

Informe

Verificación de Posibilidades de Congestión en Instalaciones
de Transmisión Zonal.

Artículo 12° - Norma Técnica de Conexión y Operación
PMGD

30 de noviembre de 2020

Subgerencia de Planificación

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Final	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Luis Calabrán G.	Jefe Departamento Análisis de la Operación
Victor Velar G	Jefe Departamento de Estudios Eléctricos
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Miguel Flores R.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	4
2. REVISIÓN DE CONTENIDOS DE SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL A EMPRESAS.	5
3. CONSIDERACIONES PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACION ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.	6
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES	6
4. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/12,5 KV - 5,25 MVA S/E SAN JERONIMO.	9
4.1 S/E SAN JERÓNIMO CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	9
4.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	10
4.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T1 66/12,5 kV - 5,25 MVA S/E SAN JERÓNIMO	10
5. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/12,5 KV - 8 MVA S/E EL TOTORAL.	14
5.1 S/E EL TOTORAL CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	14
5.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	15
5.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T1 66/12,5 kV - 8 MVA S/E EL TOTORAL.	15
6. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T2 66/13,8 KV - 5 MVA S/E SAN GREGORIO.	17
6.1 S/E SAN GREGORIO CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	17
6.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	18
6.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T2 66/13,8 kV - 5 MVA S/E SAN GREGORIO	18
7. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T2 44/12 KV - 16 MVA S/E PANQUEHUE.	20
7.1 S/E PANQUEHUE CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	20
7.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	21
7.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T2 44/12 kV - 16 MVA S/E PANQUEHUE.	21
8. Verificación de posible congestión en transformadores de Informe mayo 2020.	23
9. CONCLUSIONES.	23

1. ANTECEDENTES

El presente informe tiene por objetivo dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 2-14 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión, de julio 2019. El mencionado artículo, indica que el Coordinador debe elaborar un estudio, considerando los resultados obtenidos por los diferentes estudios realizados por los PMGD de acuerdo con lo indicado en el Artículo 2-25, que contemple sólo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó y comunicó la existencia de posibles congestiones, producto de inyecciones de PMGD.

El Coordinador elaborará de manera semestral, un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte. Para ello deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD, la incluida en su declaración en construcción.

Para la elaboración del presente informe se considera la información recibida por el Coordinador hasta el día 30 de octubre del presente año, canalizada a través del Departamento de Conexiones¹. Considerando lo anterior las instalaciones a analizar en el presente informe son las siguientes:

Tabla 1-1: Instalaciones a analizar informadas al Coordinador al 30 de octubre

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD (MW)	Alimentador de conexión de PMGD
Casablanca	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	CARZA XV	3.0	San Jerónimo
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Fardela Negra	3.0	San Jerónimo
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Pitra XV	3.0	San Jerónimo
Litoral	T1; 66/12 kV - 8 MVA	El Totoral	Litoral Del Sol	9.0	Esmeralda
Luz Parral	T2; 66/13,8 kV 5 MVA	San Gregorio	Tepú Fenix	9.0	Ñiquén
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	San Roque SUR	2.99	Paiquén

Tabla 1-2: Instalaciones analizadas en el estudio de mayo 2020 que se vuelven a verificar.

Empresa	Transformador afectado	Subestación a la que pertenece	PMGD que ocasiona estudio	Potencia PMGD	Alimentador de conexión de PMGD
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES VII	5,99	Paiquén
Chilquinta	T1; 110/12 kV – 25 MVA	San Rafael	GROVE	9	San Esteban

¹ Se sugiere a los interesados con el objetivo de utilizar un canal de comunicación formal, el de informar posibles congestiones por inyección de PMGD, a través de carta formal al Departamento de Conexiones con copia al Departamento de Planificación Eléctrica.

De manera adicional se solicitan datos a las empresas Energía Casablanca, Compañía Eléctrica del Litoral, Luzparral y Chilquinta, por medio de las cartas DE 05809-20 (para Chilquinta Energía), DE 05810-20 (para Compañía Eléctrica del Litoral y Energía Casablanca) y DE 05811 emitidas el 09 de noviembre de 2020. La solicitud de datos adicionales es necesario para la elaboración del presente informe, lo que se encuentra establecido en el artículo 2-14 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.

2. REVISIÓN DE CONTENIDOS DE SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL A EMPRESAS.

En la siguiente tabla se resume la revisión de completitud de los antecedentes enviados por las empresas mencionadas en la sección anterior, frente a la solicitud de antecedentes adicionales solicitadas por el Coordinador.

