

Informe

Verificación de Posibles Congestionaciones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD.

Artículo 12° - Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD

31 de mayo de 2021

Subgerencia de Planificación

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Final	Luis Hormazabal V. – Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red
	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	5
2. REVISIÓN DE CONTENIDOS DE SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL A EMPRESAS.	7
3. CONSIDERACIONES PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACION ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.	8
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES	8
4. ANALISIS PARA TRANSFORMADORES T1 Y T2 66/23 KV - 30 MVA S/E OVALLE.	11
4.1 S/E OVALLE CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	11
4.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	12
4.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T1 Y T2 66/23 kV - 30 MVA S/E OVALLE	13
5. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/23-13,8 KV - 13 MVA S/E ILLAPEL.	17
5.1 S/E ILLAPEL CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	17
5.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	18
5.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T1 66/23 - 13,8 kV - 13 MVA S/E ILLAPEL.	18
6. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/13,8 KV – 18,7 MVA S/E SAN CARLOS.	20
6.1 S/E SAN CARLOS CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	20
6.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC EN ESTUDIO.	21
6.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T1 66/13,8 kV – 18,7 MVA S/E SAN CARLOS.	22
7. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T2 44/12 KV - 16 MVA S/E PANQUEHUE.	23
7.1 S/E PANQUEHUE CONSIDERANDO ENTORNO CON REDES DE DISTRIBUCIÓN.	23
7.2 INFORMACIÓN DE PMGD EN OPERACIÓN Y CON ICC APROBADOS.	24
7.3 ANÁLISIS DE VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN PARA T2 66/12 kV - 16 MVA S/E PANQUEHUE.	25
8. TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.	26
9. VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADORES ANALIZADOS EN INFORME DE MAYO 2020 Y NOVIEMBRE 2020.	26

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, publicada mediante Resolución Exenta N°409 de la CNE el 05 de julio de 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 los informes entregados por las empresas al Coordinador hasta el día 30 de abril del 2021 y los correspondientes complementos solicitados mediante correspondencia. 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 abril 2021.

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD (MW)	Alimentador(es) asociado a PMGD
CGE	T1; 66/24 kV - 30 MVA	Ovalle	Solicitud de revisión por desarrollador	27,0	Delta, San Luis, Quebrada Seca
	T2; 66/24 kV - 30 MVA				
CGE	T1; 66/23-13,8 kV- 13 MVA	Illapel	Solicitud de revisión por desarrollador		Huenten-Canela, Salamanca, Plan de Hornos, Illapel (13,8 kV)
CGE	T1; 66/13,8 kV – 18,7 MVA	San Carlos	San Carlos III 1-C	2,6	San Carlos
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES AEP	8,99	Viña Errazuriz

Tabla 1-2: Instalaciones analizadas en estudios anteriores que se deben revisar.

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
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES VII	5,99	Paiquén
Chilquinta	T1; 110/12 kV – 25 MVA	San Rafael	GROVE	9,0	San Esteban

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, requeridos por el Coordinador para el desarrollo de los estudios.

Tabla 2-1: Antecedentes mínimos para evaluar el informe

	Antecedente	CGE		Coopelec		Chilquinta Energía	
		Envío	Comentarios	Envío	Comentarios	Envío	Comentarios
1	Lista de alimentadores asociados a instalación zonal en estudio junto a archivo .kmz de éstos	Parcial	No envía toda la información solicitada mediante carta DE02073-21	Si	--	Si	--
2	Demanda de alimentadores desagregando la generación del consumo	Parcial	No envía toda la información solicitada mediante carta DE02073-21	Parcial	No envía toda la información solicitada mediante carta DE02074-21	Si	--
3	Lista de PMGD en Operación identificando a que alimentador pertenece	No	--	No	--	Si	--
4	Lista de PMGD con ICC aprobados por empresa distribuidora	Parcial	No envía toda la información solicitada mediante carta DE02073-21	Si	--	Si	--
5	Plan de Obras red MT en horizonte de 5 años para zona en análisis	Si	--	Si	--	Si	--
6	Listado elementos que ocasionan limitación en inyección PMGD en la red MT	No	--	No	--	Si	--
7	Base de datos Digsilent PF de alimentadores de instalaciones posiblemente congestionada incluyendo PMGD en operación y con ICC aprobada	Si	--	Si	--	Si	--
8	Estudios de ICC aprobados	Parcial	No envía toda la información solicitada mediante carta DE02073-21	Si	--	Si	--

De acuerdo con el envío de información por parte de las empresas: CGE (fecha de recepción antecedentes 18-05-2021), Coopelec (fecha de recepción antecedentes 14-05-2021) y Chilquinta Energía (fecha de recepción 18-05-2021), 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, complementando con información de plataforma Infotecnica del Coordinador.

