiva (Base 3,8 MVA) | HV-MV: 7,0000 [%]; MV-LV: 11,7764 [%]; LV-HV: 7,0000 [%] |
| Impedancia de secuencia cero (Base 3,8 MVA) | HV-MV: 7,0000 [%]; MV-LV: 11,7764 [%]; LV-HV: 7,0000 [%] |
| Pérdidas totales en el cobre, nominal | 33,95 [kW] |
| Pérdidas en vacío, secuencia positiva | 3,45 [kW] |
| Corriente de magnetización, secuencia positiva | 0,35 [%] |

A continuación, la Figura 5-3 muestra el modelado de los transformadores del PF Valle del Sol en el programa PowerFactory.

Figura 5-3 Modelado de transformadores de bloque de dos devanados en PowerFactory.

5.3. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PF VALLE DEL SOL

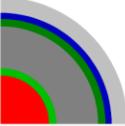
La conexión entre los transformadores 33/0,68/0,68 kV y la barra de 33 kV de la S/E Valle del Sol se desarrolla por medio de tramos directamente enterrados utilizando cables de aluminio de 240, 400 y 630 mm². Las características de cada uno de los cables utilizados en el proyecto se describen en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente a).

Tabla 5-3 Características de los cables de MT

| PARÁMETROS | CABLE 240 MM ² | CABLE 400 MM ² | CABLE 630 MM ² |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Aislación | XLPE | XLPE | XLPE |
| Cubierta | DMZ1 | DMZ1 | DMZ1 |
| Pantalla | Aluminio | Aluminio | Aluminio |
| Material conductor | Aluminio | Aluminio | Aluminio |
| Diámetro cable [mm] | 46,72 | 51,88 | 58,72 |
| Diámetro conductor [mm] | 18,40 | 26,60 | 30,00 |
| Espesor aislación [mm] | 8,00 | 8,00 | 8,00 |
| Espesor cubierta [mm] | 3,00 | 3,00 | 3,20 |
| Espesor pantalla [mm] | 0,30 | 0,30 | 0,30 |

A continuación, la Figura 5-4 muestra el modelado de los cables de MT del PF Valle del Sol en el programa PowerFactory.

Name: AL XLPE 240 mm²
 Rated Voltage: 35 kV
 Core: Compact
 Outer Diameter: 18,4 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [a]



Conducting Layers:

| Exists | Material | Resistivity (L... uOhm*cm | Relative Per... | Thickness mm | Filling Factor % | DC-Resista... Ohm/km |
|-------------------------------------|-----------|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,8264 | 1, | 9,2 | 85,47594 | 0,1243553 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,84 | 1, | 0,3 | 100, | 0,745507 |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 2,84 | 1, | 1, | 100, | 0, |

Insulation Layers:

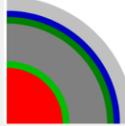
| Exists | Material | Dielectric Los... | Relative Perm... | Thickness mm |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | XLPE (> 18/30... | 0, | 2,5 | 8, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Unknown | 0,02 | 3, | 3, |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 0,02 | 3, | 1, |

Semiconducting Layers:

| Exists | Thickness mm | Advanced | Resistivity uOhm*cm | Relative Permeab... | Relative Permittiv... |
|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------|-----------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,43 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,43 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 46,72 mm

Name: AL XLPE 400 mm²
 Rated Voltage: 35 kV
 Core: Compact
 Outer Diameter: 23,6 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [a]



Conducting Layers:

| Exists | Material | Resistivity (L... uOhm*cm | Relative Per... | Thickness mm | Filling Factor % | DC-Resista... Ohm/km |
|-------------------------------------|-----------|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,8264 | 1, | 11,8 | 83,17966 | 0,07767681 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,84 | 1, | 0,3 | 100, | 0,6611082 |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 2,84 | 1, | 1, | 100, | 0, |

Insulation Layers:

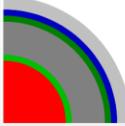
| Exists | Material | Dielectric Los... | Relative Perm... | Thickness mm |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | XLPE (> 18/30... | 0, | 2,5 | 8, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Unknown | 0,02 | 3, | 3, |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 0,02 | 3, | 1, |

Semiconducting Layers:

| Exists | Thickness mm | Advanced | Resistivity uOhm*cm | Relative Permeab... | Relative Permittiv... |
|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------|-----------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,42 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,42 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 51,88 mm

Name: AL XLPE 630 mm²
 Rated Voltage: 35 kV
 Core: Compact
 Outer Diameter: 30, mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [a]



Conducting Layers:

| Exists | Material | Resistivity (L... uOhm*cm | Relative Per... | Thickness mm | Filling Factor % | DC-Resista... Ohm/km |
|-------------------------------------|-----------|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,8264 | 1, | 15, | 74,93262 | 0,05336178 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Aluminium | 2,84 | 1, | 0,3 | 100, | 0,579266 |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 2,84 | 1, | 1, | 100, | 0, |

Insulation Layers:

| Exists | Material | Dielectric Los... | Relative Perm... | Thickness mm |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | XLPE (> 18/30... | 0, | 2,5 | 8, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | PE (HD/LD) | 0, | 2,3 | 3,2 |
| <input type="checkbox"/> | Unknown | 0,02 | 3, | 1, |

Semiconducting Layers:

| Exists | Thickness mm | Advanced | Resistivity uOhm*cm | Relative Permeab... | Relative Permittiv... |
|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------|-----------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,43 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |
| <input checked="" type="checkbox"/> | 1,43 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1000000 | 1, | 3, |

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 58,72 mm

Figura 5-4 Modelado del cable 240 mm², 400 mm² y 630 mm²

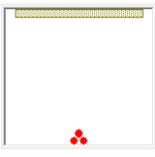
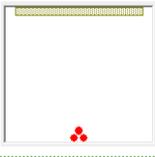
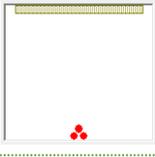
Los tramos del sistema de cables se muestran en la Tabla 5-4 Detalle del conexionado del PF Valle del Sol. Cada circuito representa un subgrupo de cables trifásicos. Cada subgrupo o tríada de cables viaja por un ducto separado del resto.

Tabla 5-4 Detalle del conexionado del PF Valle del Sol.

| CIRCUITOS DE MT | | | | | |
|-----------------|------------------|----------------------|--------------------|----------------------------|---------------|
| CIRCUITO | DESDE-HASTA | CONDUCTORES POR FASE | CIRCUITOS POR FASE | CALIBRE [mm ²] | LONGITUD [km] |
| Circuito 1 | Barra 33kV -CT17 | 1 | 1 | 630 | 2,124 |
| | CT17-CT11 | 1 | 1 | 400 | 0,432 |
| | CT11-CT05 | 1 | 1 | 240 | 0,416 |
| Circuito 2 | Barra 33kV -CT18 | 1 | 1 | 630 | 1,735 |
| | CT18-CT12 | 1 | 1 | 400 | 0,432 |
| | CT12-CT06 | 1 | 1 | 240 | 0,416 |
| Circuito 3 | Barra 33kV -CT19 | 1 | 1 | 630 | 1,351 |
| | CT19-CT13 | 1 | 1 | 400 | 0,432 |
| | CT13-CT07 | 1 | 1 | 240 | 0,416 |
| Circuito 4 | Barra 33kV -CT20 | 1 | 1 | 630 | 0,957 |
| | CT20-CT14 | 1 | 1 | 400 | 0,432 |
| | CT14-CT08 | 1 | 1 | 240 | 0,432 |
| Circuito 5 | Barra 33kV -CT21 | 1 | 1 | 630 | 0,571 |
| | CT21-CT15 | 1 | 1 | 400 | 0,462 |
| | CT15-CT09 | 1 | 1 | 240 | 0,446 |
| Circuito 6 | Barra 33kV -CT03 | 1 | 1 | 630 | 2,163 |
| | CT03-CT02 | 1 | 1 | 400 | 0,452 |
| | CT02-CT01 | 1 | 1 | 240 | 0,396 |
| Circuito 7 | Barra 33kV -CT16 | 1 | 1 | 630 | 0,561 |
| | CT16-CT10 | 1 | 1 | 400 | 0,414 |
| | CT10-CT04 | 1 | 1 | 240 | 0,704 |