Tabla 2-1: Antecedentes mínimos para evaluar el informe

	Antecedente	Compañía Eléctrica del Litoral		Energía de Casablanca		Luzparral		Chilquinta Energía	
		Envío	Porcentaje envió %	Envío	Porcentaje envió %	Envío	Porcentaje envió %	Envío	Porcentaje envió %
1	Lista de alimentadores asociados a instalación zonal en estudio junto a archivo .kmz de éstos	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
2	Demanda de alimentadores desagregando la generación del consumo	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
3	Lista de PMGD en Operación identificando a que alimentador pertenece	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
4	Lista de PMGD con ICC aprobados por empresa distribuidora	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
5	Plan de Obras red MT en horizonte de 5 años para zona en análisis	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
6	Listado elementos que ocasionan limitación en inyección PMGD en la red MT	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
7	Base de datos Digsilent PF de alimentadores de instalaciones posiblemente congestionada incluyendo PMGD en operación y con ICC aprobada	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100
8	Estudios de ICC aprobados	Si	100	Si	100	Si	100	Si	100

De acuerdo con el envío de información por parte de las empresas Chilquinta Energía (fecha de recepción antecedentes 23-11-2020), Luzparral (fecha de recepción antecedentes 24-11-2020) y Compañía Eléctrica del Litoral junto a Energía Casablanca (fecha de recepción 19-11-2020), este Coordinador determina que los antecedentes remitidos permiten realizar el estudio verificación de

congestión por inyección de PMGD en instalaciones de transmisión zonal, conforme a lo establecido por la Norma de Conexión y Operación de PMGD.

3. CONSIDERACIONES PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACION ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

De acuerdo con lo indicado en el Artículo 2-14 de la “Norma de Conexión y Operación de PMGD” de julio de 2019, el Coordinador procederá a la realización de la verificación de congestiones en el sistema de transmisión zonal, donde éstas hayan sido informadas. Para este propósito se considerará lo siguiente:

1. Grado de Avance efectivo de las obras de transmisión zonal.
2. Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.
3. Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte. Considerando como fecha estimada de conexión de los PMGD la incluida en su declaración en construcción.

Para el punto 1 y 3, este Coordinador tendrá en cuenta los proyectos en construcción del SEN (proyectos que afecten a las instalaciones zonales en análisis), contenidos en la última Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida al menos con un plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos” por parte del Coordinador.

Para el punto 2, este Coordinador considerará el peor escenario, el cual corresponde a un crecimiento cero en la demanda eléctrica, lo anterior justificado en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía. Se considerará un horizonte de análisis para este estudio a mayo 2021 (fecha de emisión de próximo informe).

Si de los puntos 1,2,3 queda un conjunto de proyectos PMGD con puesta en servicio dentro del horizonte de estudio para una instalación zonal, entonces se deberá aplicar lo establecido en los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD para la verificación de la posible congestión. El desarrollo del análisis se deberá seguir el procedimiento descrito en la siguiente figura:

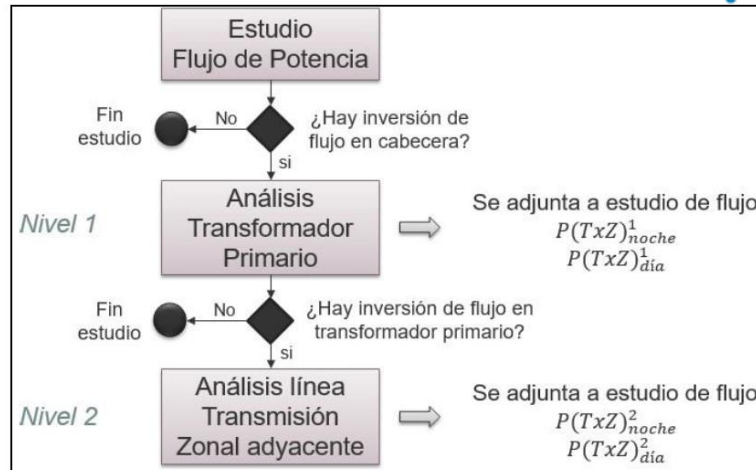


Figura 3-1. Análisis de impacto en transmisión zonal.

El análisis a nivel de Transmisión Zonal consiste en determinar e informar a la Empresa Distribuidora la potencia y el nivel de carga en horarios diurnos y nocturnos, para los 2 niveles de transmisión zonal indicados en el inciso anterior, basándose en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)^i_{noche} = \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS} + \sum PMGD_{SCA} \right)$$

$$P(TxZ)^i_{día} = \sum Dmin_{día} - \sum PMGD$$

Donde:

$P(TxZ)^i_{NOCHE}$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD interesado en la conexión.

$\sum Dmin_{NOCHE}$: Sumatoria de las demandas mínimas, en horas sin sol, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.

$\sum PMGD_{NS}$: Sumatoria de las potencias máximas a inyectar por los PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o previstos de conectar en los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

$\sum PMGD_{SCA}$: Sumatoria de las potencias máximas a inyectar permitidas por el ICC, por los PMGD solares considerando su capacidad de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar en los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

$P(TxZ)^i_{DÍA}$: Potencia, en horas con sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al

PMGD interesado en la conexión.