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 en el SEN (proyectos que afecten a las instalaciones zonales en análisis), contenidos en las Resoluciones Exentas, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitidas en el periodo de tiempo que media entre la emisión de cada Informe de Verificación de Congestionamientos. Se considera como la última Resolución Exenta para el estudio, la emitida con 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 escenario más exigente, 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 noviembre 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:

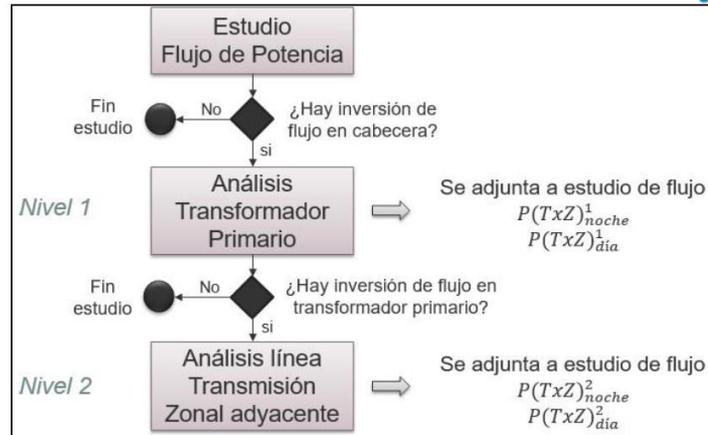


Figura 3-1. Análisis de impacto en transmisión zonal.

El análisis a nivel de Transmisión Zonal consiste en determinar para 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:

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

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

Donde:

$P(TxZ)_{NOCHE}^i$: 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.

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

$\Sigma D_{\text{minDÍA}}$ = 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

$\Sigma PMGD$ = 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 TRANSFORMADORES T1 Y T2 66/23 KV - 30 MVA S/E OVALLE.

4.1 S/E Ovalle considerando entorno con redes de distribución.

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

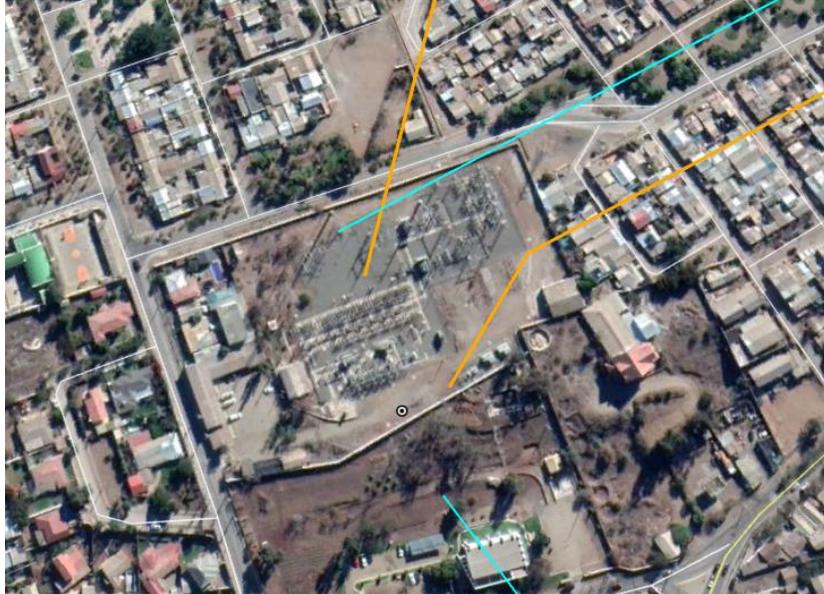


Ilustración 1. Vista aérea S/E Ovalle.

Actualmente la S/E Ovalle posee dos transformadores AT/MT nivel de tensión 66/23 kV de 30 MVA cada uno. Esta instalación se energiza a través de la Subestación Pan de Azúcar 110 kV, por medio de la línea 2x110 kV El Peñón - Ovalle. La Figura 4-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Ovalle.

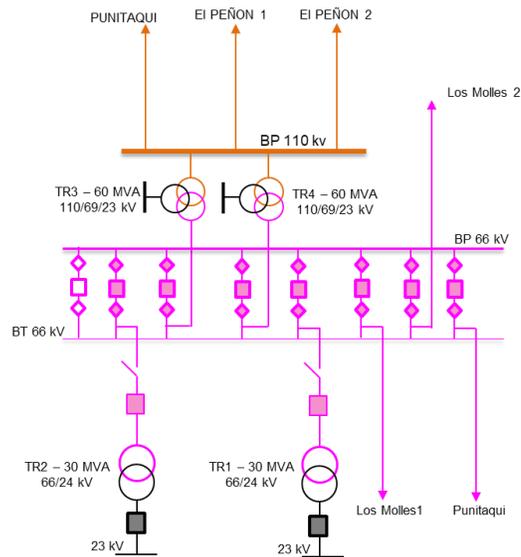


Figura 4-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Ovalle.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE, la S/E Ovalle cuenta con 9 alimentadores. La figura-2 muestra la disposición y asociación de los alimentadores con los respectivos transformadores AT/MT de esta instalación. Se debe indicar que la información entregada por la empresa no considera un archivo georreferenciado de los alimentadores asociados a esta subestación, así como tampoco se indica la capacidad nominal de los alimentadores.

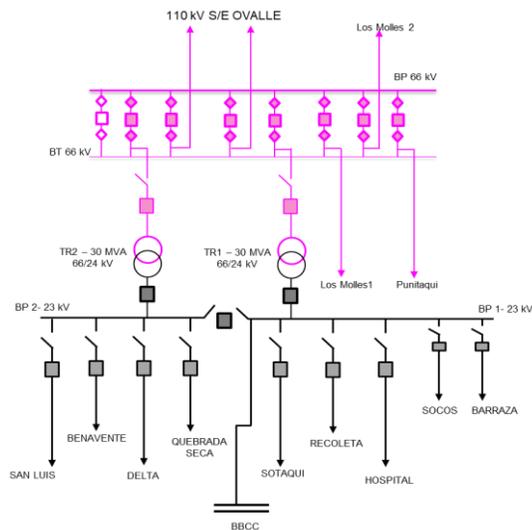


Figura 4-2. Alimentadores S/E Ovalle. Información CGE.

