

Actualización Informe

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

Artículo 14° - Norma Técnica de Conexión y Operación
PMGD

Subgerencia de Planificación

Marzo de 2022

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

Nombre	Cargo
Rodrigo Espinoza V.	Subgerente Estudios y Soporte Operacional
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica
Luis Calabrán G.	Jefe Departamento Análisis de la Operación
Francisco Becerra Y.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Manuel Bravo M.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero Departamento de Planificación Eléctrica

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1. ANTECEDENTES	8
2. PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACION ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.	10
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES	10
2.2 PROCEDIMIENTO GENERAL	11
3. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EMPRESA CGE S.A.	14
3.1 ANÁLISIS S/E BOLLENAR	14
3.2 ANÁLISIS S/E CHACAHUÍN	17
3.3 ANÁLISIS S/E CHIMBARONGO	21
3.4 ANÁLISIS S/E CURACAVÍ	25
3.5 ANÁLISIS S/E EL MONTE	28
3.6 ANÁLISIS S/E ISLA DE MAIPO	32
3.7 ANÁLISIS S/E LA MANGA	36
3.8 ANÁLISIS S/E LA PALMA	39
3.9 ANÁLISIS S/E LEYDA	43
3.10 ANÁLISIS S/E LIHUEIMO	46
3.11 ANÁLISIS S/E LORETO	50
3.12 ANÁLISIS S/E LOS ANGELES	53
3.13 ANÁLISIS S/E MANDINGA	56
3.14 ANÁLISIS S/E NANCAGUA	60
3.15 ANÁLISIS S/E NIRIVILO	64
3.16 ANÁLISIS S/E OVALLE	67
3.17 ANÁLISIS S/E PANGUILEMO	71
3.18 ANÁLISIS S/E QUELENTARO	74
3.19 ANÁLISIS S/E RANGUILÍ	78
3.20 ANÁLISIS S/E SALAMANCA	81
3.21 ANÁLISIS S/E SANTA ELVIRA	85
3.22 ANÁLISIS S/E VALLENAR	88
3.23 ANÁLISIS S/E ALCONES	92
3.24 ANÁLISIS S/E ALHUÉ	95
3.25 ANÁLISIS S/E CAUQUENES	98
3.26 ANÁLISIS S/E COMBARBALÁ	102
3.27 ANÁLISIS S/E DUQUECO	105
3.28 ANÁLISIS S/E EL AVELLANO	108
3.29 ANÁLISIS S/E PUNITAQUI	112
3.30 ANÁLISIS S/E QUEREO	116

3.31 ANÁLISIS S/E SANTA ROSA	119
3.32 ANÁLISIS S/E URIBE	123
3.33 ANÁLISIS S/E VICUÑA	126
<u>4. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EL GRUPO SAESA (FRONTEL,ELECTRICA DE OSORNO,SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD).</u>	<u>130</u>
4.1 ANÁLISIS S/E NEGRETE	130
4.2 ANÁLISIS S/E LOS SAUCES	134
4.3 ANÁLISIS S/E CABRERO	137
4.4 ANÁLISIS S/E CHOLGUAN	141
<u>5. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EL GRUPO CHILQUINTA</u>	<u>145</u>
5.1 ANÁLISIS S/E CATEMU	145
5.2 ANÁLISIS S/E EL MELÓN	148
5.3 ANÁLISIS S/E SAN RAFAEL	151
5.4 ANÁLISIS S/E SAN JERÓNIMO (LITORAL)	155
5.5 ANÁLISIS S/E PANIMÁVIDA (LUZLINARES)	159
<u>6. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR COPELEC</u>	<u>163</u>
6.1 ANÁLISIS S/E SAN CARLOS	163
6.2 ANÁLISIS S/E COCHARCAS	166
<u>7. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EEPA</u>	<u>170</u>
7.1 ANÁLISIS S/E LA PINTANA	170
<u>8. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR ENGIE</u>	<u>173</u>
8.1 ANÁLISIS S/E POZO ALMONTE	173
<u>9. TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.</u>	<u>177</u>
<u>10. CONCLUSIONES.</u>	<u>178</u>

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe (versión actualizada al 31 de enero) responde al mandato que indica el artículo 2-14 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO), publicada mediante Resolución Exenta N°409 de la CNE el 05 de julio de 2019. Este artículo indica que el Coordinador deberá elaborar de manera semestral un estudio, considerando los resultados obtenidos por los diferentes estudios realizados por los PMGD de acuerdo con lo indicado en el artículo 2-25 de la NTCO, 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 público en su página web con fecha 30 de noviembre de 2021 el respectivo informe de verificación de congestiones por inyección de PMGD con todos los antecedentes disponibles hasta el 20 de noviembre de 2021. Esta actualización de dicho informe responde a los comentarios y observaciones entregadas por las empresas: Frontel, Copelec, Chilquinta Energía y desarrolladores de proyectos, así como también se considera la información de proyectos declarados en construcción a enero de 2022.

De esta manera la actualización del informe “Estudio de verificación de Congestionamientos por inyección de PMGD noviembre 2021” determinar la existencia de congestiones en las siguientes instalaciones de transmisión zonal:

Tabla 1: Instalaciones que presentan congestión. Actualización a informe publicado en noviembre 2021.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión
Chacahuín	TR2 66/15 kV - 30 MVA	1x66 kV Chacahuín - Linares	NO	SI	Aumento de Capacidad Ltx 1x66 kV Chacahuín-Linares	293/2018 Desierto en dos procesos licitatorios
Chimbarongo	(TR1 // TR2) 66/15 kV -9 MVA	1x66 kV San Fernando - Chimbarongo	SI	NO	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno	ITP 2021
La Manga	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV La Manga - Tap Nihue	SI	NO	Aumento de Capacidad en S/E La Manga	Ejecución obligatoria 13° Transitorio
La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Talca - La Palma	SI	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno)	Ampliación SE La Palma	DE 418/2017

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión
Mandiga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	1x66 Las Arañas - Mandinga	SI	NO	Ampliación en S/E Mandinga	DE198/2019
Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Nancagua - Placilla	SI	NO	Ampliación en S/E Nancagua	Ejecución obligatoria 13° Transitorio
Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	1x66 kV San Javier - Nirivilo	NO	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua)	Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV	DE 418/2017
Ovalle	TR1 66/23 kV- 25 MVA; TR2 66/23 kV - 30MVA	(TR1//TR2) 110/69/23 kV - 60 MVA	SI	NO	Ampliación SE Ovalle	DE198/2019
Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	1x66 kV Panguilemo- Talca	SI	SI	NO	
Santa Elvira	(TR1//TR2) 66/15 kV -25 MVA	1x66 kV Santa Elvira -Tap El Nevado	NO	SI (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)	DE 171/2020
Ranguilí	(TR1 //TR2) 66/13,2 kV - 5,2 MVA	1x66 kV Ranguilí - Hualañé	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua)	No	
Alcones	TR2 66/23 kV 15 MVA	1x66 kV Alcones - Marchigue	SI	NO	Ampliación SE Alcones	DE 418/2017
Vallenar	(TR1//TR2) 110/13,8 kV -10 MVA	1x110 kV Vallenar-Tap El Edén - Maitencillo	SI	NO	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	DE 185/2020
Combarbalá	(TR1//TR2) 66/13,8 kV-2,6 MVA; TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	1x66 kV Combarbalá - Los Espinos - Illapel	SI	NO	Ampliación SE Combarbalá	DE 418/2017
Santa Rosa	66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV El Peumo - Santa Rosa	SI	NO	No	
El Avellano	(TR1// TR2) 66/23 kV - 11 MVA	1x66 kV Los Ángeles - El Avellano	SI	NO	Ampliación SE El Avellano	DE 418/2017
Negrete	TR1 66/23 kV – 16 MVA	1x66 kV Negrete- PE	SI	SI	Ampliación en S/E Negrete	DE 293/2017

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión
		Buenos Aires - Los Ángeles				
Cabrero	TR1 66/13,8 kV-16 MVA; TR2 66/23 kV-16 MVA	1x66 kV Cabrero - Charrúa	SI	NO	No	
San Rafael	TR1 110/12 kV - 25 MVA	Cto1. 110 kV Tap San Rafael - San Rafael	No	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Nueva S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	DE 418/2017
San Carlos	TR1 66/13,8 kV - 18,7 MVA	1x66 kV San Carlos - Cocharcas	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua))	Ampliación SE San Carlos	DE 418/2017
Cocharcas	TR 66/13,8 kV - 12 MVA Copelec	1x66 kV Monterrico - Cocharcas	SI	SI (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas	DE 198/2019

Finalmente, es importante destacar que el presente informe se hace cargo de la metodología e indicaciones de los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD¹, no siendo parte de este análisis las congestiones producidas por centrales de generación con potencias superiores a 9 MW conectadas aguas arriba de las subestaciones AT/MT de transmisión zonal. Sin embargo, se tendrá presente una observación adicional, si en el entorno de las instalaciones a realizar la verificación de congestión, se encuentran proyectos PMGD y centrales mayores a 9 MW.

¹ Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

1. ANTECEDENTES

El presente informe actualizado 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.

De esta manera, para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, el artículo 2-14 de la NTCO de PMGD indica que el Coordinador deberá elaborar, de manera semestral, un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, considerando 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 de la actualización del informe de noviembre 2021, se consideran los comentarios y observaciones realizados por las empresas Frontel, Copelec, Litoral y desarrolladores de proyectos. También se consideran los proyectos de generación declarados en construcción al mes de enero de 2022.

Considerando lo anterior, el Coordinador analiza un total de 15 nuevas instalaciones para este informe, que se suman a las 30 analizadas en el informe de noviembre 2021.

Tabla 2: Instalaciones a verificar congestión por inyección de PMGD

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Motivo Revisión
Bollenar	TR1 110/13,2 -20 MVA	1x110 kV Bollenar - Alto Melipilla	Actualización informe con insumos a enero 2022
Chacahuín	TR2 66/15 kV -30 MVA	1x66 kV Chacahuín - Linares	Carta Embalse Ancoa DE06279-21
Panimávida	TR2 66/13,8 kV – 10 MVA	1x66 kV Panimávida -Tap Putagán	Carta Embalse Ancoa DE06279-21
Chimbarongo	(TR1 // TR2) ² 66/15 kV -9 MVA	1x66 kV San Fernando - Chimbarongo	Actualización informe con insumos a enero 2022
Curacaví	TR2 44/12 kV - 10 MVA	2x44 kV Lo Prado - Curacaví	Actualización informe con insumos a enero 2022
El Monte	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV El Monte - El Paico	Actualización informe con insumos a enero 2022
Isla de Maipo	TR1 66/12 kV - 25 MVA	1x66 kV Paine - Isla de Maipo	Actualización informe con insumos a enero 2022
La Manga	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV La Manga - Tap Nihue	Actualización informe con insumos a enero 2022

²(TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Chimbarongo.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Motivo Revisión
La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Talca - La Palma	Actualización informe con insumos a enero 2022
Leyda	TR1 110/12,5 kV - 12,5 MVA	1x110 kV Alto Melipilla - Leyda	Actualización informe con insumos a enero 2022
Lihueimo	TR3 66/13,8 kV - 12,5 MVA	1x66 kV Marchigue - Lihueimo	Actualización informe con insumos a enero 2022
Loreto	TR1 66/15 kV - 10,5 MVA	1x66 kV Lo Miranda - Loreto	Actualización informe con insumos a enero 2022
Los Ángeles	TR1 66/23 kV-25 MVA; TR2 66/23 kV - 30MVA	TR3 154/66 kV - 56 MVA	Actualización informe con insumos a enero 2022
Mandiga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	1x66 Las Arañas - Mandinga	Actualización informe con insumos a enero 2022
Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Nancagua - Placilla	Actualización informe con insumos a enero 2022
Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	1x66 kV San Javier - Nirivilo	Actualización informe con insumos a enero 2022
Ovalle	TR1 66/23 kV-25 MVA; TR2 66/23 kV - 30MVA	(TR1//TR2) 110/69/23 kV -60 MVA	Actualización informe con insumos a enero 2022
Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	1x66 kV Panguilemo- Talca	Actualización informe con insumos a enero 2022
Ranguilí	(TR1 //TR2) ³ 66/13,2 kV - 5,2 MVA	1x66 kV Ranguilí - Hualañé	Actualización informe con insumos a enero 2022
Quelentaro	Terciario 220/110/13,8 kV - 30 MVA	1x220 kV Quelentaro Central - Rapel	Actualización informe con insumos a enero 2022
Salamanca	(TR1 // TR2) ⁴ 110/23 kV- 10MVA	1x110 kV Salamanca - Illapel	Actualización informe con insumos a enero 2022
Santa Elvira	(TR1//TR2) ⁵ 66/15 kV -25 MVA	1x66 kV Santa Elvira -Tap El Nevado	Actualización informe con insumos a enero 2022
Vallenar	(TR1//TR2) ⁶ 110/13,8 kV - 10 MVA	1x110 kV Vallenar-Tap El Edén - Maitencillo	Actualización informe con insumos a enero 2022
Alcones	TR2 66/23 kV 15 MVA	1x66 kV Alcones - Marchigue	Actualización informe con insumos a enero 2022
Santa Rosa	66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV El Peumo - Santa Rosa	Actualización informe con insumos a enero 2022
Alhué	TR1 66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV Alhué - Santa Rosa	Actualización informe con insumos a enero 2022
Cauquenes	TR3 66/13,8 kV - 12 MVA	1x 66 kV Parral -Paso Hondo - Cauquenes	Actualización informe con insumos a enero 2022
Combarbalá	(TR1//TR2) ⁷ 66/13,8 kV-2,6 MVA; TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	1x66 kV Combarbalá - Los Espinos -Illapel	Actualización informe con insumos a enero 2022
Duquenco	66/23 kV - 30 MVA	TR 220/66 kV 75 MVA	Actualización informe con insumos a enero 2022

³ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Ranguilí.