$\Sigma D_{\text{mínDÍA}}$ = Sumatoria de las demandas mínimas, en horas sin sol, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación

ΣPMGD = Sumatoria de las potencias máximas a inyectar por los PMGD conectados o previstos de conectar en los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

4. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/12,5 KV - 5,25 MVA S/E SAN JERONIMO.

4.1 S/E San Jerónimo considerando entorno con redes de distribución.

La S/E San Jerónimo se encuentra emplazada en la comuna de Algarrobo, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. En la Ilustración 1 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E San Jerónimo.



Ilustración 1. Vista aérea S/E San Jerónimo.

Actualmente la S/E San Jerónimo posee un transformador AT/MT 66/12 kV de 5,25 MVA. Esta instalación se energiza a través de la línea 2x66 kV Laguna Verde – San Antonio. La Figura 4-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E San Jerónimo.

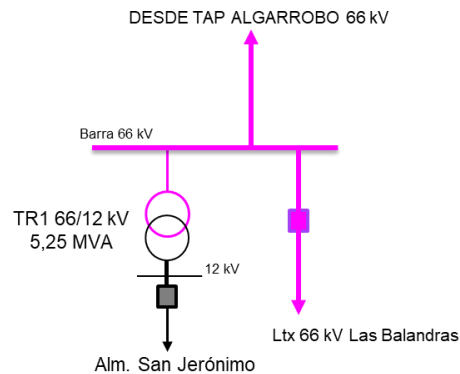


Figura 4-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Jerónimo.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa Litoral, la S/E San Jerónimo cuenta con un solo alimentador, también denominado San Jerónimo en nivel de tensión 12 kV y capacidad nominal de 6,47 MW, el cual posee dos derivaciones, una derivación para la Compañía Eléctrica Litoral y la derivación para Energía Casablanca (la respuesta enviada por la Compañía Litoral al anexo de la carta DE 05810-20 no indica que porcentaje del total de la demanda del alimentador San Jerónimo corresponde a cada una de estas empresas). La Ilustración 2 muestra una vista área del alimentador San Jerónimo.



Ilustración 2. Vista aérea red Dx S/E San Jerónimo.

4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La Compañía Eléctrica del Litoral informa, mediante la carta DE07966-20 y sus adjuntos, que el PMGD CARZA – 3MW proyecta su puesta en servicio para noviembre de 2020.

Tabla 4-1: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E San Jerónimo.

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador
1	CARZA	Nov-20	Fotovoltaica	3,0	San Jerónimo
Total MW			3,0		

Del mismo modo la empresa informa, por medio de carta DE07966-20, que los proyectos PMGD incluidos en la Tabla 4-2 cuentan con aprobación de sus respectivos ICC asociados al transformador T1 de la S/E San Jerónimo.

Tabla 4-2: Proyectos PMGD asociados a T1 S/E San Rafael con ICC aprobados. Información Compañía Eléctrica del Litoral.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
San Jerónimo	San Jerónimo T1	CARZA	3,0	Fotovoltaica	30-10-2018	30-07-2019	Contrato firmado
San Jerónimo	San Jerónimo T1	FARDELA NEGRA	3,0	Fotovoltaica	23-01-2020	23-02-2021	ICC aceptado mediante F8
Total MW			6,0				

4.3 Análisis de Verificación de Congestión para T1 66/12,5 kV - 5,25 MVA S/E San Jerónimo

4.3.1 Grado de avance efectivo de las obras de transmisión zonal.

A la fecha de emisión de este informe no se encuentran obras de expansión de transmisión zonal en construcción para la S/E San Jerónimo.

4.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.1, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica, lo anterior se justifica en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía y no consumo de ésta.

4.3.3 GRADO DE AVANCE DE LA CONEXIÓN DE LOS PMGD INVOLUCRADOS EN HORIZONTE DE ESTUDIO.

Tal como lo indica la sección 3.1, para este punto se considerará la información contenida en la última Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida al menos con un plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos” por parte del Coordinador. De la información contenida en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020 se obtiene lo siguiente:

Tabla 4-3: Proyectos PMGD en construcción.

Proyecto	Propietario	Nueva fecha estimada de conexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Ubicación	Punto de Conexión
PMGD PITRA	PITRA SpA	Nov-20	Fotovoltaico	3,0	3,0	Región de Valparaíso	Alimentador San Jerónimo 12 kV, S/E San Jerónimo

Comparando la Tabla 4-3 con las Tabla 4-2 y Tabla 4-1, se puede concluir que el único proyecto PMGD a ser considerado para el análisis de congestión para el transformador T1 de S/E San Jerónimo corresponde al proyecto “PMGD PITRA”.