4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La empresa CGE, mediante la carta DE02655-21 del 18 de mayo de 2021 y sus adjuntos, no proporciona los antecedentes referentes a los PMGD operativos en la S/E Ovalle. Por lo anterior, se

usa la información disponible en la plataforma Infotecnica “sección reporte de centrales a mayo 2021¹”.

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

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador	TRAFO asociado
1	LA CHAPEANA	ene-2016	Fotovoltaico	2,9	SOTAQUI	T1
2	LAS MOLLACAS	ene-2016	Fotovoltaico	2,9	HOSPITAL	T1
3	LAGUNILLA	feb-2016	Fotovoltaico	3,0	- S/E OVALLE 23KV BP1	T1
4	ALTURAS DE OVALLE	oct-2016	Fotovoltaico	6,0	- S/E OVALLE 23KV BP1	T2
5	AMPARO DEL SOL	jun-2018	Fotovoltaico	3,0	- S/E OVALLE 23KV BP1	T2
6	TALHUEN	ago-2018	Fotovoltaico	3,0	- S/E OVALLE 23KV BP1	T2
7	SANTA CLARA	jun-2019	Fotovoltaico	2,8	S/E OVALLE 23KV BP1	T2
8	LA CHIMBA BIS	may-2020	Fotovoltaico	2,78	S/E OVALLE 23KV BP1	T1
9	PARQUE SOLAR OVALLE NORTE	feb-2021	Fotovoltaico	9,01	San Luis	T2
10	PRETTY FIELD	Abr-2021	Fotovoltaico	2,8	Socos	T1
Total MW asociado a T1			14,4			
Total MW asociado a T2			23,7			

En la tabla 4-2 se muestra el único proyecto PMGD con ICC presentado por CGE para la Subestación Ovalle.

Tabla 4-2: Proyectos PMGD con ICC en estudio S/E Ovalle. Información CGE.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
SOTAQUI	T1 S/E Ovalle	Samo Bajo Bis	2,8	Fotovoltaica	abr-2021	S/I	S/I

4.3 Análisis de Verificación de Congestión para T1 y T2 66/23 kV - 30 MVA S/E Ovalle

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 Ovalle.

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.

¹ <https://infotecnica.coordinador.cl/>

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 las Resoluciones Exentas de la CNE desde diciembre 2020 a abril 2021, que “*Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción*”, emitida al menos, con un mes de anticipación a la publicación del “*Informe de Verificación de Congestionamientos*” por parte del Coordinador. De acuerdo a lo anterior, 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	Res. Exenta.	Transformador asociado
PMGD PF Anakena	ANAKENA SpA	oct-21	Fotovoltaico	9,0	12,5	Región de Coquimbo	Alimentador Sotaqui 23 kV, S/E Ovalle	Res. Exenta N° 89 de 31/03/2021	T1
PMGD PF Granate	GRANATE SpA	oct-21	Fotovoltaico	9,0	12,5	Región de Coquimbo	Alimentador Quebrada Seca 23 kV, S/E Ovalle	Res. Exenta N° 89 de 31/03/2021	T2
PMGD PF SunHunter	SUNHUNTER SpA	oct-21	Fotovoltaico	9,0	12,5	Región de Coquimbo	Alimentador Delta 23 kV, S/E Ovalle	Res. Exenta N° 89 de 31/03/2021	T2
Total MW asociado a T1						9,0			
Total MW asociado a T2						18,0			

De la Tabla 4-3, se puede concluir que todos los proyectos contenidos en ella deben ser considerados para el análisis de congestión de los transformadores de la S/E Ovalle.

4.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T1 66/23 kV 30 MVA S/E Ovalle.

De acuerdo con lo establecido en las secciones 4.3.1 a 4.3.3, 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 los proyectos de la tabla 4-3.

- 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 Ovalle. Esta demanda se obtendrá de la Figura 4-2 para T1 y 4-3 para T2, que muestra la demanda de la instalación entre las 21:00 a 06:59 hrs.

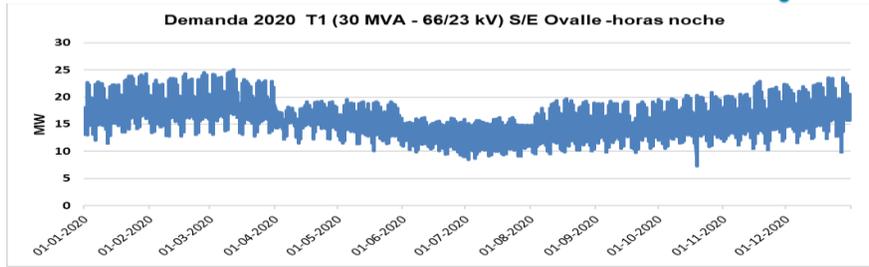


Figura 4-3. Potencia en transformador T1 30 MVA S/E Ovalle – horas noche.