En base a lo anterior, las disposiciones utilizadas en cada uno de los tramos se indican en la siguiente tabla, coherente con la disposición detallada en el antecedente a).

Tabla 5-5 Disposición de los tramos con cables enterrados del PF Valle del Sol.

| DIAGRAMA | TRAMO | X1 [m] | X2 [m] | X3 [m] | Y1 [m] | Y2 [m] | Y3 [m] |
|---|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  | Circuito 3x1x240 [mm ²] | -0,024 | 0,024 | 0,000 | 0,740 | 0,740 | 0,700 |
|  | Circuito 3x1x400 [mm ²] | -0,028 | 0,028 | 0,000 | 0,750 | 0,750 | 0,700 |
|  | Circuito 3x1x630 [mm ²] | -0,035 | 0,035 | 0,000 | 0,760 | 0,760 | 0,700 |

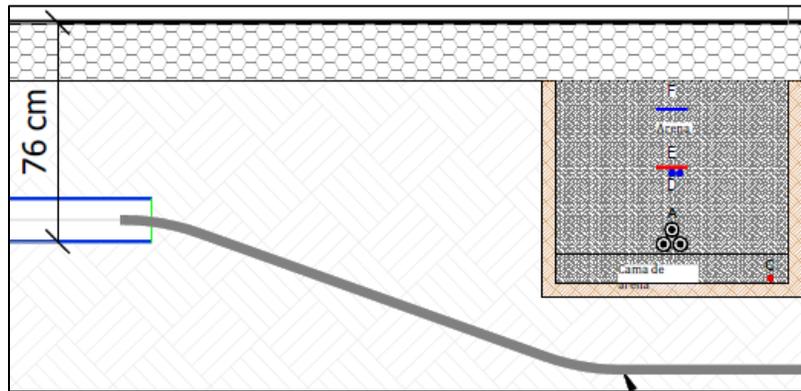


Figura 5-5 Trincheras para los conductores de MT.

5.4. TRANSFORMADOR ZIG-ZAG

El PF Valle del Sol considera un transformador zig-zag con puesta a tierra conectado a la barra de 33 kV de la subestación. Las características principales de los transformadores se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5-6 Parámetros transformador zig-zag.

| PARÁMETROS | VALOR |
|---|----------------------|
| Tensión nominal | 33 [kV] |
| Capacidad de corriente nominal de cortocircuito ($3 \cdot I_0$) | 500 [A] |
| Impedancia del transformador Zig-Zag | 114,315 [Ω] |

5.5. MODELADO DETALLADA DEL PV VALLE DEL SOL

En la Figura 5-6 se presenta el modelado detallado del PV Valle del Sol.