⁴ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Salamanca.

⁵ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Santa Elvira.

⁶ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Vallenar.

⁷ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E Combarbalá.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Motivo Revisión
El Avellano	(TR1// TR2) ⁸ 66/23 kV - 11 MVA	1x66 kV Los Ángeles - El Avellano	Actualización informe con insumos a enero 2022
Punitaqui	TR1 66/13,2 kV -	1x66 kV Ovalle - Punitaqui	Actualización informe con insumos a enero 2022
Quereo	66/23 kV - 13 MVA	1x110 kV Quereo - Choapa	Actualización informe con insumos a enero 2022
Uribe	110/23 kV - 21 MVA	1x110 kV Esmeralda- Uribe	Actualización informe con insumos a enero 2022
Vicuña	110/23 kV - 24 MVA	1x 66 kV Vicuña - Pan de Azúcar	Actualización informe con insumos a enero 2022
Negrete	TR1 66/23 kV – 16 MVA	1x66 kV Negrete- PE Buenos Aires - Los Ángeles	Actualización informe con insumos a enero 2022
Los Sauces	TR1 66/23 kV – 16 MVA	1x66 kV Los Sauces - Angol	Actualización informe con insumos a enero 2022
Cabrero	TR1 66/13,8 kV-16 MVA; TR2 66/23 kV-16 MVA	1x66 kV Cabrero - Charrúa	Actualización informe con insumos a enero 2022
Cholguán	TR1 220/23 kV - 50 MVA	1x220 kV Charrúa - Cholguán	Carta Frontel - DE06771-21
Catemu	TR2 44/12 kV - 16 MVA	1x44 kV Catemu - Chagres	Actualización informe con insumos a enero 2022
El Melón	TR2 44/12 kV - 8 MVA	1x44 kV El Melón - Calera	Actualización informe con insumos a enero 2022
San Rafael	TR1 110/12 kV - 25 MVA	Cto1. 110 kV Tap San Rafael - San Rafael	Actualización informe con insumos a enero 2022
San Jerónimo	TR2 66/12,5 kV – 5,25 MVA	1x66 kV Tap Algarrobo – San Jerónimo	Carta Litoral - DE 00496-22
San Carlos	TR1 66/13,8 kV – 18,7 MVA	1x66 kV San Carlos – Cocharcas	Carta Copelec - DE06638-21
Cocharcas	TR 66/13,8 kV - 12 MVA Copelec	1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Carta Copelec - DE06638-21
La Pintana	TR2 110/12,5 kV – 25 MVA	2x110 kV Florida -Buin	Actualización informe con insumos a enero 2022

2. PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACION ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.

2.1 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.

⁸ (TR1 // TR2) Indica la operación en paralelo de los transformadores TR1 y TR2 de S/E El Avellano.

- 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.

2.2 PROCEDIMIENTO GENERAL

Teniendo presente la sección anterior, debemos indicar que para el punto 1 y 3 la sección 2.1, 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 esta actualización se considera el horizonte de tiempo comprendido entre junio 2021 a enero 2022).

Para el punto 2 de la sección 2.1, 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. Para los análisis se utiliza la demanda año 2020 correspondiente a cada transformador, la medida de los transformadores considera la operación de los PMGD conectados a estos elementos.

Si de los puntos 1,2,3 sección 2.1 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:

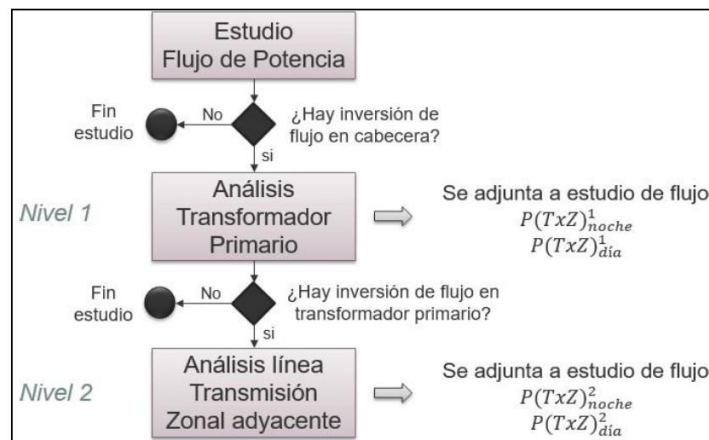


Figura 2-1. Análisis de impacto en transmisión zonal.

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 noches y nocturnos, para los 2 niveles de transmisión zonal indicados en el inciso anterior, basándose en las siguientes expresiones:

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

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

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. Las horas noche comprenden el intervalo 20:00 a 06:59 horas.

$\sum PMGD_{NS}$: 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.

$\sum Dmin_{DÍA}$ = Sumatoria de las demandas mínimas, en horas con 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. Las horas noche comprenden el intervalo 07:00 am a 19:59 horas.

$\sum PMGD$ = 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.

Para el caso de los subíndices $\sum D_{min-noche}$ y $\sum D_{min-día}$. Se considerará el valor mínimo que alcance la demanda expresada en MW para el transformador en análisis. La demanda debe ser considerada en condición de operación normal para el año 2020, tanto para en el bloque horas día (07:00 a 19:59) como para el bloque horas noche (20:00 a 06:59)

Para el caso del subíndice $\sum PMGD_{NS}$ se considerarán los PMGD en operación cuya puesta en servicio ocurriera a partir del segundo semestre del año 2020, siempre y cuando su efecto no se vea sumergido en la demanda del año 2020 del respectivo transformador al que se conecta, con el fin de no duplicar su efecto en los cálculos.

Para el caso del subíndice $\sum PMGD_{SCA}$ se considerarán los PMGD que se encuentren contenidos en alguna declaración en construcción emitida por la CNE durante el periodo junio 2021 a enero 2022.

Para el caso del subíndice $\sum PMGD_{NS}$ se considerarán los PMGD en operación cuya puesta en servicio ocurriera a partir del segundo semestre del año 2020, siempre y cuando su efecto no se vea sumergido en la demanda del año 2020 del respectivo transformador al que se conecta, con el fin de no duplicar su efecto en los cálculos. Adicionalmente se deben considerar los PMGD que se encuentren contenidos en alguna declaración en construcción emitida por la CNE durante el periodo junio 2021 a enero 2022.

De esta manera y siguiendo las fórmulas descritas anteriormente, el Coordinador revisará el nivel de congestión para los 45 transformadores detallados en la tabla N°1 contenida en el Resumen Ejecutivo. Se debe mencionar que para el análisis de congestión de las líneas adyacente a este conjunto de transformadores se considerará un escenario restrictivo, que corresponde a un escenario día con restricción de capacidad por temperatura en la línea y en la cual no existe circulación de potencia por consumos. Para los casos en que la línea adyacente cuente con el aporte de proyectos PMGD y/o centrales de generación con excedentes mayores a 9 MW emplazadas cerca de su entorno, se considerará un escenario adicional de inyección coincidente de estas.

3. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EMPRESA CGE S.A.

A continuación, se presenta el análisis para 34 subestaciones operadas por la empresa CGE .

3.1 ANÁLISIS S/E BOLLENAR

3.1.1 S/E Bollenar entorno.

La S/E Bollenar se encuentra emplazada en la comuna de Melipilla, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 1, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 1. Vista aérea S/E Bollenar.

Actualmente la S/E Bollenar posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/13,8 kV, con capacidad de 30 MVA, esta instalación se conecta al resto del sistema de transmisión por medio de la línea 1x110 kV Tap off Alto Melipilla – Bollenar, que tiene una extensión de 20 km. El Tap off Alto Melipilla se conecta a la subestación Alto Melipilla a través de la línea 1x110 kV Alto Melipilla-Tap off Alto Melipilla de 0,3 km de longitud. La 3-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Bollenar.

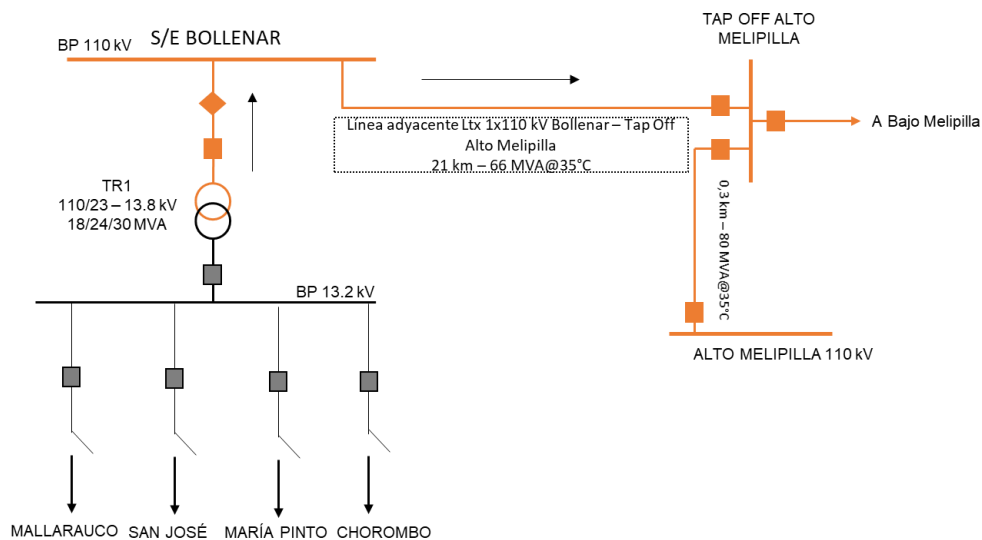


Figura 3-1. Diagrama Unilíneal simplificado S/E Bollenar y línea de transmisión que la conecta.

3.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-1: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Bollenar.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES F9
El Campesino	2	MALLARAUCO	BOLLENAR	Máquinas Asíncronicas	Gas Natural	02-nov-17
PFV El Queltehue	3	CHOROMBO	BOLLENAR	Inversores	Fotovoltaico	04-ago-17
PFV El Pilpen	3	CHOROMBO	BOLLENAR	Inversores	Fotovoltaico	29-sept-17
Planta Solar Maria Pinto	3	MARIA PINTO	BOLLENAR	Inversores	Fotovoltaico	28-feb-20
Lirio del Campo XV	3	MALLARAUCO	BOLLENAR	Inversores	Fotovoltaico	15-sept-20
Parque Solar Fotovoltaico Los Molinos 3	9	SAN JOSE	BOLLENAR	Inversores	Fotovoltaico	25-jun-21

Tabla 3-2: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Bollenar, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transformador de Conexión
N°209/jun-21	Falcón	Energía Renovable Roble SpA	may-22	2,9	Chorombo	Bollenar	TR1
N°26/ene-22	Dinamo	Solar Ti Trece SpA	dic-22	2,9	Chorombo	Bollenar	TR1

3.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/13,8 kV – 30 MVA S/E Bollenar.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Bollenar.