4.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T1 66/12 kV 5,25 MVA S/E San Jerónimo.

En concordancia con los antecedentes presentados por la Compañía Eléctrica del Litoral, y de acuerdo con lo establecido en las secciones 4.3.1 a 4.3.2, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD, considerando el proyecto PMGD PITRA.

- Nivel de Congestión Diurno:

$$P(TxZ)_{nochei} = \Sigma D_{minnoche} - (\Sigma PMGD_{NS} + \Sigma PMGD_{SCA})$$

Con:

$\Sigma D_{minnoche}$ = es la demanda mínima promedio noche asociada al transformador de S/E San Jerónimo. Esta demanda se obtendrá de la Figura 4-2, que muestra

la demanda de la instalación entre las 21:00 a 06:59 hrs.

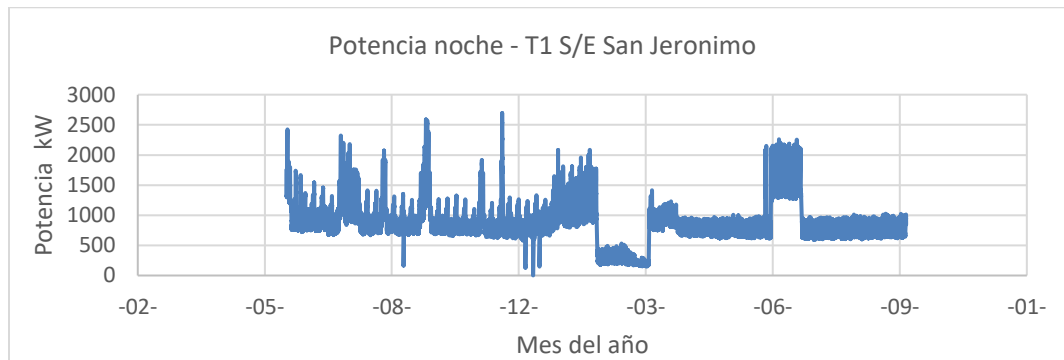


Figura 4-2. Potencia en transformador T1 San Jerónimo – horas noche.

De la figura 4-2 podemos determinar que la demanda mínima corresponde a 0,51 MW. Como se mencionó anteriormente, el único PMGD a conectarse en el corto plazo y dentro del horizonte del estudio que corresponde (mayo de 2021), es el Proyecto PMGD Pitra (3 MW Fotovoltaico), lo que significa que la potencia que circulará por el transformador T1 de la S/E San Jerónimo corresponde a:

$$P(TxZ)_{nochei} = 0,51 \text{ MW}$$

La potencia que circular por la instalación en horas sin sol es menor que los 5,25 MVA de capacidad nominal del transformador T1 de la S/E San Jerónimo.

- Nivel de Congestión día:

$$P(TxZ)_{día} = \Sigma D_{mindía} - \Sigma PMGD$$

Con:

$P(TxZ)_{día}$ = es la demanda mínima promedio día, asociada al transformador de S/E San Jerónimo. Esta demanda se obtendrá de la Figura 4-3, que muestra la carga de la instalación entre las 07:00 hrs a 20:59 hrs.

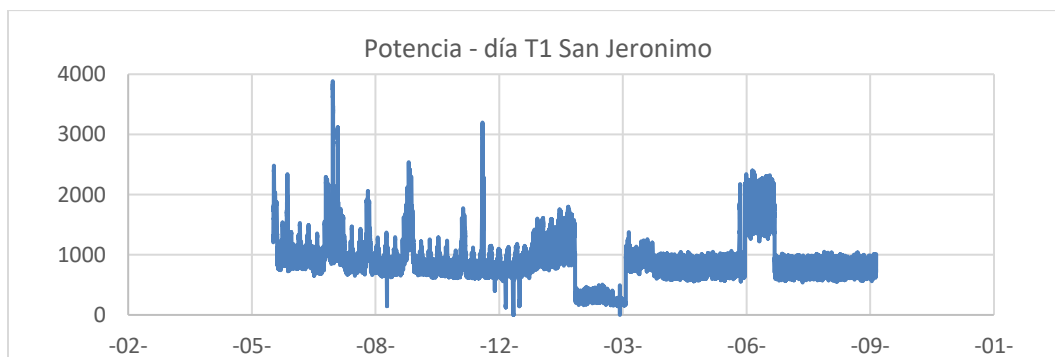


Figura 4-3. Potencia en transformador T1 San Jerónimo – horas día.