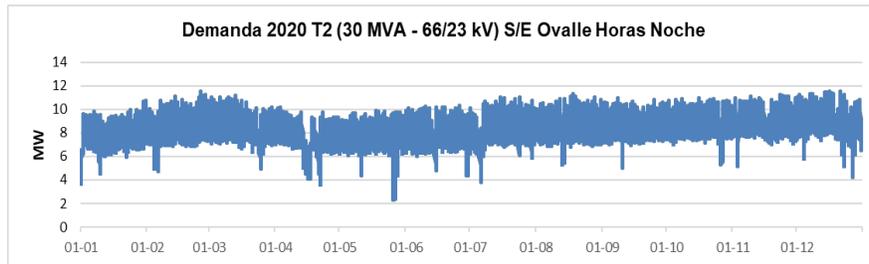


Figura 4-4. Potencia en transformador T2 30 MVA S/E Ovalle – horas noche.

De la figura 4-1 y la figura 4-3, se obtiene la demanda mínima de los transformadores de esta subestación, correspondiendo el valor de 9 MW para el transformador T1 y de 6 MW para el transformador T2, lo anterior implica que la potencia que circulará por el transformador T1 y T2 de la S/E Ovalle en horario diurno es de:

$$P(TxZ)_{noche} T1 S/E Ovalle = 9 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{noche} T2 S/E Ovalle = 6 \text{ MW}$$

La potencia que circular por la instalación en horas sin sol es menor que los 30 MVA de capacidad nominal de los transformadores T1 y T2 de la S/E Ovalle.

- Nivel de Congestión día:

$$P(TxZ)_{dai} = \Sigma D_{mindia} - \Sigma PMGD$$

Con:

ΣD_{mindia} = es la demanda mínima promedio día entre las 07:00 hrs a 20:59 hrs, asociada al transformador de la S/E Ovalle. Esta demanda se obtendrá de la Figura 4-4 para el T1 y de la Figura 4-5 para el T2.

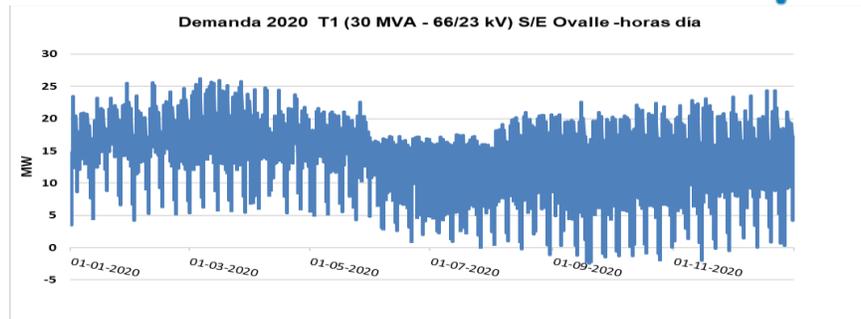


Figura 4-5. Potencia en transformador T1 -30 MVA S/E Ovalle– horas día.

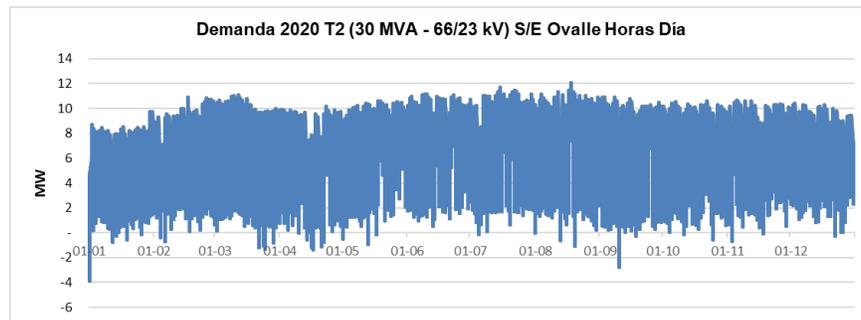


Figura 4-6. Potencia en transformador T2 -30 MVA S/E Ovalle– horas día.

De las figuras 4-4 y 4-5 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a - 1 MW para el transformador T1 y de -1,5 MW para el transformador T2. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio (mayo 2021 a noviembre 2021), son los mostrados en la tabla 4-3, lo que significa que la estimación de potencia que circulará por los transformadores de la S/E Ovalle en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día T1 S/E Ovalle}} = - 1 \text{ MW} - 9\text{MW} = -10\text{MW}$$

$$P(TxZ)_{\text{Día T2 S/E Ovalle}} = - 1,5 \text{ MW} - 18 \text{ MW} = -19,5 \text{ MW}$$

La potencia que circular por los transformadores de la S/E Ovalle durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de estas unidades correspondiente a 30 MVA para ambas. Por ende, se determina la no existencia de congestión en los transformadores T1 y T2 de 66/23 kV – 30 MVA de la S/E Ovalle, debido a la inyección de PMGD.

Hay que mencionar que, si se considera una demanda nula asociada a los consumos de esta subestación, el transformador T2 de esta instalación presentaría una sobrecarga correspondiente a 11,7 MW en horas de sol.

5. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/23-13,8 KV - 13 MVA S/E ILLAPEL.