3.1.3.1 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 Bollenar.

3.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 2, 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, siendo este la peor condición para el análisis, tanto para el bloque día como noche. La demanda utilizada corresponde a la del año 2020.

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

Para los análisis de este apartado se considera lo establecido en la sección 2.2. De acuerdo con lo anterior, se consideran los proyectos PMGD con ICC aprobada y que se encuentra contenida en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo junio 2021 a enero 2022. Finalmente hay que indicar que se

deben considerar los proyectos PMGD cuya puesta en servicio ocurriera a partir del segundo semestre del año 2020, siempre y cuando su efecto no se vea sumergido en la demanda del año 2020, con el fin de no duplicar su efecto en los cálculos.

3.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/13,8 KV - S/E BOLLENAR.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

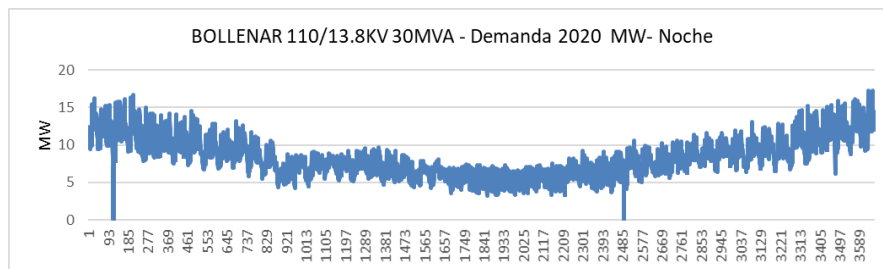


Figura 3-2. Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Bollenar – bloque horas noche 2020.

De la figura 3-2, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 4,5 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Bollenar, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR1 S/E Bollenar} = 4,5 \text{ MW} = 4,5 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 30 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Bollenar.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

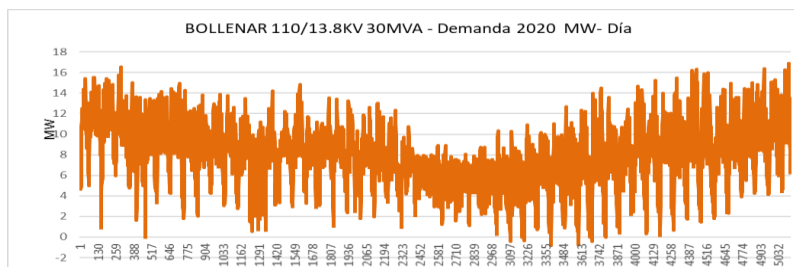


Figura 3-3. Potencia en transformador TR1 -30 MVA S/E Bollenar– horas día.

De la figura 3-3 podemos determinar que la demanda mínima en el bloque horas día corresponde a 0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la Tabla 3-2 y aquellos PMGD contenidos en la Tabla 3-1, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020, con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Bollenar en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Bollenar}} = 0 \text{ MW} - 18\text{MW} = -18 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Bollenar durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,8 kV – 30 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario especial para la línea adyacente (bloque día – alta temperaturas). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 18 MW, valor que es menor a los 66 MVA correspondientes a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x110 kV Tap off Alto Melipilla – Bollenar (ver Figura 3-1). De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = - 18\text{MW} < 66 \text{ MVA}$$

3.2 ANÁLISIS S/E CHACAHUÍN

3.2.1 S/E Chacahuín entorno.

La S/E Chacahuín se encuentra emplazada en la comuna de Linares, la cual pertenece a la Región del Maule. En la Ilustración 2, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 2. Vista aérea S/E Chacahuín.

Actualmente la S/E Chacahuín posee dos transformadores AT/MT con tensiones de 66/15 kV, uno de 30 MVA, el cual se encuentra en estado operativo y la otra unidad de capacidad de 13,3 MVA, la

cual se encuentra en estado de reserva conectada. La **Figura 3-4** muestra un diagrama simplificado de la S/E Chacahuín.

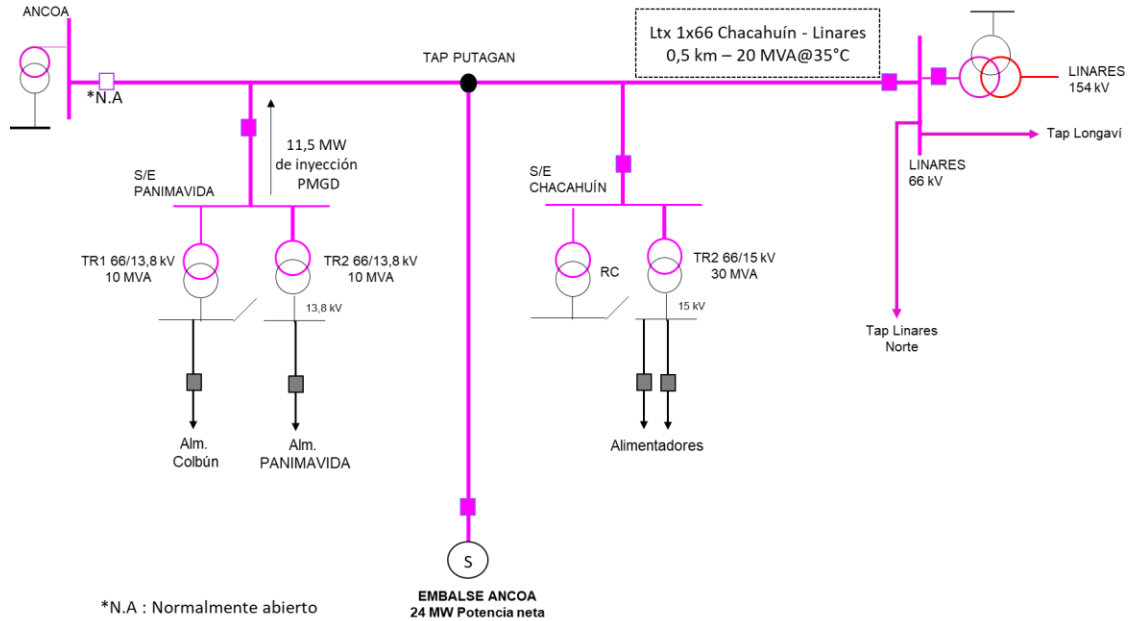


Figura 3-4. Diagrama Unilineal simplificado de S/E Chacahuín y línea adyacente que la conecta al sistema de transmisión

3.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-3: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E CHACHAHUÍN.

Nombre	Potencia	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recursos	Fecha PES
PMGD PFV CÍPRES	9,0	Cunaco	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	19-01-2021
PMGD PFV LINARES SOLAR	9,0	San Gabriel	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	28-05-2021
PMGD PFV SAN ANTONIO ⁹	9,0	Yerbas Buenas	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	15-12-2021

Tabla 3-4: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E CHACHAHUÍN, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 407/oct-20	PMGD FV Las Catitas	PFV Las Catitas SpA	jun-21	dic-21	9,0	Alimentador Presidente Ibañez 15 kV	Chacahuin	TR2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (feb-22) se encuentra en análisis por parte de la CNE, lo que podría resultar en una eventual revocación.

⁹ Ex PMGD Ballica Norte III

3.2.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/15 kV – 30 MVA S/E Chacahuín.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Chacahuín.

3.2.3.1 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 Chacahuín. Sin embargo, para la línea adyacente se encuentra decretado el proyecto “Aumento de capacidad de línea 1X66 KV Chacahuín – Linares” contenido en el DE N°293/2018, el cual aún no ha sido adjudicado en dos procesos licitatorios del Coordinador.

3.2.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 2, 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, siendo este la peor condición para el análisis, tanto para el bloque día como noche. La demanda utilizada corresponde a la del año 2020.

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

Se considera lo indicado en la sección 2 de este informe.

3.2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/15 KV -30 MVA S/E CHACAHUÍN.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD conforme a lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

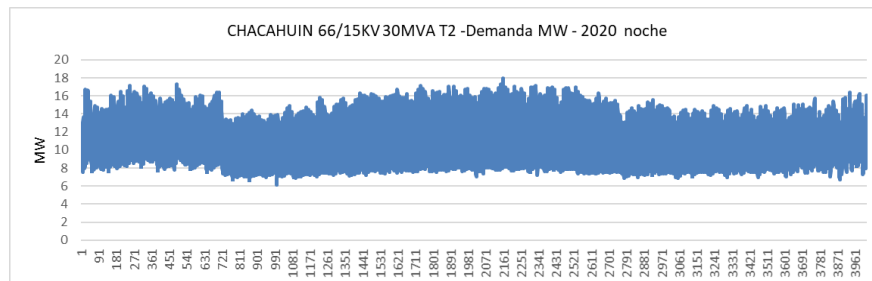


Figura 3-5. Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Chacahuín – Bloque horas noche

De la figura 3-5, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR2 de esta subestación es de 6,5 MW. Importante de mencionar que esta S/E no cuenta con PMGD del tipo fotovoltaico con capacidad de almacenamiento o con PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Chacahuín, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2 S/E Chacahuín} = 6,5MW - 0MW = 6,5 MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 30 MVA de capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E Chacahuín.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT – transformador AT/MT :

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

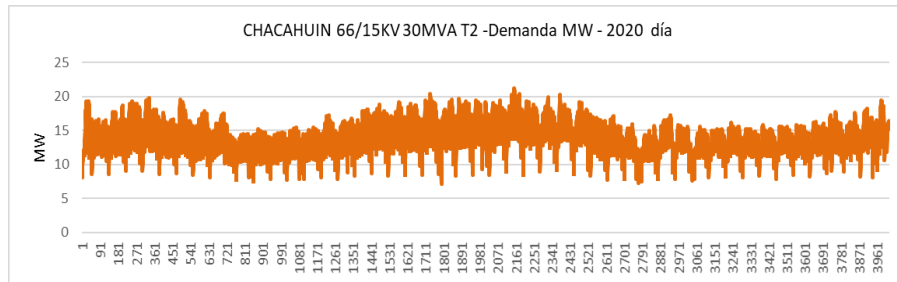


Figura 3-6. Potencia en transformador T2 -30 MVA S/E Chacahuín– Bloque horas día 2020.

De la figura 3-6 podemos determinar que la demanda mínima en el bloque horas día corresponde a 5,5 MW para el transformador TR2. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-4** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-3**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Chacahuín corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 S/E Chacahuín}} = 5,5 \text{ MW} - 30 \text{ MW} = -24,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR2 de la S/E Chacahuín durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR2 66/15 kV – 30 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en la subestación en análisis es de 24,5 MW, valor que es mayor a los 20 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Linares – Chacahuín (ver **Figura 3-4**). Determinándose la existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 25 \text{ MW} > 20 \text{ MVA}$$

Finalmente es importante indicar que la S/E Chacahuín cuenta con aportes de energía proveniente de las instalaciones: Central Embalse Ancoa (24 MW) y los proyectos PMGD conectados en S/E Panimávida (ubicada aguas abajo de S/E Chacahuín). Por lo anterior, la saturación de la línea 1x66 Linares – Chacahuín, tiene un escenario adicional de congestión, el cual se constituye en la

generación coincidente de los proyectos PMGD de las subestaciones Panimávida y Chacahuín, junto a la generación simultánea de la central Embalse Ancoa (ver **Figura 3-4**). Esta condición debe ser monitoreada para la aplicación de las limitaciones de inyección respectivas¹⁰.

3.3 ANÁLISIS S/E CHIMBARONGO

3.3.1 S/E Chimbarongo entorno.

La S/E Chimbarongo se encuentra emplazada en la comuna de Chimbarongo, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. En la Ilustración 3, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 3. Vista aérea S/E Chimbarongo

Actualmente la S/E Chimbarongo posee dos transformadores AT/MT nivel de tensión 66/15 kV con capacidad de 9,4 MVA ambos. Para este análisis se considera la operación en paralelo de estas unidades. La 3-7 muestra un diagrama simplificado de la S/E Chimbarongo.