De la figura 4-3 podemos determinar que la demanda mínima corresponde a 0,56 MW. Como se mencionó anteriormente, el único PMGD a conectarse en el corto plazo y dentro del horizonte del estudio que corresponde (mayo de 2021), es el Proyecto PMGD Pitra (3 MW Fotovoltaico), lo que significa que estimación de la potencia que circulará por el transformador T1 de la S/E San Jerónimo corresponde a:

$$P(TxZ)_{nochei} = - 2,49 \text{ MW}$$

La potencia que circular por la instalación en horas con sol es menor que los 5,25 MVA de capacidad nominal del transformador T1 de la S/E San Jerónimo. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador T1 66/12 kV – 5,25 MVA de la S/E San Jerónimo, debido a que la inyección del PMGD Pitra no supera la capacidad nominal de esta instalación

5. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/12,5 KV - 8 MVA S/E EL TOTORAL.

5.1 S/E El Totoral considerando entorno con redes de distribución.

La S/E El Totoral se encuentra emplazada en la comuna de El Quisco, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. En la Ilustración 3 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E El Totoral.



Ilustración 3. Vista aérea S/E El Totoral.

Actualmente la S/E El Totoral posee un transformador AT/MT - 66/12 kV de 8 MVA, adicionalmente a su barra de 66 kV se encuentra conectado el PMG El Totoral de capacidad máxima de inyección de 3 MW. Esta subestación se energiza a través de la línea 2x66 kV Laguna Verde – San Antonio. La Figura 5-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E El Totoral.

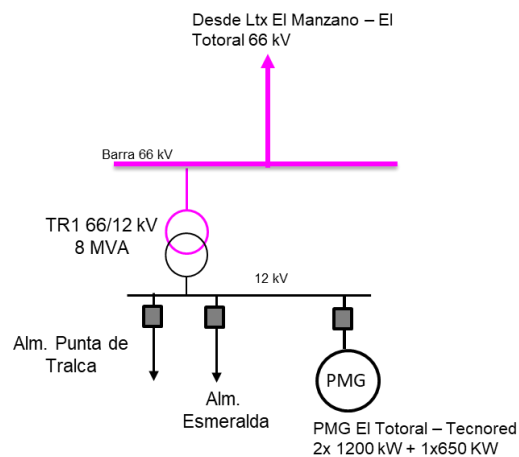


Figura 5-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Totoral.

De acuerdo con la información proporcionada por la Compañía Eléctrica del Litoral, la S/E El Totoral cuenta con dos (2) alimentadores: Esmeralda y Punta de Tralca, ambos en nivel de tensión 12 kV y capacidad nominal de 9 MW. La figura 3-3 muestra una vista aérea del emplazamiento geográfico de los alimentadores de la S/E El Totoral.



Ilustración 4. Vista aérea red Dx S/E El Totoral.

5.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La empresa Compañía Eléctrica del Litoral informa, por medio de carta DE07966-20 y sus adjuntos asociados, que no existen PMGD en operación y PMGD con ICC aprobados asociados al transformador T1 de la S/E EL Totoral.

Hay que indicar que Compañía Eléctrica del Litoral informa la posible congestión en el transformador T1 de la S/E El Totoral mediante correo electrónico enviado el 02 de junio de 2020, donde adjuntada el “Documento Plan 015-2020: “Estudio Impacto Estático SCR PMGD Litoral Del Sol 9 [MW] Alimentador Esmeralda S/E El Totoral”.

Tabla 5-1: Proyectos PMGD con ICC aprobados S/E El Totoral. Información Litoral.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
San Jerónimo	El Totoral T1	LITORAL DEL SOL	9,0	Fotovoltaica	-	-	-
Total MW				9,0			

5.3 Análisis de Verificación de Congestión para T1 66/12,5 kV - 8 MVA S/E El Totoral.

5.3.1 Grado de avance efectivo de las obras de transmisión zonal.

La S/E El Totoral cuenta con el siguiente proyecto de expansión, “Ampliación en S/E El Totoral” (DE N°198/2019), el cual no cuenta con una fecha de puesta en servicio declarada o informada en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, así como tampoco en la Resolución

Exenta N°372 emitida el 28 de septiembre de 2020 y en la Resolución Exenta N°286 emitida el 31 de julio de 2020.

5.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.1, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica, lo anterior se justifica en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía y no consumo de ésta.

5.3.3 Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en horizonte de estudio.

Tal como lo indica la sección 3.1, para este punto se considerará la información contenida en la última Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida al menos con un plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos”, por parte del Coordinador. De la información contenida en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción o con fecha de puesta en servicio en el corto plazo para esta instalación.

5.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T1 66/12 kV 8 MVA S/E San El Totoral.

En concordancia con los antecedentes presentados por la Empresa Eléctrica del Litoral, y de acuerdo con lo establecido en las secciones 5.3.1 a 5.3.3, se determina la no existencia de congestión en el transformador T1 66/12 kV – 8 MVA de la S/E El Totoral, al no existir un proyecto PMGD con solicitud de conexión en el horizonte de corto plazo para esta instalación.

6. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T2 66/13,8 KV - 5 MVA S/E SAN GREGORIO.

6.1 S/E San Gregorio considerando entorno con redes de distribución.

La S/E San Gregorio se encuentra emplazada en la comuna de Ñiquén, la cual pertenece a la Región de Ñuble. En la Ilustración 3 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E San Gregorio.



Ilustración 5. Vista aérea S/E San Gregorio

Actualmente la S/E San Gregorio posee dos unidades transformadoras, la unidad T1 66/13,8 kV- 5 MVA y la unidad T2 66/13,8 kV – 5 MVA, ambas declaradas en servicio en la plataforma Infotecnica del Coordinador a la fecha de publicación de este informe, adicionalmente a su barra de 13,8 kV se encuentra conectada la Central San Gregorio de capacidad máxima de inyección de 0,5 MW Esta subestación se energiza a través de un tap off a la línea 1x66 kV Parral – Tap Off Ñiquén. La Figura 6-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E San Gregorio.

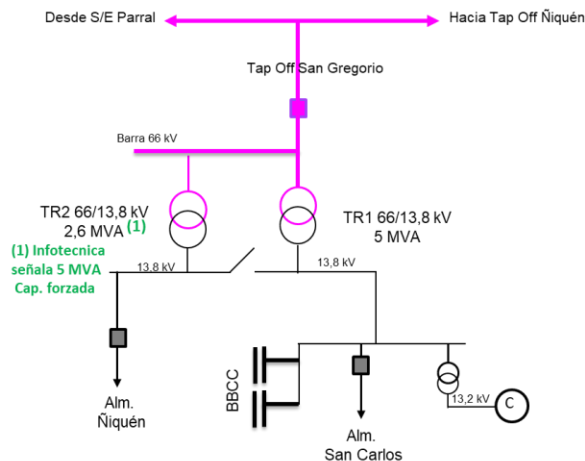


Figura 6-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Gregorio.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa Luzparral, la S/E San Gregorio cuenta con dos (2) alimentadores: alimentador Ñiquén (asociado a T2) y el alimentador San Carlos (asociado a T1), ambos alimentadores en nivel de tensión 13,8 kV y con capacidad nominal de 11,5 MW. La

Ilustración 6 muestra una vista área del emplazamiento geográfico de los alimentadores de la S/E San Gregorio.

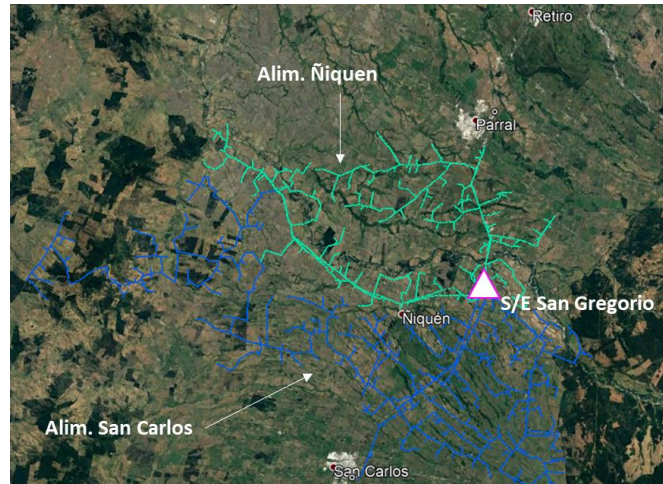


Ilustración 6. Vista aérea red Dx S/E San Gregorio.

6.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La empresa Luzparral informa, mediante la carta DE07952-20 y sus datos adjuntos, que se encuentran en operación los siguientes PMGD asociadas a la S/E San Gregorio.

Tabla 6-1: Proyectos PMGD en Operación en S/E San Gregorio.

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador
1	PF EI CHINCOL	Ago-18	Fotovoltaica	3,0	Ñiquén
2	San Carlos	Ago-19	Fotovoltaica	3,0	San Carlos
Total MW				6,0	

Del mismo modo, la empresa informa por medio de la carta DE07952-20 y sus datos adjuntos a ella, los siguientes proyectos PMGD con los siguientes ICC vigentes asociados a los transformadores de la S/E San Gregorio.