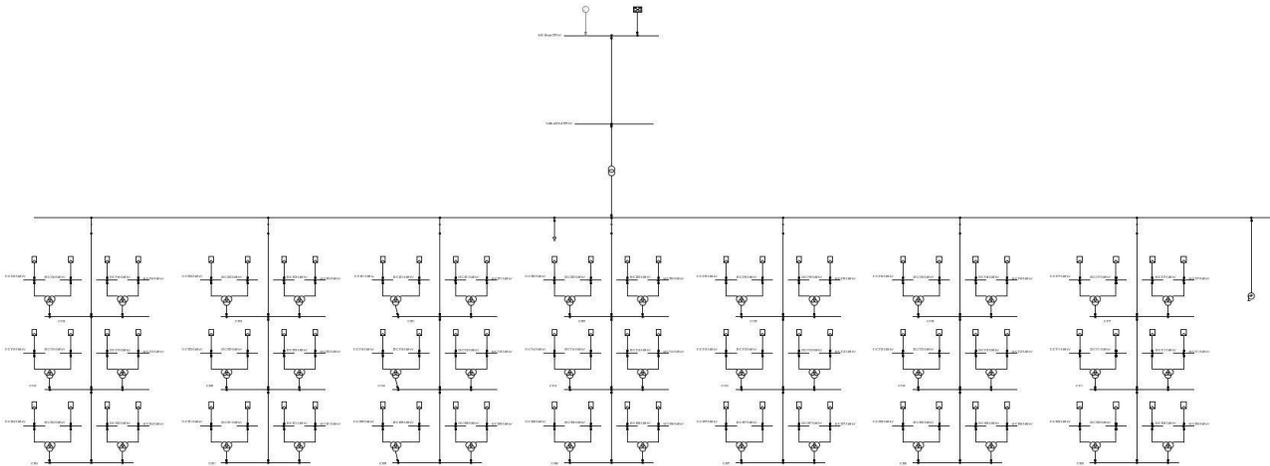


Figura 5-6 Modelado Detallado del PF Valle del Sol.

6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: “Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras” disponible en la página de la CNE) que son de relevancia para el presente informe.

Artículo 9: Informe Técnico:

El Informe Técnico que respalda el valor de 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.

Este informe deberá 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.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo y 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, la DO 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, la DO solicitará a la Empresa Generadora completar el informe, para lo cual ésta tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando la DO 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.

7. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

7.1. 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:

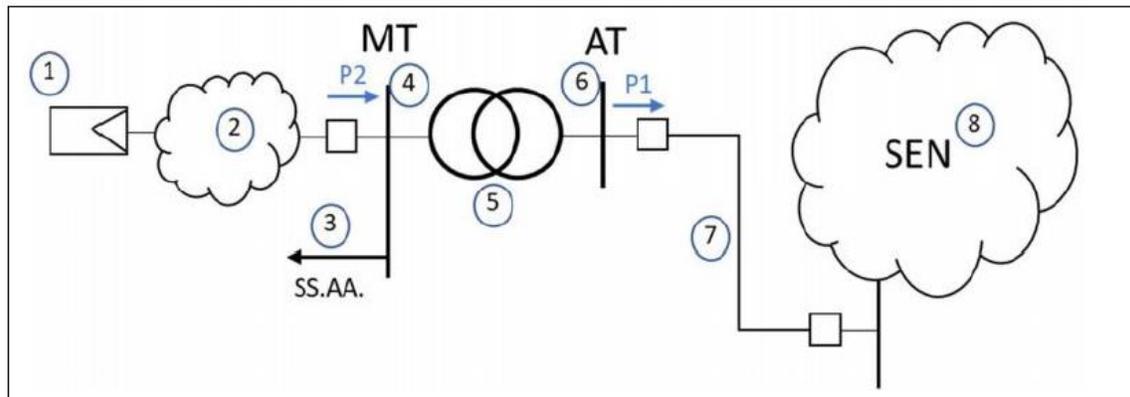


Figura 7-1 Sistema Equivalente parque fotovoltaico.

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 PF Valle del Sol.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del PF Valle del Sol, principalmente en el sistema de cables de media tensión, y en los transformadores asociados a los centros de transformación.
3. **Servicios Auxiliares (SSAA) de la central.**

4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra de 33 kV que conecta con el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. **Transformador de poder:** Equipo elevador de 220/33 kV presente en la subestación de salida del PF Valle del Sol.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra de 220 kV que conecta con el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea dedicada que vincula el PF Valle del Sol con el Sistema Eléctrico Nacional.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
9. **P1:** Potencia inyectada por el PF Valle del Sol en la barra de 220 kV de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PF Valle del Sol en la barra de 33 kV de su subestación de salida.