5.1 S/E Illapel considerando entorno con redes de distribución.

La S/E Illapel se encuentra emplazada en la comuna de Illapel, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 2 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Illapel.



Ilustración 2. Vista aérea S/E Illapel.

De acuerdo con la información disponible en la plataforma Infotecnica del Coordinador, la S/E Illapel posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/24-13,8 kV de 13 MVA. Esta instalación se energiza al sistema de transmisión por medio de la línea 1x110 kV Illapel – Choapa. Respecto del nivel de tensión MT, esta subestación cuenta con 4 alimentadores, tres conectados en nivel de tensión 23 kV y uno conectado por medio de un autotransformador 23/13,8 kV. La Figura 4-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Illapel.

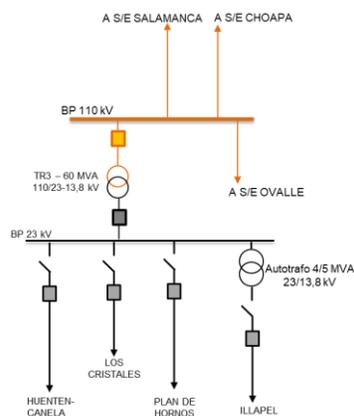


Figura 5-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Illapel.

5.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

Debido a que esta subestación se analiza por las consultas de distintos desarrolladores, para esta sección se utiliza la información disponible en la plataforma Infotecnica “sección reporte de centrales mayo 2021²”.

Tabla 5-1: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Illapel.

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador	TRAFO asociado
1	BELLAVISTA	mar-2016	Fotovoltaico	3,0	S/E ILLAPEL	T1
2	CUZ CUZS	mar-2017	Fotovoltaico	3,0	S/E ILLAPEL	T1
3	ILLAPEL 5X	jul-2019	Fotovoltaico	3,0	BP1 ILLAPEL -	T1
4	CANESA SOLAR	ago-2019	Fotovoltaico	3,0	BP1 ILLAPEL	T1
5	COCINILLAS	nov-2020	Fotovoltaico	2,8	-LOS CRISTALES	T1
6	CANELILLO	nov-2020	Fotovoltaico	2,8	-LOS CRISTALES	T1
Total MW asociado a T1				17,6		

5.3 Análisis de Verificación de Congestión para T1 66/23 - 13,8 kV - 13 MVA S/E Illapel.

5.3.1 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 Illapel.

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 las Resoluciones Exentas de la CNE desde diciembre 2020 a abril 2021, que “*Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción*”, emitida al menos con un mes de anticipación a la publicación del “*Informe de Verificación de Congestion*” por parte del Coordinador. De la información contenida en las resoluciones mencionadas anteriormente, se determina que no existen proyectos PMGD declarados en construcción asociados a la S/E Illapel. A pesar de lo mencionado anteriormente, y debido a que la inyección de potencia de los PMGD operativos en esta subestación supera la capacidad nominal de esta instalación, se procede a verificar posibilidad de congestión para el transformador de esta subestación.

² <https://infotecnica.coordinador.cl/>

5.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T1 66/23 - 13,8 kV - 13 MVA S/E Illapel.

De acuerdo con lo establecido en las secciones 5.3.1 a 5.3.3, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD, atendiendo a lo indicado en los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD, considerando los proyectos de la tabla 4-3.

- Nivel de Congestión Diurno:

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

Con:

$\Sigma D_{minnoche}$ = es la demanda mínima promedio noche asociada al transformador de S/E Illapel. Esta demanda se obtendrá de la Figura 5-2. que muestra la demanda de la instalación entre las 21:00 a 06:59 hrs.

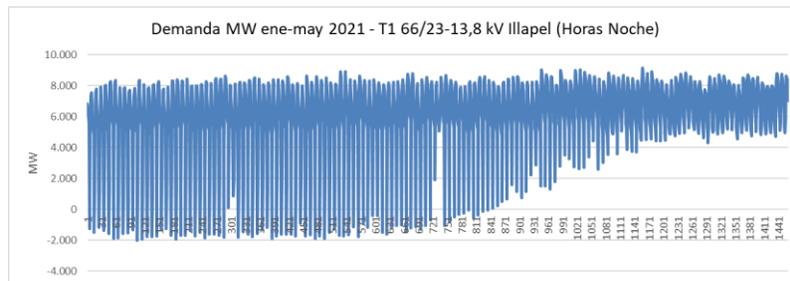


Figura 5-2. Potencia en transformador T1 13 MVA S/E Illapel – horas noche.

De la figura 5-2, se obtiene la demanda mínima del transformador de esta subestación, correspondiendo el valor de -2 MW, lo anterior implica que la potencia que circulará por el transformador T1 de la S/E Illapel en horario diurno es de:

$$P(TxZ)_{noche T1 S/E Illapel} = -2 \text{ MW}$$

La potencia que circular por la instalación en horas sin sol, es menor que los 13 MVA de capacidad nominal del transformador T1 de la S/E Illapel.

- Nivel de Congestión día:

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

Con:

$\Sigma D_{mindía}$ = es la demanda mínima promedio día entre las 07:00 hrs a 20:59 hrs, asociada al transformador de la S/E Illapel. Esta demanda se obtendrá la Figura 5-3 para el T1.