Tabla 6-2: Proyectos PMGD asociados a S/E San Gregorio con ICC aprobados. Información Luzparral.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
San Carlos	San Gregorio	SAN CAMILO	9,0	Fotovoltaico	29-01-20	29-10-20	Vigente
Ñiquén	San Gregorio	Tepú Fénix C	9,0	Fotovoltaico	16-06-20	16-03-21	Vigente
Total MW					18,0		

6.3 Análisis de Verificación de Congestión para T2 66/13,8 kV - 5 MVA S/E San Gregorio

6.3.1 Grado de avance efectivo de las obras de transmisión zonal.

La S/E San Gregorio cuenta con dos obra de expansión: “Ampliación S/E San Gregorio” y “Seccionamiento en S/E San Gregorio” (RE N°320/2017), las cuales no cuenta con una fecha de puesta en servicio declarada o informada en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, así como tampoco en la Resolución Exenta N°372 emitida el 28 de septiembre de 2020 y en la Resolución Exenta N°286 emitida el 31 de julio de 2020.

6.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.1, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica, lo anterior se justifica en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía y no asociada a consumo.

6.3.3 Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en horizonte de estudio.

Tal como lo indica la sección 3.1, para este punto se considerará la información contenida en la última Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida al menos con un plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos”, por parte del Coordinador. De la información contenida en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción o con fecha de puesta en servicio en el corto plazo para esta instalación

6.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T2 66/13,8 kV - 5 MVA S/E San Gregorio.

En concordancia con los antecedentes presentados por la Empresa Luzparral, y de acuerdo con lo establecido en las secciones 6.3.1 a 6.3.3, se determina la no existencia de congestión en el transformador T2 66/13,8 kV - 5MVA de la S/E San Gregorio, al no existir un proyecto PMGD con solicitud de conexión en el horizonte de corto plazo para esta instalación

7. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T2 44/12 KV - 16 MVA S/E PANQUEHUE.

7.1 S/E Panquehue considerando entorno con redes de distribución.

La S/E Panquehue se encuentra emplazada en la comuna de Panquehue, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. En la Ilustración 7 se muestra una vista aérea de la zona, en la cual está ubicada la S/E San Panquehue.



Ilustración 7. Vista aérea S/E Panquehue.

Actualmente la S/E Panquehue posee dos unidades transformadoras: la unidad T1 44/12 kV- 7 MVA (reserva en frío) y la unidad T2 44/12 kV – 16 MVA (en servicio). Esta subestación obtiene su energía a través de un tap off a la línea 2x44 kV Las Vegas – Los Andes. La Figura 7-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panquehue.

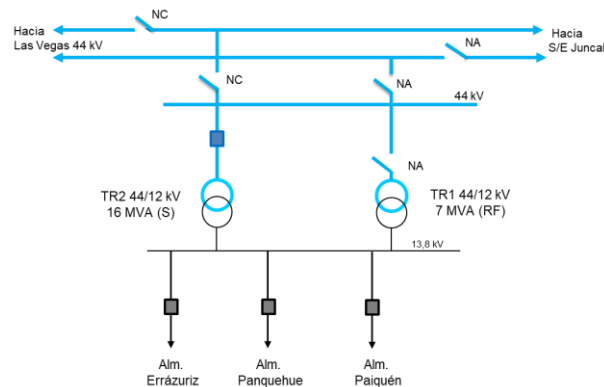


Figura 7-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Gregorio.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa Chilquinta Energía, la S/E Panquehue cuenta con tres (3) alimentadores: alimentador Errázuriz, alimentador Panquehue y alimentador Paiquén. Todos con capacidad nominal de 9 MW, nivel de tensión 12 kV, todos conectados al transformador T2 de esta subestación. La Ilustración 8 muestra una vista aérea del emplazamiento geográfico de los alimentadores de la S/E Panquehue.

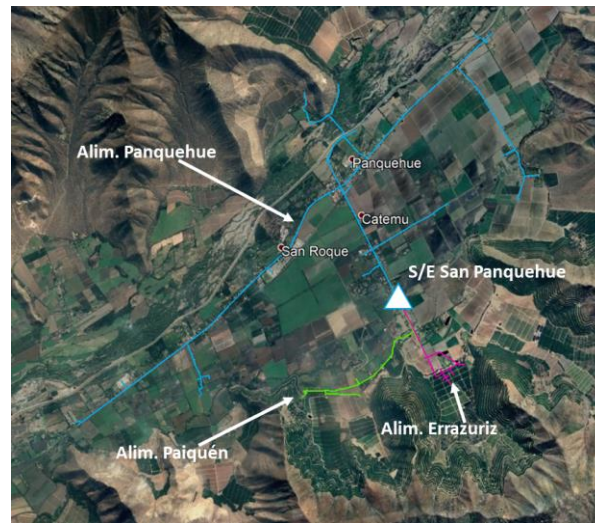


Ilustración 8. Vista aérea red Dx S/E Panquehue.

7.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

Chilquinta Energía informa, por medio de la carta DE07910-20 y los datos adjuntos a ella, que se encuentran en operación los siguientes proyectos PMGD, asociados al transformador T2 de la S/E Panquehue.

Tabla 7-1: Proyectos PMGD en Operación en T2 de la S/E Panquehue.