7.2. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO

Se realizaron los ensayos para la determinación del mínimo técnico del Parque PF Valle del Sol el día 15 de febrero del 2023. Dichos ensayos consistieron en el cambio de consigna de la generación de potencia activa para llevar el parque a su mínimo técnico durante un intervalo de 1 hora 10 minutos y 29 segundos a través del PPC, disminuyendo gradualmente la inyección de energía del parque desde las 16:10:30 hrs. En forma simultánea, se realizaron las medidas para determinar el mínimo técnico del parque y la potencia activa inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1). Posteriormente se vuelve a la consigna inicial a las 17:20:59 hrs para reestablecer la operación del parque. Se analiza un intervalo de 10 min entre las 17:06:41 y 17:16:41 donde se obtiene el promedio de potencia inyectada por el parque para determinar el mínimo técnico.

En la Figura 7-2 se observa el gráfico de potencia activa para las pruebas mínimo técnico realizadas en el PF Valle del Sol obtenida por medio del antecedente a). Para la obtención de la potencia activa inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1) se calcula un promedio aritmético de las mediciones realizadas en terreno entre las 17:06:41 y 17:16:41 hrs ante un cambio de consigna en el PPC.

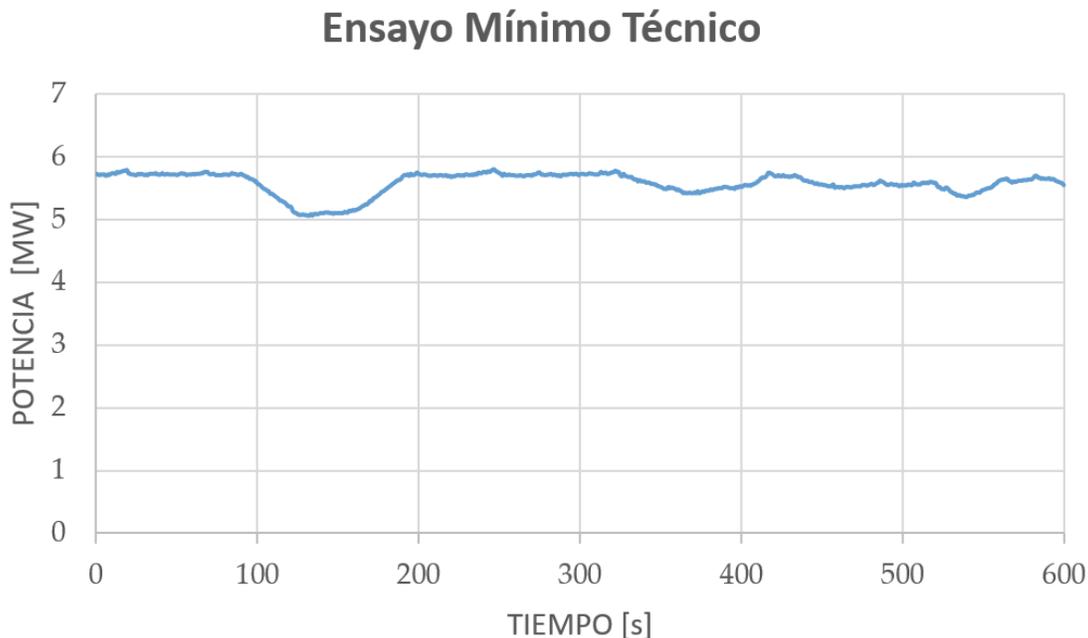


Figura 7-2 Registro de potencia activa ante ensayo de mínimo técnico.

A partir del resultado indicado en la Tabla 7-1, se verifica que ante una consigna de 5,58 MW los inversores son capaces de seguir funcionando de manera estable a aproximadamente un 3,13% de la potencia nominal, operando en mínimo técnico.

Tabla 7-1: Promedio del registro.

| PARÁMETRO | POTENCIA [MW] |
|--|---------------|
| Potencia inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1) | 5,58 |

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} : Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [MW].
- $P_{colector}$: Pérdidas activas en el sistema colector del parque [MW].
- SSAA : Consumo asociado a los Servicios Auxiliares del parque [MW].