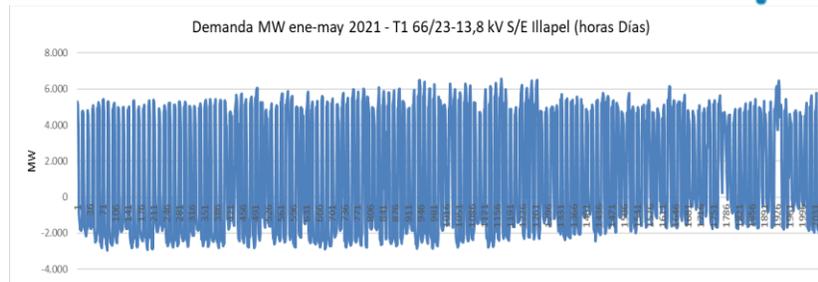


Figura 5-3. Potencia en transformador T1 -13 MVA S/E Illapel– horas día.

De la figura 5-3 podemos obtener que la demanda máxima (se considera el máximo debido a la inexistencia de nueva inyección) corresponde a 6 MW para el transformador T1 de S/E Illapel. Lo anterior implica que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Illapel en horas día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Dia T1 S/E Illapeli}} = 6 \text{ MW}$$

La potencia que circula por el transformador de la S/E Illapel durante las horas de sol, es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 13 MVA.

Por lo anterior, se determina la no existencia de congestión en el transformador T1 66/23-13,8 kV – 13 MVA de la S/E Illapel, debido a la inyección de PMGD.

Hay que mencionar que, si se considera una demanda nula asociada a los consumos de esta subestación, el transformador T1 de esta instalación presentaría una sobrecarga correspondiente a 4,45 MW en horas de sol.

6. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR T1 66/13,8 KV – 18,7 MVA S/E SAN CARLOS.

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

La S/E San Carlos se encuentra emplazada en la comuna de San Carlos, 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 Carlos.



Ilustración 3. Vista aérea S/E San Carlos.

Actualmente la S/E San Carlos posee un transformador AT/MT - 66/13,8 kV de 18,7 MVA. Esta subestación se energiza por medio de un tap – off, el cual se conecta a la línea 1x66 kV que une el Tap Ñiquen con la subestación Cocharcas. La Figura 6-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E San Carlos y los tres alimentadores abastecidos por esta instalación.

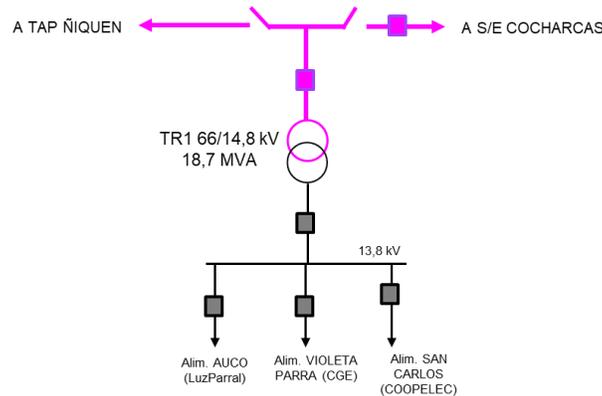


Figura 6-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Carlos.

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas CGE S.A y Coopelec, la subestación San Carlos cuenta con tres alimentadores: alimentador San Carlos de propiedad de Coopelec, alimentador Violeta Parra de propiedad de CGE y alimentador Auco. La información entregada por estas empresas, no especifica la capacidad nominal de estos alimentadores, así como tampoco se incluye un archivo georreferenciado o .kmz con una localización de ellos.

6.2 Información de PMGD en Operación y con ICC en estudio.

Se debe señalar que las empresas CGE y Coopelec no entregan información de PMGD's en operación asociados a la S/E San Carlos, motivo por el cual se revisa el informe de Centrales del Coordinador al mes de mayo, obteniendo la siguiente información (ver Tabla 6-1).

Tabla 6-1: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E San Carlos.

N°	PMGD en Operación	Fecha de conexión	Tecnología	MW	Alimentador	TRAFO asociado
1	LAS CODORNICES	jul-2019	Fotovoltaico	3,0	San Carlos	T1

Las empresas CGE y Coopelec por medio de las cartas DE02655-21 y DE02613-21 informan de los siguientes proyectos PMGD con ICC en estudio, ver Tabla 6-2

Tabla 6-2: Proyectos PMGD con ICC aprobados S/E San Carlos. Información COOPELEC y CGE.

Alimentador	Transformador	PMGD	Capacidad [MW]	Tecnología	Fecha de emisión ICC	Fecha de vencimiento ICC	Estado ICC
San Carlos	T1 S/E San Carlos	San Carlos III 1-C	3,0	Fotovoltaica	Nov-202	S/I	S/I-
Violeta Parra	T1 S/E San Carlos	Buli Viejo	9,0	Fotovoltaica	Nov-2020	S/i	S/I
Total MW				12,0			

6.3 Análisis de Verificación de Congestión para T1 66/13,8 kV – 18,7 MVA S/E San Carlos.

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

La S/E San Carlos cuenta con el siguiente proyecto de expansión, “Ampliación SE San Carlos” (DE N°418/2017), el cual tiene una fecha de puesta en servicio estimada para septiembre de 2022, la cual está fuera de la ventana de tiempo a considerar en este informe.