¹⁰ Carta DE00082-22 del 07 de enero 2022.

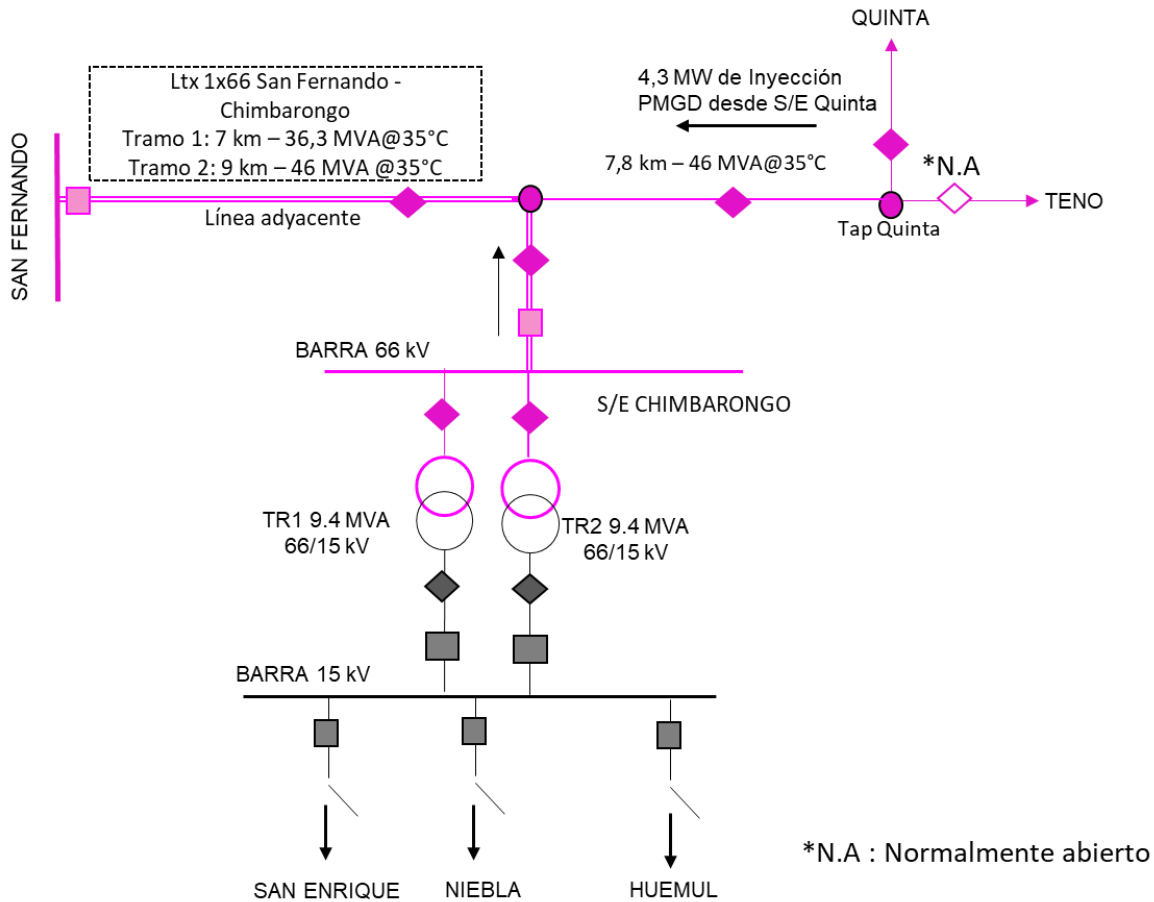


Figura 3-7. Diagrama Unilineal simplificado S/E Chimbarongo y línea de transmisión a la cual se conecta.

3.3.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-5: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Chimbarongo.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
Parque FV Chimbarongo	3	HUEMUL	CHIMBARONGO	Inversores	Fotovoltaico	15-nov-17	TR1
FV GR Romeral Uno	9	San Enrique	CHIMBARONGO	Inversores	Fotovoltaico	30-dic-20	TR2
Membrillo	3	HUEMUL	CHIMBARONGO	Inversores	Fotovoltaico	12-feb-21	TR1

Tabla 3-6: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Chimbarongo, que se encuentran contenidos en Res. Exenta "Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción" entre el periodo junio 2021 a octubre 2021.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 372/sep-21	Chimbarongo Solar	Chimbarongo Solar SpA	dic-21	mar-22	9	Niebla	Chimbarongo	TR1	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad por Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por el SAG y la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de diciembre de 2021. Prorrogado hasta marzo 2022.

3.3.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1//TR2 66/15 kV – 9,4 MVA S/E Chimbarongo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Chimbarongo. Hay que indicar que se considera la operación en paralelo de los transformadores de esta instalación.

3.3.3.1 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 Chimbarongo.

3.3.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 2, 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, siendo este la peor condición para el análisis, tanto para el bloque día como noche. La demanda utilizada corresponde a la del año 2020.

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

Para los análisis de este apartado se considera lo establecido en la sección 2.2. De acuerdo con lo anterior, se consideran los proyecto PMGD con ICC aprobada y que se encuentra contenida en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo junio 2021 a enero 2022. Finalmente hay que indicar que se deben considerar los proyectos PMGD cuya puesta en servicio ocurriera a partir del segundo semestre del año 2020, siempre y cuando su efecto no se vea sumergido en la demanda del año 2020, con el fin de no duplicar su efecto en los cálculos.

3.3.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1//TR2 66/15 KV - S/E CHIMBARONGO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

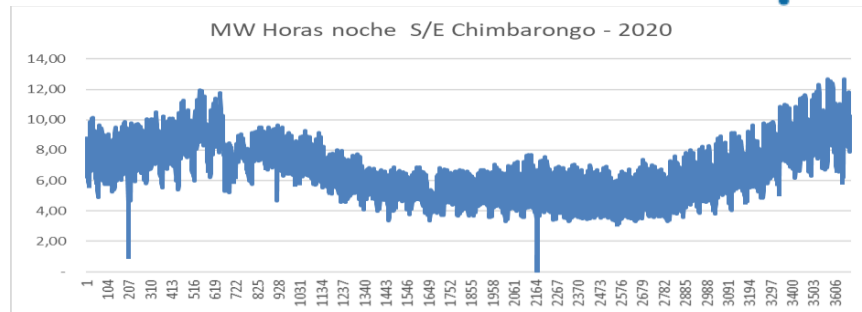


Figura 3-8. Potencia en S/E Chimbarongo (TR1// TR2- 9,4 MVA ambos) – Bloque horas noche.

De la figura 3-8, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 3,5 MW. Se debe mencionar que esta S/E no cuenta con PMGD del tipo fotovoltaico con capacidad de almacenamiento o con PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Chimbarongo, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 3,5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 18,8 MVA de capacidad nominal conjunta de los transformadores de la S/E Chimbarongo.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

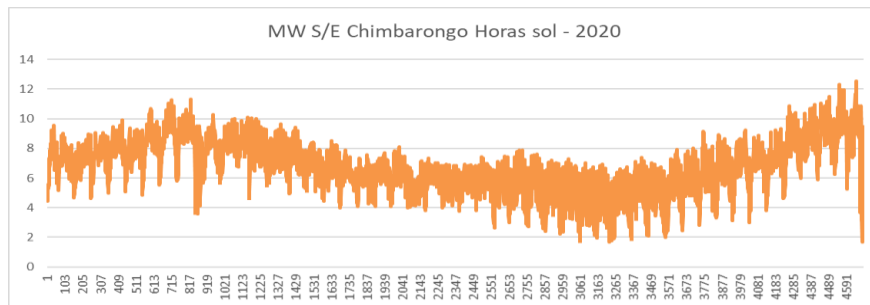


Figura 3-9. Potencia en transformadores T1//T2 -9,4 MVA S/E Chimbarongo– horas día.

De la figura 3-9 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 2 MW para la S/E Chimbarongo. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-6** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-5**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Chimbarongo corresponden a

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = 2\text{MW} - 21\text{MW} = -19\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por los transformadores TR1//TR2 de la S/E Chimbarongo durante las horas sol es mayor que la capacidad nominal conjunta de estas unidades correspondiente a 18,8 MVA, determinándose la congestión de esta instalación debido a la inyección de PMGD

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 19 MW, valor que es menor a los 36,36 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV San Fernando – Chimbarongo (ver Figura 3-7). De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 19MW < 36,3 \text{ MVA}$$

3.4 ANÁLISIS S/E CURACAVÍ

3.4.1 S/E Curacaví entorno.

La S/E Curacaví se encuentra emplazada en la comuna de Curacaví, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 4 se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 4. Vista aérea S/E Curacaví.

Actualmente la S/E Curacaví posee tres transformadores AT/MT con tensiones 44/12 kV cada unidad. Uno de ellos con capacidad de 4 MVA en estado de reserva desconectada y dos transformadores de 10 MVA en estado operativo. La figura 3-10 muestra un diagrama simplificado de la S/E Curacaví.

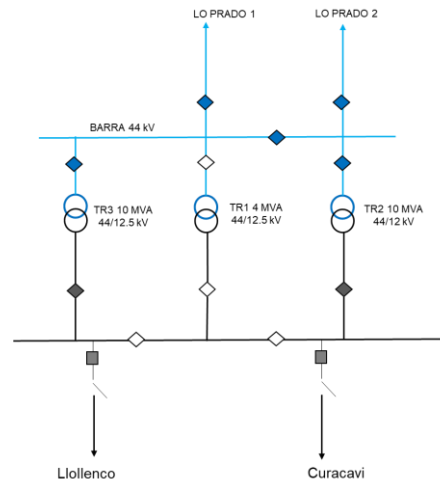


Figura 3-10. Diagrama Unilineal simplificado S/E Curacaví y línea de transmisión a la cual se conecta.

3.4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador. Para esta actualización no se encuentran proyectos declarados en construcción para la S/E Curacaví, sin embargo, se mantiene el análisis de noviembre 2021.

Tabla 3-7: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Curacaví.

Nombre	Potencia	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recursos	Fecha PES
Los Girasoles (Ex - LolencoSolar)	9,0	Cunaco	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	19-01-2021
Parque Cóndor Curacaví II	9,0	San Gabriel	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	28-05-2021
Casabermeja (Ex - Los Limones)(Reingreso)	9,0	Yerbas Buenas	Chacahuín	Inversores	Fotovoltaica	15-12-2021

Tabla 3-8: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Curacaví que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a octubre 2021.

Res.Exenta Declaración en construcción	Nombre PMGD	Fecha estimada de Interconexión	POTENCIA MW	ALIMENTADOR de Conexión	SUBESTACION de Conexión	COSTO REFUERZOS DX UF	PLAZO REFUERZOS MESES	MODOS	FACTOR POTENCIA	TR Asociado
Res.Exenta N° 249 07/2021	Curacaví 2	Inicio de PES	3,2	Curacavi	CURACAVÍ	10.331	13	PQ	1	TR2
Res.Exenta N° 209 06/2021	Curacaví 2	jun-21	3,2	Curacavi	CURACAVÍ	10.331	13	PQ	1	TR2

3.4.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 44/12 kV – 10 MVA S/E Curacaví.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Curacaví.

3.4.3.1 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 Curacaví.

3.4.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Para los análisis de este apartado se considera lo establecido en la sección 2.

3.4.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 44/12 KV - S/E CURACAVI.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min_{noche}}$ = es la demanda mínima del bloque noche asociada al transformador en análisis.

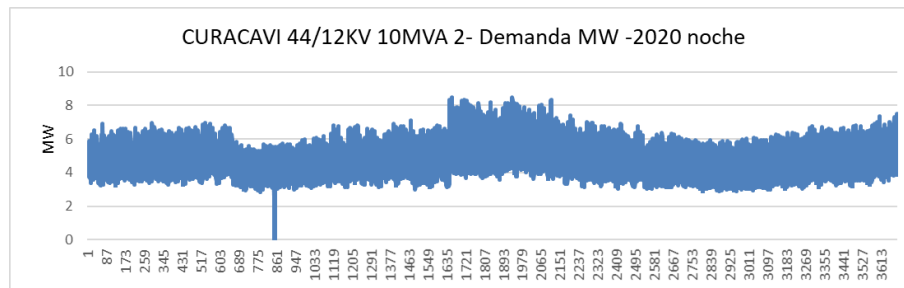


Figura 3-11. Potencia en transformador TR2 10 MVA S/E Curacaví – horas noche.