Las pérdidas del sistema colector de media tensión y del transformador de poder se obtienen mediante simulaciones en la base de datos del antecedente c). Dicha simulación indica las

pérdidas del sistema colector y del transformador de poder en conjunto como “Grid Losses” (ver Anexo I) con un valor de 0,20 MW. Para ello, se consideró una inyección de 0,06899 MW por inversor para que el PF Valle del Sol inyecte 5,58 MW en el punto de conexión en 220 kV. Por lo tanto, las pérdidas del transformador se obtienen como el resultado de la resta de la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida del transformador encerradas en cuadro rojo, obteniéndose un valor de 0,05 MW, datos que se aprecian en la Figura 7-3 Cabe destacar que, a la salida del transformador, sólo por referencia se indica un valor negativo que indica que se está inyectando energía al sistema.

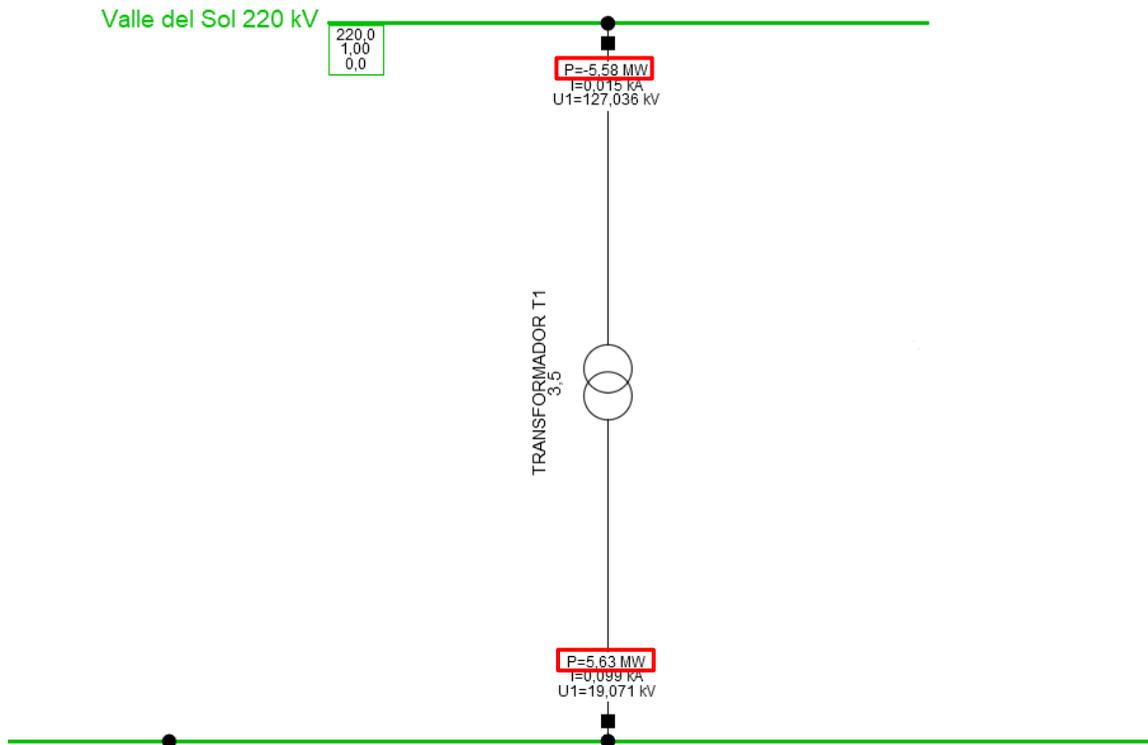


Figura 7-3 Pérdidas en el transformador de potencia.

Por lo tanto, a partir de los antecedentes mencionados, se obtiene que las pérdidas del sistema colector tienen un valor de 0,15 MW.