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador
1	Cruz Solar	jun-19	Fotovoltaica	3,0	Panquehue
2	Parque Fotovoltaico Panquehue	Ago-17	Fotovoltaica	6,0	Panquehue
Total MW				7,0	

Del mismo modo, la empresa informa por medio de la carta DE07910-20 y su contenido en adjunto a ella, los siguientes proyectos PMGD con los siguientes ICC vigentes asociados al transformador T2 de esta subestación.

Tabla 7-2: Proyectos PMGD con ICC asociados a S/E Panquehue. Información Chilquinta Energía.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
Paiquén	Panquehue T2	Tulipán	2,99	Fotovoltaica	19-07-2019	19-01-2021	ICC Extendido
Paiquén	Panquehue T2	Tulipán VII	5,99	Fotovoltaica	24-02-2020	24-11-2020	ICC aceptado mediante F8
Paiquén	Panquehue T2	San Roque Sur	2,99	Fotovoltaica	14-08-2020	14-05-2021	ICC aceptado mediante F8
Total MW				11,97 MW			

7.3 Análisis de Verificación de Congestión para T2 44/12 kV - 16 MVA S/E Panquehue.

7.3.1 Grado de avance efectivo de las obras de transmisión zonal.

La S/E Panquehue no cuenta con una obra de expansión propiamente tal, sin embargo, la zona cuenta con el desarrollo de la obra “Nueva S/E Panquehue 110/13,8 kV” (RE N°381/2017), la cual no cuenta con una fecha de puesta en servicio declarada o informada en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, así como tampoco en la Resolución Exenta N°372 emitida el 28 de septiembre de 2020 y en la Resolución Exenta N°286 emitida el 31 de julio de 2020.

7.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.1, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica, lo anterior se justifica en que se trata de un análisis de congestión por inyección de energía y no asociada a consumo.

7.3.3 Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en horizonte de estudio.

Tal como lo indica la sección 3.1, para este punto se considerará la información contenida en la última Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida al menos con un plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos”, por parte del Coordinador. De la información contenida en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción o con fecha de puesta en servicio en el corto plazo para esta instalación.

7.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T2 44/12 kV 16 MVA S/E Panquehue.

En concordancia con los antecedentes presentados por la Empresa Chilquinta Energía, y de acuerdo con lo establecido en las secciones 7.3.1 a 7.3.3, se determina la no existencia de congestión en el transformador T1 44/12 kV – 16 MVA de la S/E Panquehue, al no existir un proyecto PMGD con solicitud de conexión en el horizonte de corto plazo para esta instalación.

8. Verificación de posible congestión en transformadores de Informe mayo 2020.

El estudio anterior revisó las instalaciones: T1 110/12 kV – 25 MVA de la S/E San Rafael y T2 44/12 kV de la S/E Panquehue asociados a los proyectos PMGD: Grove y TULIPANES VII respectivamente. De la información contenida en la Resolución Exenta N°407 emitida el 29 de octubre de 2020, no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción o con fecha de puesta en servicio en el corto plazo para esta instalación, así como tampoco en la Resolución Exenta N°372 emitida el 28 de septiembre de 2020 y en la Resolución Exenta N°286 emitida el 31 de julio de 2020. Por ende, se determina la no existencia de congestión por PMGD para estos transformadores, al no existir un proyecto PMGD con solicitud de conexión en el horizonte de corto plazo para las mencionadas instalaciones.

9. CONCLUSIONES.

A partir de las consideraciones y análisis de las secciones 3 a 7 de este informe, el Coordinador puede determinar que las instalaciones mostradas en la tabla 8-1 y 8-2, no presentarían congestión debido a la inyección de los proyectos PMGD en el horizonte de estudio de este informe, desarrollado, considerando lo indicado en el artículo 2-14 y 2-25 de la “Norma de Conexión y Operación de PMGD

Tabla 9-1: Instalaciones a analizar informadas al Coordinador al 30 de Octubre

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD	Presenta congestión en horizonte de estudio
Casablanca	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	CARZA XV	3.0	No
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Fardela Negra	3.0	No
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Pitra XV	3.0	No
Litoral	T1; 66/12 kV - 8 MVA	El Total	Litoral Del Sol	9.0	No
Luz Parral	T2; 66/13,8 kV 5 MVA	San Gregorio	Tepú Fenix	9.0	No
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	San Roque SUR	2.99	No

Tabla 9-2: Instalaciones analizadas en estudio de mayo 2020 que se vuelven a verificar.

Empresa	Transformador afectado	Subestación a la que pertenece	PMGD que ocasiona estudio	Potencia PMGD	Presenta congestión en horizonte de estudio
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES VII	5,99	No
Chilquinta	T1; 110/12 kV – 25 MVA	San Rafael	GROVE	9	No