De la figura 3-11, se obtiene la demanda mínima del transformador TR2 de esta subestación, es de 3 MW (no se determina la existencia de PMGD operando en bloque diurno). Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Curacaví, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 3,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 10 MVA de capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E Curacaví.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min_{día}}$ = es la demanda mínima del bloque día del transformador en análisis.

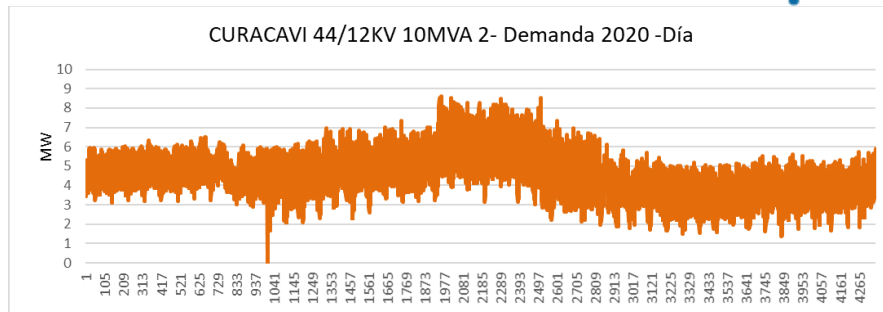


Figura 3-12. Potencia en transformador TR2 10 MVA S/E Curacaví – horas día

De la figura 3-12 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente al bloque horas día es de 1,5 MW para el transformador TR2. Los proyectos PMGD a considerar son los contenidos en **Tabla 3-8** y los PMGD en operación con puesta en servicio a partir del segundo semestre del 2020 contenidos en la **Tabla 3-7**, por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Curacaví en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = 1,5\text{MW} - 9,4\text{MW} = -7,9\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Curacaví durante las horas de sol, es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR2 44/12 kV – 10 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 7,9 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 2x44 kV Curacaví – Lo Prado. Determinándose la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 8,2\text{MW} < 35 \text{ MVA}$$

3.5 ANÁLISIS S/E EL MONTE

3.5.1 S/E El Monte entorno.

La S/E El Monte se encuentra emplazada en la comuna de Talagante, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago. En la ilustración 5, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 5. Vista aérea S/E El Monte.

Actualmente la S/E El Monte posee un solo transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV y con una capacidad de 10 MVA. La Ilustración 5 muestra un diagrama simplificado de la S/E El Monte.

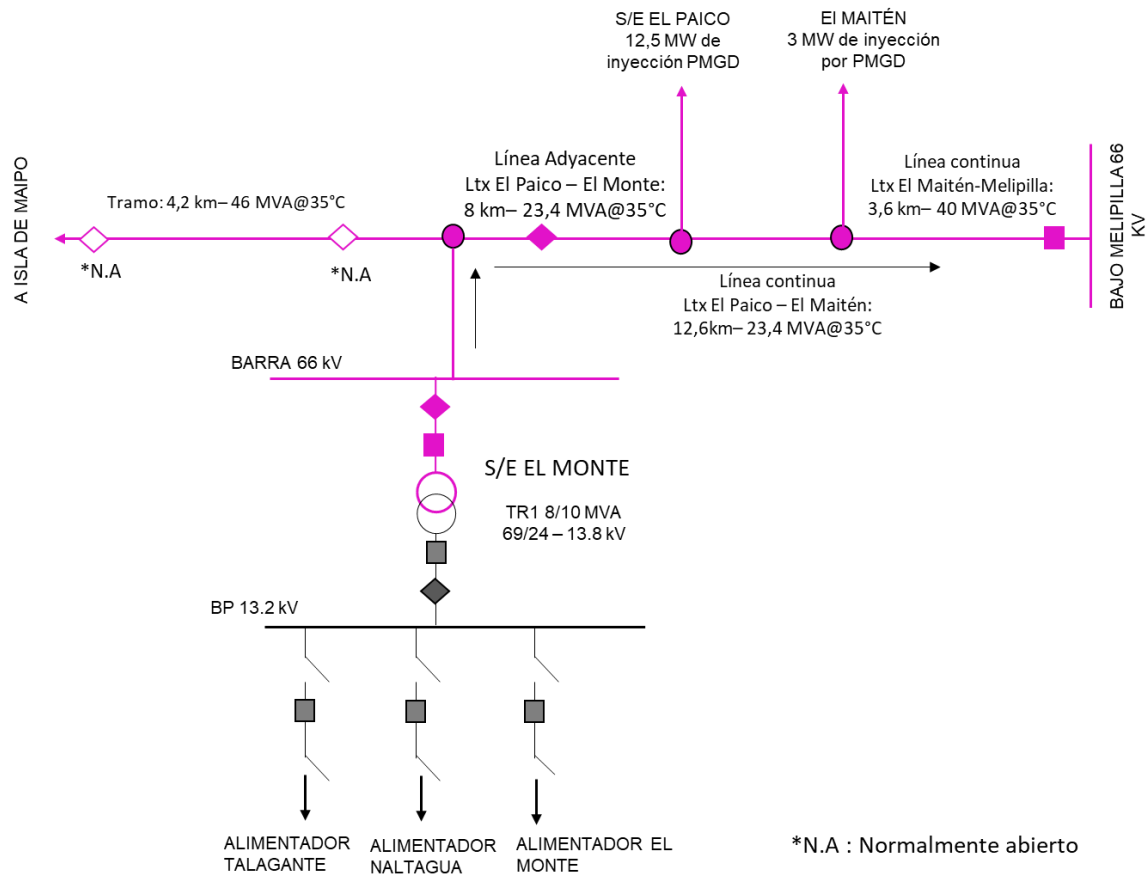


Figura 3-13. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Monte¹¹ y línea de transmisión a la cual se conecta.

¹¹ Diagrama con fecha de modificación 02-09-2013 disponible en la plataforma Infotecnica. No se encuentra disponible una actualización que refleje nuevo alimentador Santa Cecilia conectado a esta instalación.

3.5.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-9: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E El Monte.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
Solar Santa Adriana	3	SANTA CECILIA	EL MONTE	Inversores	Fotovoltaico	26-feb-19	TR1

Tabla 3-10: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E EL Monte que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 498/dic-20	PMGD FV El Monte	Callaqui de Verano SpA	ago-21	ene-22	3,0	Santa Cecilia	El Monte	TR2	S/C

3.5.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 10 MVA S/E El Monte.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación El Monte.

3.5.3.1 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 El Monte.

3.5.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 2, 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, siendo este la peor condición para el análisis, tanto para el bloque día como noche. La demanda utilizada corresponde a la del año 2020.

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

Para los análisis de este apartado se considera lo establecido en la sección 2.2. De acuerdo con lo anterior, se consideran los proyectos PMGD con ICC aprobada y que se encuentra contenida en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo junio 2021 a enero 2022. Finalmente hay que indicar que se deben considerar los proyectos PMGD cuya puesta en servicio ocurriera a partir del segundo semestre del año 2020, siempre y cuando su efecto no se vea sumergido en la demanda del año 2020, con el fin de no duplicar su efecto en los cálculos.

3.5.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV - S/E EL MONTE.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

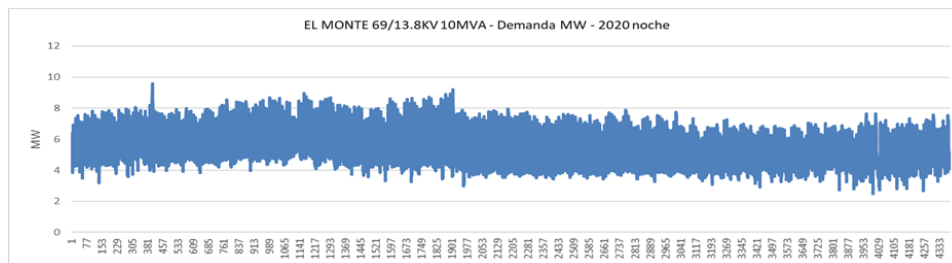


Figura 3-14. Potencia en transformador TR1 10 MVA S/E El Monte – bloque horas noche.

De la figura 3-14, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, es de 3,0 MW. Importante de mencionar que esta S/E no cuenta con PMGD del tipo fotovoltaico con capacidad de almacenamiento, así como tampoco cuenta con PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E El Monte, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 3,0\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 10 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E El Monte.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

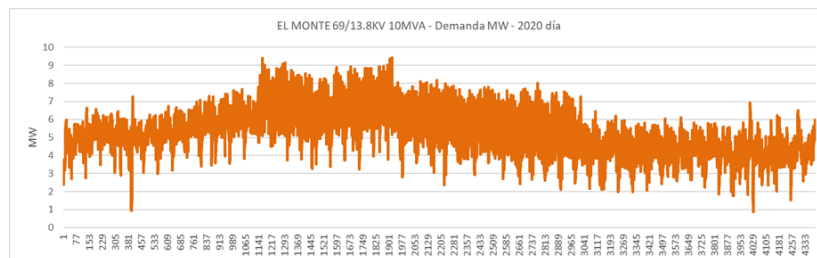


Figura 3-15. Potencia en transformador TR1 10 MVA S/E El Monte – bloque horas día

De la figura 3-15 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 2,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a considerarse, son los mostrados en **Tabla 3-10** (de acuerdo a lo indicado en la sección 3.5.3.3), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E El Monte en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = 2,0\text{MW} - 3\text{MW} = -1,0\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,8 kV – 10 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 1,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV El Monte – El Paico (ver **Figura 3-13**). Determinándose la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 1,0 \text{ MW} < 23,5\text{MVA}$$

3.6 ANÁLISIS S/E ISLA DE MAIPO

3.6.1 S/E Isla de Maipo entorno.

La S/E Isla de Maipo se encuentra emplazada en la comuna de Talagante, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 6 , se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 6. Vista aérea S/E Isla de Maipo.

Actualmente la S/E Isla de Maipo posee tres transformadores AT/MT: TR1 66/12 kV -25MVA, TR2 66/12 kV-11,2 MVA y TR3 66/23 kV – 30 MVA. La figura 3-16 muestra un diagrama simplificado de la S/E Isla de Maipo.

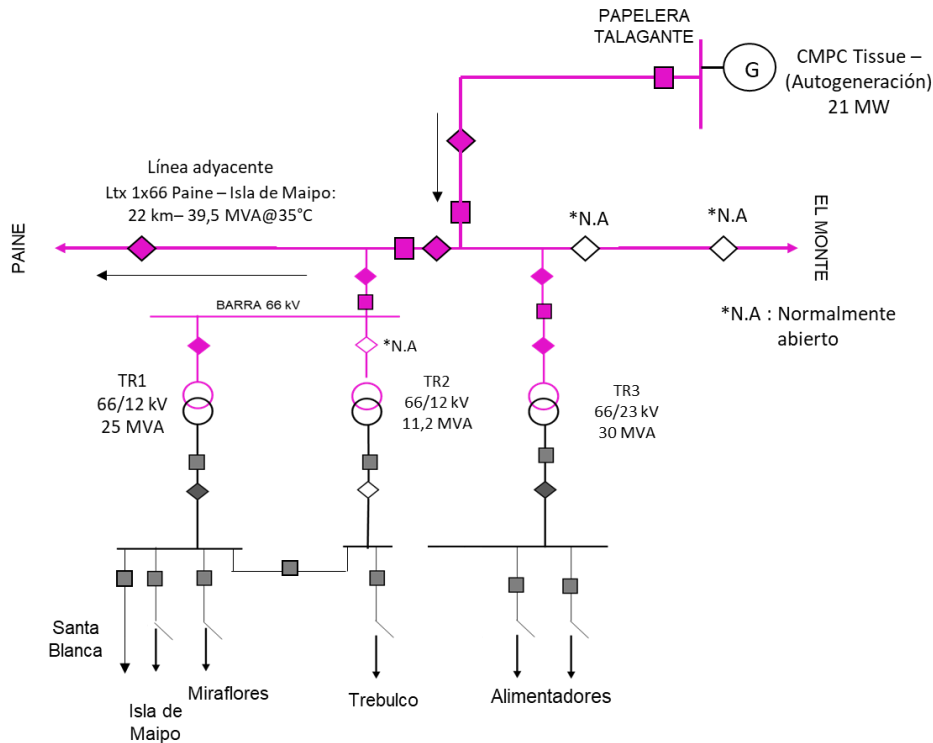


Figura 3-16. Diagrama Unilineal simplificado S/E Isla de Maipo y línea de transmisión a la cual se conecta.