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 consumo de ésta.

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 las Resoluciones Exentas de la CNE desde diciembre 2020 a abril 2021, 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 Congestion*” por parte del Coordinador. De acuerdo con lo anterior se obtiene lo siguiente:

Tabla 6-3: Proyectos PMGD en construcción.

Proyecto	Propietario	Nueva fecha estimada de conexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Ubicación	Punto de Conexión	Res. Exenta.	Transformador asociado
PMGD PF MUTUPIN	MONTEJO ENERGIA SpA	may-21	Fotovoltaico	9,0	11,1	Región de Ñuble	Alimentador Alico 13,2 kV, S/E San Carlos	Res. Exenta N° 57 de 26 febrero 2021	T1

6.3.4 Verificación de posible congestión en transformador T1 66/13,8 kV 18,7 MVA S/E San Carlos.

En concordancia con los antecedentes presentados por las empresas CGE y Coopelec, 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 T1 66/13,8 kV – 18,7 MVA de la S/E San Carlos, al no existir un proyecto PMGD con solicitud de conexión en el horizonte de tiempo de estudio 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 4, se muestra una vista aérea de la zona, en la cual está ubicada la S/E San Panquehue.



Ilustración 4. 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.

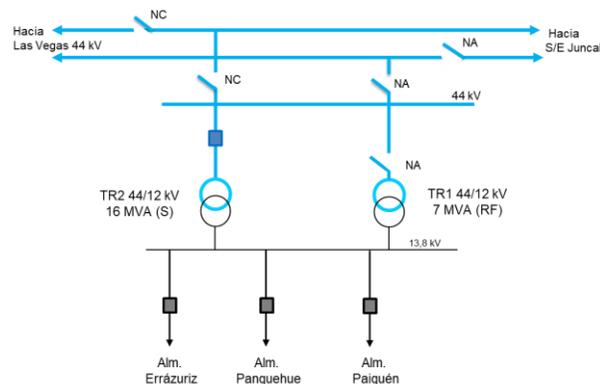


Figura 7-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Panquehue.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa Chilquinta Energía, la S/E Panquehue cuenta con tres alimentadores: alimentador Errázuriz, alimentador Panquehue y alimentador Paiquén. Todos con capacidad nominal de 9 MW, nivel de tensión 12 kV y conectados al transformador T2 de esta subestación. La Ilustración 5 muestra una vista aérea del emplazamiento geográfico de los alimentadores de la S/E Panquehue.

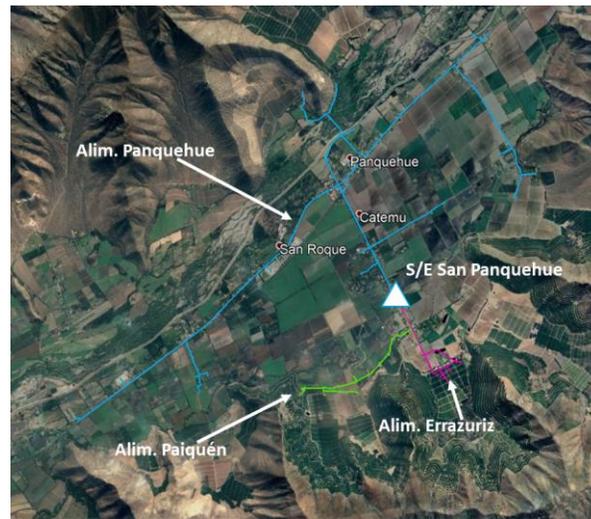


Ilustración 5. Vista aérea red Dx S/E Panquehue.

7.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

Chilquinta Energía informa, por medio de la carta DE02661-21 del 18 de mayo del 2021 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				9,0	

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
<i>Viña Errazuriz</i>	<i>Panquehue T2</i>	<i>Tulipán AEP</i>	<i>8,99</i>	<i>Fotovoltaica</i>	<i>26-02-2020</i>	<i>14-05-2021</i>	<i>ICC aceptado mediante F15</i>
<i>Paiquén</i>	<i>Panquehue T2</i>	<i>San Roque Sur</i>	<i>2,99</i>	<i>Fotovoltaica</i>	<i>14-08-2020</i>	<i>26-09-2022</i>	<i>ICC aceptado mediante F8</i>
Total MW				11,97 MW			

7.3 Análisis de Verificación de Congestión para T2 66/12 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 un proyecto de expansión, sin embargo, en la zona se pondrá en servicio la obra “Nueva S/E Panquehue 110/13,8 kV” (Res. Exenta N°381/2017), con fecha de puesta en servicio para junio de 2021³, lo que implica un nuevo punto de suministro disponible para la inyección de proyectos PMGD.

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 las Resoluciones Exentas de la CNE desde diciembre 2020 a abril 2021, 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 Congestiones*” por parte del Coordinador. De la información contenida en las resoluciones mencionadas anteriormente se determina que no existen proyectos PMGD declarados en construcción o con puesta en servicio declarada en el horizonte de tiempo de este estudio, asociados a la S/E Panquehue.

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 proyectos PMGD con solicitud de conexión para esta instalación.