Por otra parte, el consumo de los Servicios Auxiliares (SSAA) resulta en un valor de 0,011362 MW, el cual corresponde al promedio de los registros tomados en simultáneo durante el ensayo de mínimo técnico señalados en el Anexo II.

En virtud de lo señalado, el mínimo técnico bruto del parque se determina de acuerdo con lo siguiente:

$$MinTec_bruto = 5,58 \text{ MW} + 0,05 \text{ MW} + 0,15 \text{ MW} + 0,011362 \text{ MW} = 5,79 \text{ MW}$$

En consecuencia, considerando la metodología descrita en el presente informe, se calcula que el mínimo técnico bruto del PF Valle del Sol es aproximadamente 5,79 MW.

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtuvo el parámetro de mínimo técnico para el PF Valle del Sol. Lo anterior según los datos obtenidos de las pruebas realizadas el día 15/02/2023. Para ello se realizó un cálculo de la media aritmética de los registros obtenidos entre las 17:06:41 a 17:16:41 (horas Chile) del registro mencionado en el antecedente b). Luego, al sumar las pérdidas del sistema colector y transformador principal, obtenidas a través de una simulación en el software PowerFactory, y agregando el promedio de consumo de los servicios auxiliares se obtiene un valor de mínimo técnico bruto de 5,79 MW.

Tabla 8-1 Resumen de mínimo técnico neto y consumos del PF Valle del Sol.

| CENTRAL | MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW] | MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW] | PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW] | PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW] | CONSUMOS SS.AA. [MW] |
|-------------------|---------------------------|--------------------------|--|--------------------------------|----------------------|
| PFV Valle del Sol | 5,79 | 5,58 | 0,05 | 0,15 | 0,011362 |



ANEXOS

P21011

Infotécnica y Anexos Técnicos Proyecto PF Valle del Sol 14.03.2023

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras
21011-00-ES-IT-001. Rev. 0
Preparado para ENEL GREEN POWER CHILE S.A.

ANEXO I

P21011

RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY

| | | | | | |
|---|--------------------|--|----------|------------------------------|---|
| | | DIGSILENT PowerFactory 2022 SP4 | | Project: Date: 23-02-2023 | |
| Load Flow Calculation | | | | Grid Summary | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | | Max. Acceptable Load Flow Error | | 1,00 kVA | |
| Consider reactive power limits | | Bus Equations(HV) Model Equations | | 0,10 % | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: | / 1 | |
| Grid: Grid Summary | | | | | |
| No. of Substations | 0 | No. of Busbars | 108 | No. of Terminals | 7 |
| No. of 2-w Trfs. | 1 | No. of 3-w Trfs. | 42 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of Loads | 1 | No. of Shunts/Filters | 0 | No. of SVS | 0 |
| Generation | = 5,80 MW | 0,00 Mvar | 5,80 MVA | | |
| External Infeed | = -5,58 MW | -2,57 Mvar | 6,14 MVA | | |
| Inter Grid Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Load P(U) | = 0,01 MW | 0,00 Mvar | 0,01 MVA | | |
| Load P(Un) | = 0,01 MW | 0,00 Mvar | 0,01 MVA | | |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Motor Load | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | | |
| Grid Losses | = 0,20 MW | -2,57 Mvar | | | |
| Line Charging | = | -3,20 Mvar | | | |
| Compensation ind. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Compensation cap. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Installed Capacity | = 178,08 MW | | | | |
| Spinning Reserve | = 0,00 MW | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | | | |
| Load/Motor | = 1,00 / 0,00 [-] | | | | |

Figura 9-1 Pérdidas del sistema colector MT y transformador principal.

ANEXO II

P21011

REGISTROS

El Anexo II –Registros.xlsx se encuentra adjunto en 21011-00-ES-IT-001_Rev.0.zip

ANEXO III

P21011

BASE DE DATOS

El Anexo III – Base de datos, se encuentra adjunto en 21011-00-ES-IT-001_Rev.0.zip