3.6.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021 al Coordinador, y actualizada a enero 2021 con información contenida en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

Tabla 3-11: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Isla de Maipo.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
PMGD MCH Viña Tarapaca	0,25	Trebulco	Isla de Maipo	Máquinas Asíncronas	Hidro	02-ago-16	TR1
Darlin Solar I	9	Trebulco	Isla de Maipo	Inversores	Fotovoltaico	27-mar-20	TR1
Camping Diesel B	3	Santa Blanca	Isla de maipo	Máquinas Síncronas	Diésel	02-jul-21	TR1
Pepa Solar I	9	Miraflores	Isla de Maipo	Inversores	Fotovoltaico	12-ago-20	TR2

Tabla 3-12: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Isla de Maipo que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N°171/may-21	CenTral de Respaldo Tigre (Ex Central de Respaldo Camping C)	Tacora Energy SpA	jul-21	ene-22	3	Santa Blanca	Isla de Maipo	TR1	

3.6.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/12 kV – 25 MVA S/E Isla de Maipo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Isla de Maipo.

3.6.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E Isla de Maipo cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “Ampliación en S/E Isla de Maipo” y que consiste en el reemplazo del actual transformador N° 2 de 66/12 kV y 11,2 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/12 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), lo anterior se encuentra establecido en la Res. Exenta N°274/2021.

3.6.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.6.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/12 KV – 25 MVA S/E ISLA DE MAIPO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

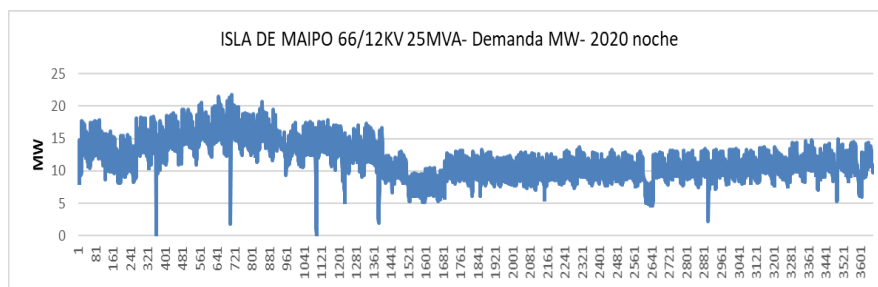


Figura 3-17. Potencia en transformador TR1 25 MVA S/E Isla de Maipo – bloque horas noche.

De la figura 3-17, se obtiene la demanda mínima del transformador TR3 de esta subestación, es de 5,0 MW: Dado que la puesta en servicio del PMGD Camping Diesel B es en abril 2020 su efecto se considera sumergido en la demanda 2020. Por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR3 de la S/E Isla de Maipo, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 5,0 \text{ MW} = 5,0 \text{ MW}$$

De esta manera la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 25 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E Isla de Maipo.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

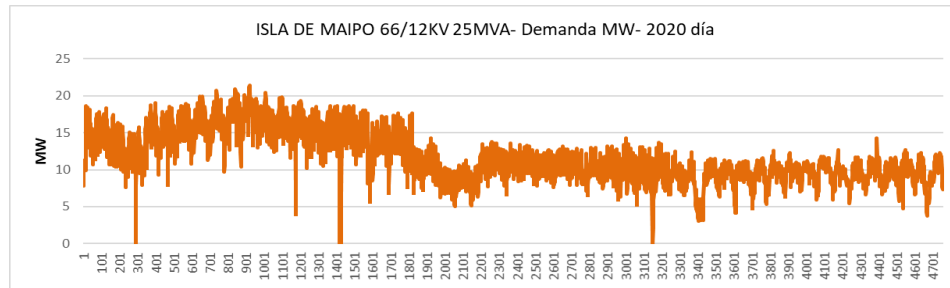


Figura 3-18. Potencia en transformador TR1 25 MVA S/E Isla de Maipo – bloque horas día 2020.

De la figura 3-18 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 4,7 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022), son los mostrados en la **Tabla 3-12** y adicionalmente se debe considerar los PMGD en operación contenidos en la **Tabla 3-11** cuya puesta en servicio sea a partir del segundo semestre del 2020 y cuyo efecto no se aprecie en la demanda del año 2020. Por lo tanto, la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Isla de Maipo en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = 4,5\text{MW} - 6\text{MW} = -2,5\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Isla de Maipo durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 25 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -2,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Paine – Isla de Maipo (ver **Figura 3-13**). Determinándose la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 2,5\text{ MW} < 39\text{ MVA}$$

3.7 ANÁLISIS S/E LA MANGA

3.7.1 S/E La Manga entorno.

La S/E La Manga se encuentra emplazada en la comuna de San Pedro, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 7, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 7. Vista aérea S/E La Manga.

Actualmente la S/E La Manga posee un solo transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV y con una capacidad de 20 MVA. La figura 3-19 muestra un diagrama simplificado de la S/E La Manga.

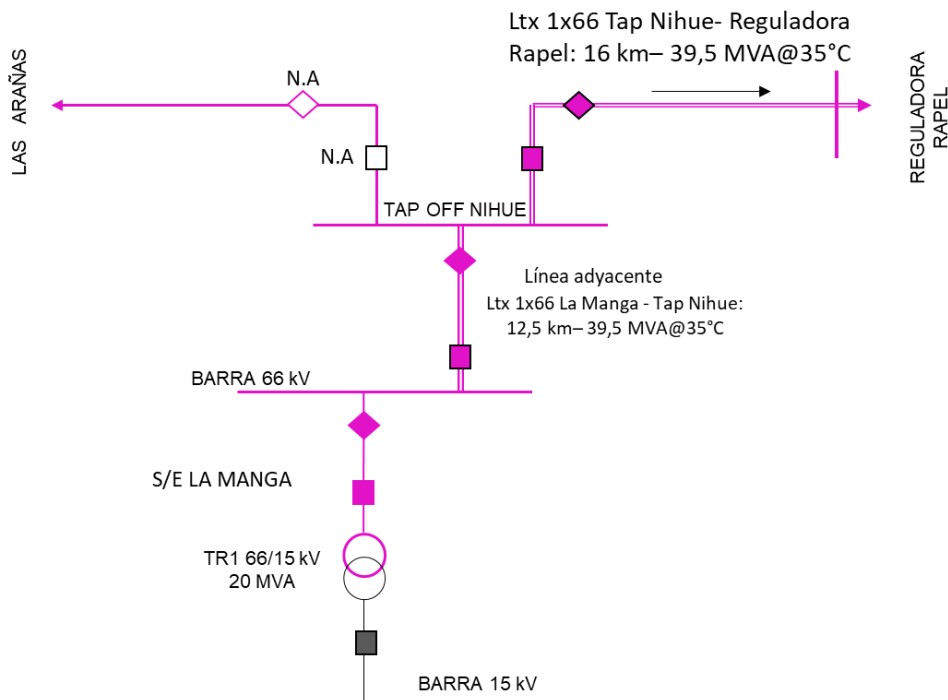


Figura 3-19. Diagrama Unilineal simplificado S/E La Manga línea de transmisión a la cual se conecta.

3.7.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-13: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E La Manga.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
Proyecto FV La Manga I	3	EL PRADO	LA MANGA	Inversores	Fotovoltaico	31-oct-17	TR1
Alto Solar	3	MAITENLAHUE	LA MANGA	Inversores	Fotovoltaico	13-sept-18	TR1
Navidad E	3	NAVIDAD	LA MANGA	Inversores	Fotovoltaico	26-jul-19	TR1
Lomba	8,3	El Prado	LA MANGA	Inversores	Fotovoltaico	28-may-21	TR1

Tabla 3-14: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E La Manga que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a octubre 2021.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N°34/ene-21	Nihue	Nihue Solar SpA	oct-21	dic-21	2,9	Comeche	La Manga	TR1	Atraso significativo
N°171/may-21	Cantera	Cantera Solar II Spa	nov-21	feb-22	2,9	El Prado	La Manga	TR1	

3.7.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/15 kV – 20 MVA S/E La Manga.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación La Manga.

3.7.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E La Manga cuenta con un proyecto de expansión de ejecución obligatoria correspondiente al proceso 13° transitorio contenido en el DE N°418/2017 “Aumento de capacidad S/E La Manga”, el cual consiste en el reemplazo del transformador de 10 MVA por uno de 20 MVA, el cual se encuentra en servicio.

3.7.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.7.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 20 MVA S/E LA MANGA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

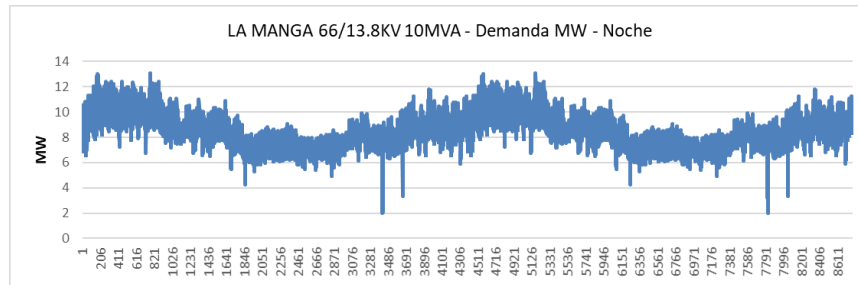


Figura 3-20. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E La Manga – bloque horas noche.

De la figura 3-20, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, es de 5,5 MW. La S/E no cuenta con PMGD que operen por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, así como tampoco con PMGD fotovoltaicos que cuenten con sistema de almacenamiento, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E La Manga, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 5,5\ MW = 5,5\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en el bloque horas sin sol es menor que los 25 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E La Manga.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{diai} = \Sigma D_{min\ dia} - \Sigma PMGD$$

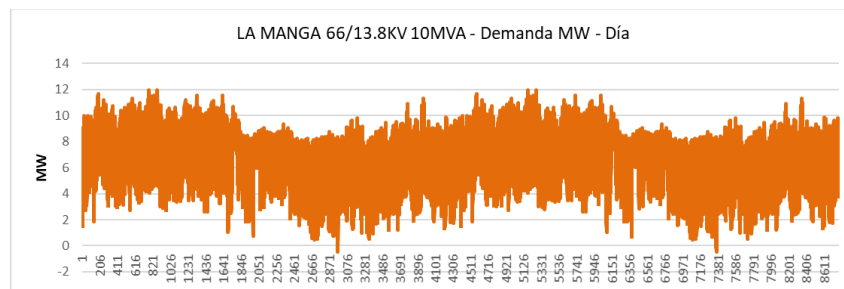


Figura 3-21. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E La Manga – horas día

De la figura 3-21 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 0,5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022), son los mostrados en las **Tabla 3-13** y **Tabla 3-14**, lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E La Manga en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{Dia\ TR2\ i} = 0,5\ MW - 14,3\ MW = -13,8\ MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E La Manga durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 20 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/15 kV – 20 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -13,8 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 La Manga – Tap Nihue y 1x66 kV Tap Nihue – reguladora Rapel (ver **Figura 3-19**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 13,8 \text{ MW} < 39 \text{ MVA}$$

3.8 ANÁLISIS S/E LA PALMA

3.8.1 S/E La Palma entorno.

La S/E La Palma se encuentra emplazada en la comuna de San Javier de Loncomilla, la cual pertenece a la Región del Maule. En la Ilustración 8, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 8. Vista aérea S/E La Palma.