³ <https://pgp.coordinador.cl/irequests/5d65777136d9ef0c82e30177>. Acceso el 28 de mayo de 2021

8. TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.

En el caso de verificar la existencia de congestiones por inyección de un proyecto PMGD en alguna instalación zonal, el procedimiento de limitación de las inyecciones de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la instalación afectada, para que sus excedentes no superen la capacidad nominal (mientras no se ejecuten obras de ampliación necesarias en dicha instalación), indica que las congestiones deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de sus inyecciones, a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación. Lo anterior, de acuerdo a lo establecido en el artículo 102° del DS88-2019, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, situación que será instruida por el CDC de este Coordinador al respectivo Centro de Control.

9. VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADORES ANALIZADOS EN INFORME DE MAYO 2020 Y NOVIEMBRE 2020.

Los estudios de verificación de congestión por inyección de PMGD de mayo 2020 y noviembre del 2020, contemplaron las siguientes instalaciones (ver tabla 9-1):

Tabla 9-1: Proyectos PMGD analizados en estudios anteriores.

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD	Presentó congestión en horizonte de estudio	Fecha estudio
Casablanca	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	CARZA XV	3,0	No	Nov-20
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Fardela Negra	3,0	No	Nov-20
Litoral	T1; 66/12,5 kV - 5,25 MVA	San Jerónimo	Pitra XV	3,0	No	Nov-20
Litoral	T1; 66/12 kV - 8 MVA	El Totoral	Litoral Del Sol	9,0	No	Nov-20
Luz Parral	T2; 66/13,8 kV 5 MVA	San Gregorio	Tepú Fenix	9,0	No	Nov-20
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	San Roque SUR	2,99	No	Nov-20
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES VII	5,99	No	May-20
Chilquinta	T1; 110/12 kV – 25 MVA	San Rafael	GROVE	9,0	No	May-20

Es importante mencionar, los cambios que se muestran para la S/E Panquehue, debido a que en el estudio de noviembre 2021, esta instalación contaba con los ICC de los proyectos PMGD: Tulipanes de 2,99 MW y Tulipanes VII de 5,99 MW asociados al alimentador Paiquén. Sin embargo, para este estudio se presenta el ICC asociado al proyecto PMGD Tulipanes AEP de 8,99 MW asociado al alimentador Viña Errazuriz de esta subestación.

A continuación, la tabla 9-2 muestra si en la información contenida en las resoluciones exentas emitidas desde noviembre 2020 a abril de 2021, se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción o con fecha de puesta en servicio asociadas a las instalaciones de la tabla 9-1.

Tabla 9-2: Revisión de proyectos declarados en construcción o con PES próximas noviembre 2020 a abril 2021

Transformadores estudios anteriores	Res. Exenta N° 454 de 30/11/2020	Res. Exenta N° 498 de 30/12/2021	Res. Exenta N° 34 de 29/01/2020	Res. Exenta N° 57 de 26/02/2021	Res. Exenta N° 89 de 31/03/2021	Res. Exenta N° 137 de 30/04/2022
	Transformador presenta proyecto en construcción o con PES definida					
Panquehue T2	No	No	No	No	No	No
San Rafael T1	No	No	No	No	No	No
San Jeronimo T1	Si	No	No	No	No	No
El Totoral T1	No	No	No	No	No	No
San Gregorio T2	No	No	No	No	No	No

De la tabla 9-2 se determina que el transformador T1 de 66/12 kV -5,25 MVA de la S/E San Jerónimo, cuenta con el PMGD Pitra de 3 MW operando desde noviembre 2020, debido a que la inyección del PMGD es menor que la capacidad del transformador (existe capacidad de inyección por 2,25 MW netos) y a la inexistencia de proyectos en construcción o con puesta en servicio en el corto plazo, se determina la no existencia de congestión por PMGD para este transformador, así como también para el resto de los transformadores de la tabla 7-2, utilizando el criterio anterior.

10. CONCLUSIONES.

A partir de las consideraciones y análisis de las secciones 3 a 8 de este informe, el Coordinador puede determinar que las instalaciones mostradas en la tabla 10-1 y 10-2, no presentarían congestión debido a la inyección de los proyectos PMGD en el horizonte de estudio de este informe (mayo 2021 a noviembre 2021). Lo anterior considerando lo indicado en el artículo 2-14 y 2-25 de la “Norma de Conexión y Operación de PMGD.

Tabla 10-1: Instalaciones a analizar informadas al Coordinador al 30 de abril del 2021

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD (MW)	Presenta congestión en horizonte de estudio
CGE	T1; 66/24 kV - 30 MVA	Ovalle	Solicitud de revisión por desarrollador	9,0	NO
	T2; 66/24 kV - 30 MVA			18,0	NO
CGE	T1, 66/23-13,8 kV – 13 MVA	Illapel	Solicitud de revisión por desarrolladores	-----	NO
CGE	T1; 66/13,8 kV – 18,7 MVA	San Carlos	San Carlos III 1-C	2,6	NO
Chilquinta	T2; 44/12 kV - 16 MVA	Panquehue	TULIPANES AEP	8,99	NO

Tabla 10-2: Instalaciones analizadas en estudio de mayo 2020 que se vuelven a verificar.

Empresa	Transformador en estudio	Subestación a la que pertenece	PMGD que origina estudio	Potencia PMGD	Presentó congestión en horizonte de estudio may 2021
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 Totoral	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
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