Actualmente la S/E La Palma posee dos transformadores AT/MT, uno con las siguientes características, 66/15 kV – 10 MVA en servicio y la otra unidad 66/13,8 kV – 6,25 MVA en estado de reserva. La figura 3-22 muestra un diagrama simplificado de la S/E La Palma.

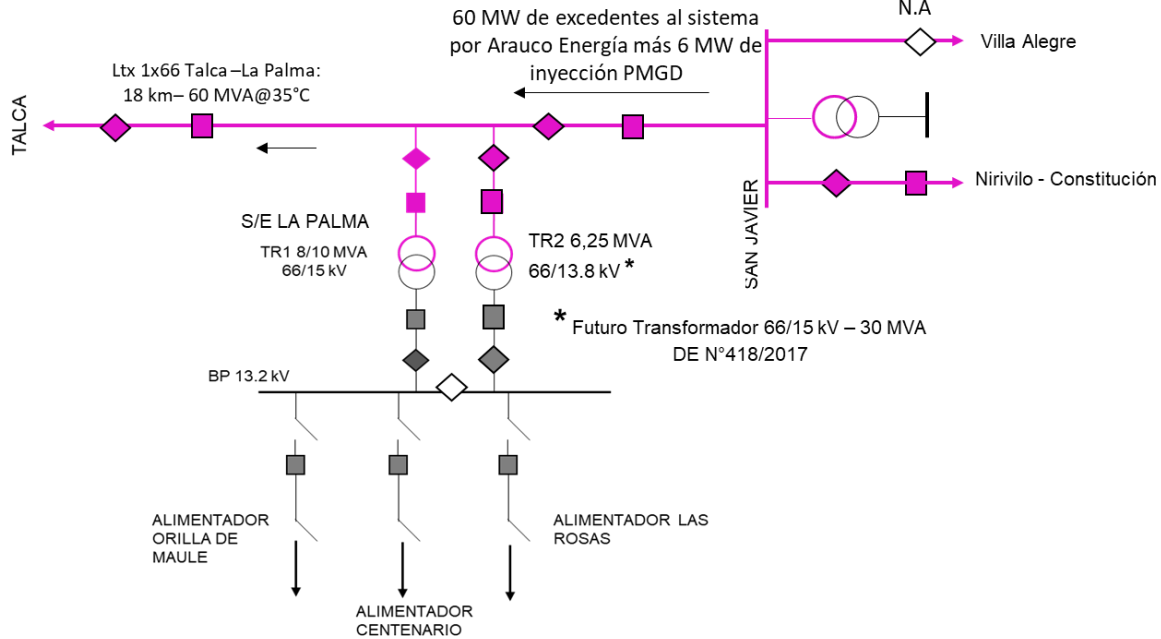


Figura 3-22. Diagrama Unilineal simplificado S/E La Palma y línea de transmisión a la cual se conecta.

3.8.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-15: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E La Palma.

NOMBRE	POTENCIA_MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES_F9
Trichhue	3	ORILLA DE MAULE	La Palma	Inversores	Fotovoltaico	05-feb-20
Parque FV El Paso	6	ORILLA DE MAULE	La Palma	Inversores	Fotovoltaico	03-dic-20
Parque FV Santa Fe	9	CENTENARIO	LA PALMA	Inversores	Fotovoltaico	05-mar-20

Tabla 3-16: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E La Palma que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N°57 / feb-21	San Javier I	San Javier I SpA	jun-21	oct-21	2,5	Las Rosas	La Palma	TR2	Proyecto con retraso a may -22 puede revocarse.
N°502 / nov-21	Orilla del Maule	Champa Solar SpA	may-22	may-22	6	Orilla del Maule	La Palma	TR1	S/E Cuenta con proyecto de Ampliación. Reemplazo T2 de 6,25 MVA a unidad de 30 MVA

3.8.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/15 kV – 10 MVA S/E La Palma.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación La Palma.

3.8.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E La Palma cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “Ampliación en S/E La Palma”, el cual consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Talca – Linares en el actual Tap La Palma, instalando los respectivos paños de línea, y en el reemplazo del transformador 66/15 kV - 6,25 MVA, un equipo de 30 MVA, lo anterior se encuentra establecido en la Decreto Exent0 N°418/2017. De acuerdo con la plataforma de gestión de proyectos del Coordinador (www.pgp.coordinador.cl) este proyecto se encuentra con un 80% en su estado de avance.

3.8.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.8.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 10 MVA S/E LA PALMA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

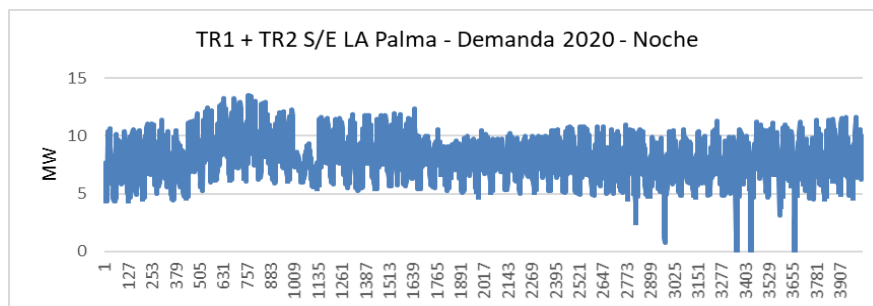


Figura 3-23. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E La Palma – horas noche.

De la figura 3-23, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, es de 5 MW. La evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que opera por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, así como tampoco con PMGD fotovoltaicos que cuenten con sistema de almacenamiento, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E La Palma, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 5 \text{ MW} = 5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 10 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E La Palma.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

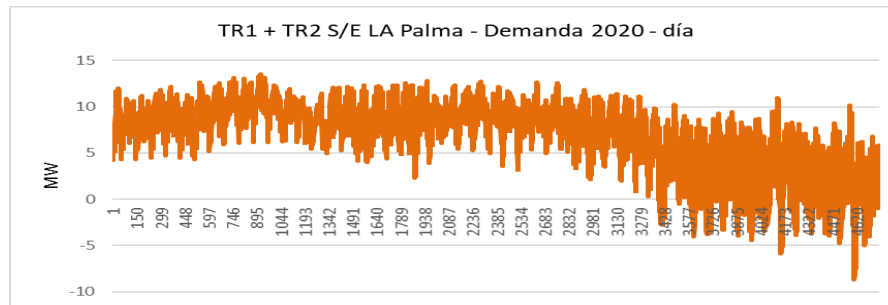


Figura 3-24. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E La Palma – horas día

De la figura 3-24 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de -5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-16** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-15**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Chacahuín corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = -5 \text{ MW} - 8,5 \text{ MW} = -13,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E La Palma durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a su capacidad 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformador TR1 66/15 kV – 10 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 13,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Talca -la Palma (ver **Figura 3-22**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 17,5 \text{ MW} < 60 \text{ MVA}$$

Finalmente es importante de mencionar, que si bien la inversión de flujo en el transformador TR1 de la S/E La Palma (-17,5 MW) no genera la saturación en la línea 1x66 kV Talca – La Palma, existe un escenario de máxima coincidencia de generación de centrales mayores a 9 MW y PMGD aguas abajo de la S/E La Palma (S/E Constitución, S/E Nirivilo y S/E San Javier) que pueden generar la saturación de la línea 1x66 kV Talca – La Palma. El escenario anterior se condiciona a una máxima inyección de las centrales Viñales y Constitución, sumado a una máxima inyección de los PMGD conectados aguas abajo de la S/E La Palma (ver Figura 3-22).

3.9 ANÁLISIS S/E LEYDA

3.9.1 S/E La Leyda entorno.

La S/E Leyda se encuentra emplazada en la comuna de San Antonio, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. En la Ilustración 9 , se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 9. Vista aérea S/E Leyda.

Actualmente la S/E Leyda posee un solo transformadores AT/MT con nivel de tensión 110/13,8 kV y con una capacidad de 12,5 MVA. La figura 3-25 muestra un diagrama simplificado de la S/E Leyda.

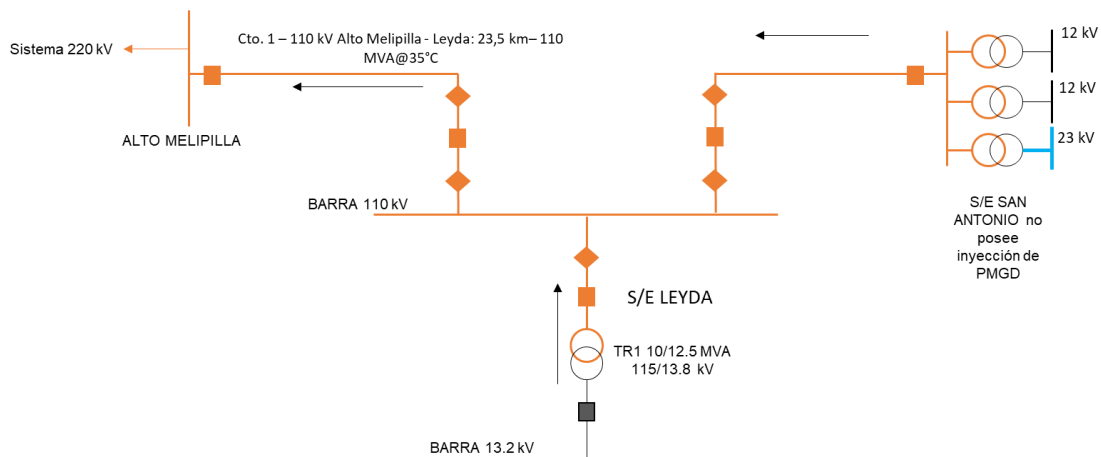


Figura 3-25. Diagrama Unilineal simplificado S/E Leyda

3.9.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-17: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Leyda.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9	TR asociado
Ermitaño	3	EL TURCO	LEYDA	Máquinas Sincrónicas	Diésel/Fuel Oil	26-abr-18	TR1
PMGD Sepultura	3	EL TURCO	LEYDA	Máquinas Sincrónicas	Diésel/Fuel Oil	12-jul-18	TR1

Tabla 3-18: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Leyda que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 249/jul-21	PMGD FV San Antonio Malvilla	Farmdo Energy Chile SpA	dic-21	mar-22	3	Malvilla	Leyda	TR1	S/C
N° 209/jun-21	PMGD FV Trebo	Solar TI Diecisiete SpA	abr-22	abr-22	3	Turco	Leyda	TR1	S/C
N° 61/ene-22	Las Palmas del Verano Solar	Capurata del Verano SpA	jul-22	jul-22	2,8	Huinca	Leyda	TR1	S/C

3.9.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/13,8 kV – 12,5 MVA S/E Leyda.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Leyda.

3.9.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Leyda no cuenta con proyectos de expansión decretados.

3.9.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.9.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/13,8 KV – 12,5 MVA S/E LEYDA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

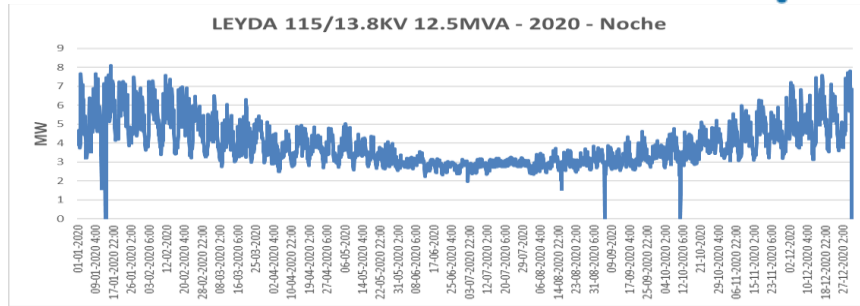


Figura 3-26. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Leyda – horas noche.

De la figura 3-26, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 3 MW, la evaluación se realiza considerando la existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar (PMGD Ermitaño y PMGD Sepultura se consideran sumergidas en la demanda 2020 debido a la fecha de su PES), por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Leyda, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 3 \text{ MW} - 8,8 \text{ MW} = -5,8 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 12,5 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E Leyda.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{día} = \sum D_{míndia} - \sum PMGD$$

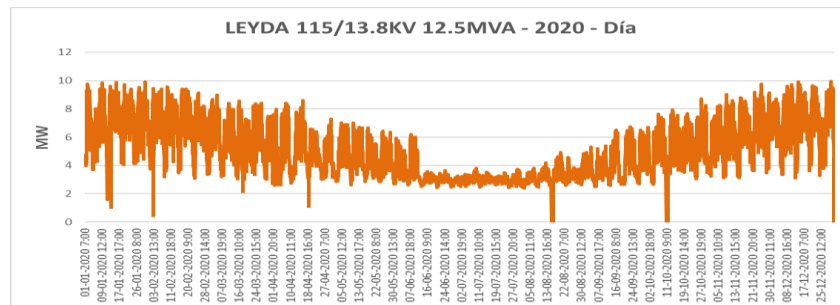


Figura 3-27. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Leyda – horas día

De la figura 3-27 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 2,5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-18** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-17**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto (para este análisis se consideran los PMGD Ermitaño y Sepultura cuya operación no se aprecia en la figura 3-27). Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la Leyda corresponden a

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = 2,5 \text{ MW} - 14,8 \text{ MW} = -12,3 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador de la S/E Leyda durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 12,5 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -12,3 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x110 kV Alto Melipilla Leyda (ver Figura 3-25). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 12,3 \text{ MW} < 110 \text{ MVA}$$

3.10 ANÁLISIS S/E LIHUEIMO

3.10.1 S/E Lihueimo entorno.

La S/E Lihueimo se encuentra emplazada en la comuna de Palmilla, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. En la Ilustración 10, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 10. Vista aérea S/E Lihueimo.

Actualmente la S/E Lihueimo posee tres transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV, dos unidades con capacidad de 2,5 MVA y la tercera unidad con una capacidad de 12,5 MVA. La figura 3-28 muestra un diagrama simplificado de la S/E Lihueimo, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

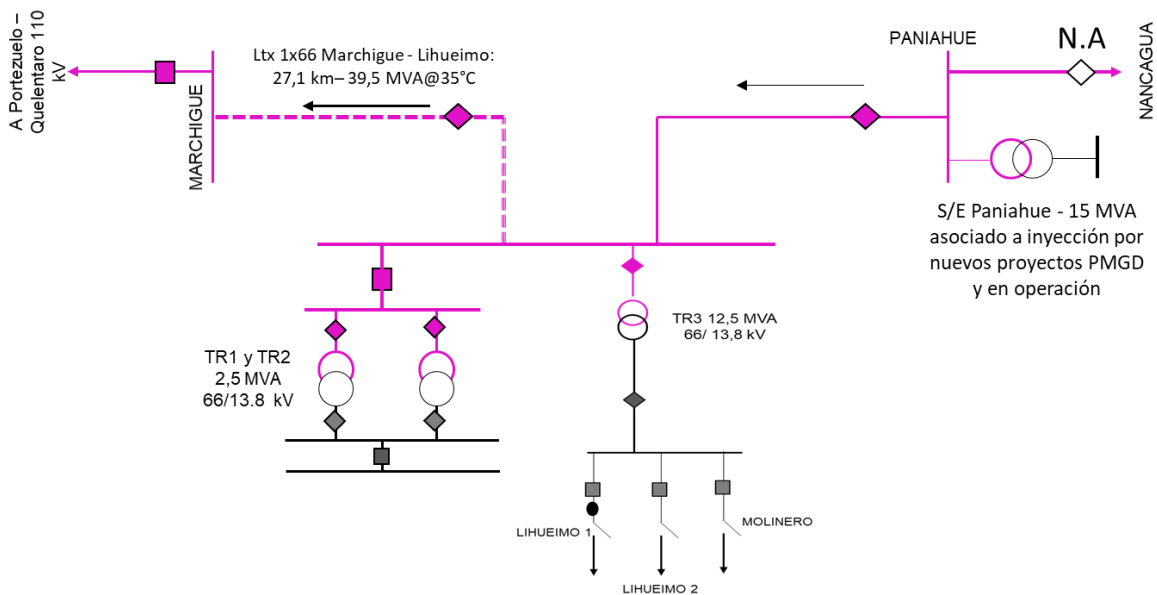


Figura 3-28. Diagrama Unilineal simplificado S/E Lihueimo¹² y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.10.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-19: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Lihueimo.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9	TR asociado
PMGD Planta de Biogás Santa Irene	0,5	Arboleda	Lihueimo		Desechos	03-sept-13	TR3
Crucero	3	Molineros	Lihueimo	Inversores	Fotovoltaico	06-feb-19	TR3
Parque Solar Fotovoltaico Peralillo	3	Molineros	Lihueimo	Inversores	Fotovoltaico	11-nov-20	TR3

Tabla 3-20: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Lihueimo que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 317/ago-21	PMGD Parque Solar Colchagua	Parque Solar Lo Prado SpA	nov-21	ene-22	2,7	El Barco	Lihueimo	TR3	S/C
N° 340/sep-21	PMGD Newentún	Newentún SpA	dic-21	ene-22	6	El Barco	Lihueimo	TR3	S/C

¹² Diagrama unilineal corresponde al informado en la plataforma Infotecnica por la empresa que opera la instalación con fecha de modificación 25-11-2019.

3.10.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR3 66/13,8 kV – 12,5 MVA S/E Lihueimo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Lihueimo.

3.10.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Lihueimo cuenta con el proyecto de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E LIHUEIMO”, el cual se encuentra contenido en la Res. Exenta N°14/2019. Este proyecto consiste en la instalación de un equipo de transformación 66/13,8 kV de 15 MVA en la subestación Lihueimo, con sus respectivos paños de conexión, en ambos niveles de tensión.

3.10.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.10.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR3 66/13,8 KV – 12,5 MVA S/E LIHUEIMO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

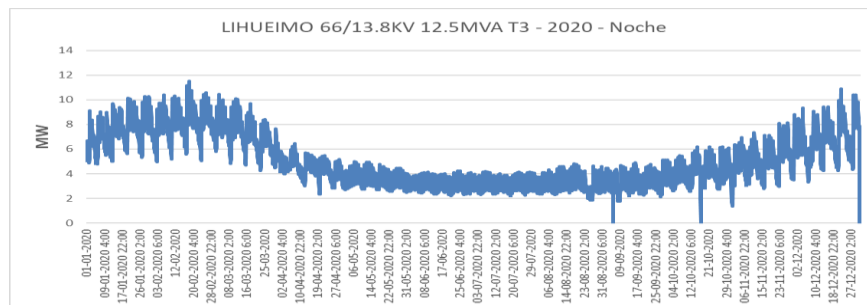


Figura 3-29. Potencia en transformador TR3 12,5 MVA S/E Lihueimo – horas noche.

De la figura 3-29, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 2,5 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR3 de la S/E Lihueimo, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 2,5 \text{ MW} = 2,5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 12,5 MVA de capacidad nominal del transformador TR3 de la S/E Lihueimo.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

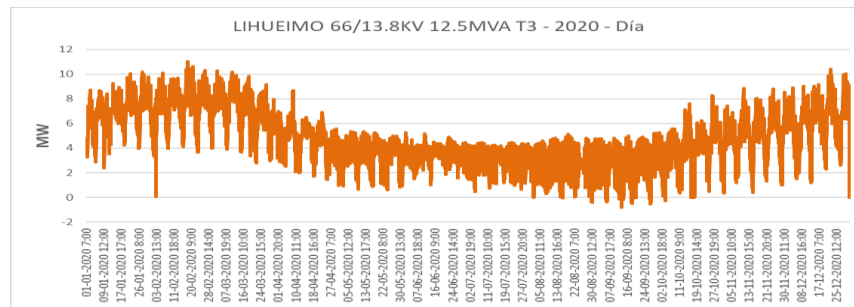


Figura 3-30. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Lihueimo – horas día

De la figura 3-30 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -0,5 MW para el transformador TR3. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-20** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-19**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Lihueimo corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = -0,5MW - 11,7MW = -12,2MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR3 de la S/E Lihueimo durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 12,5 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformadores TR3 66/13,8 kV – 12,5 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 10,2 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Marchigue - Lihueimo (ver **Figura 3-25**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 10,2 MW < 39 MVA$$

Finalmente es importante de mencionar, que el aporte de inyección de los proyectos PMGD provenientes de la S/E Paniahue (instalación aguas abajo de la S/E Lihueimo) equivalentes a 15 MW tampoco generan la saturación de la línea 1x66 kV Marchigue – Lihueimo.

3.11 ANÁLISIS S/E LORETO

3.11.1 S/E Loreto entorno.

La S/E Loreto se encuentra emplazada en la comuna de Coltauco, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O’Higgins. En la Ilustración 11, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 11. Vista aérea S/E Loreto.

Actualmente la S/E Loreto posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidad es de 10,5 MVA. La figura 3-31 muestra un diagrama simplificado de la S/E Loreto, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

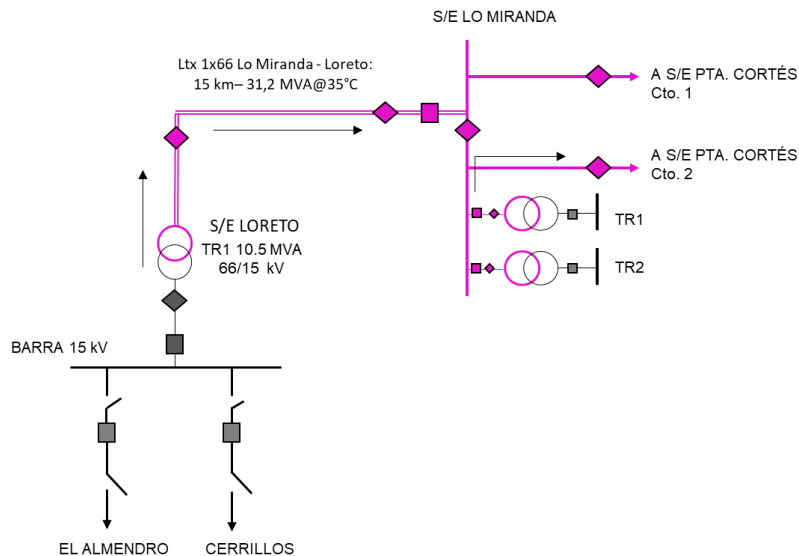


Figura 3-31. Diagrama Unilíneal simplificado S/E Loreto y línea adyacente que la conecta.

3.11.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-21: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Loreto.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
Acacia Solar	3	ALMENDRO	LORETO	Inversores	Fotovoltaico	26-dic-19	TR1

Tabla 3-22: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Loreto que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 209/jun-21	PMGD FV Coltauco Almendro	Acuario Solar SpA	dic-21	dic-21	3,0	Almendro 15 kv	Loreto	TR1	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (sep-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

3.11.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/15 kv – 10,5 MVA S/E Loreto.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Loreto.

3.11.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Loreto cuenta con el proyecto de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E LORETO”, el cual se encuentra contenido en la Res. Exenta N°14/2019. Este proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Loreto, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/15 kv de 10,5 MVA por una de capacidad de 20 MVA.

3.11.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.11.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 10,5 MVA S/E LORETO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

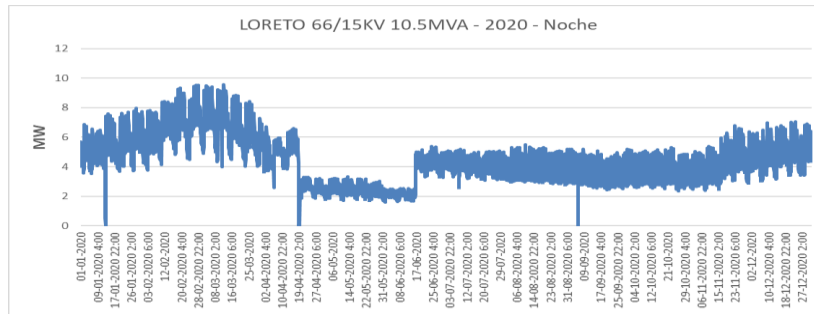


Figura 3-32. Potencia en transformador TR1 10,5 MVA S/E Loreto – horas noche.

De la figura 3-32, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 2,0 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Loreto, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 2,0 \text{ MW} = 2,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 10,5 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Loreto.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{diai} = \Sigma Dmindia - \Sigma PMGD$$

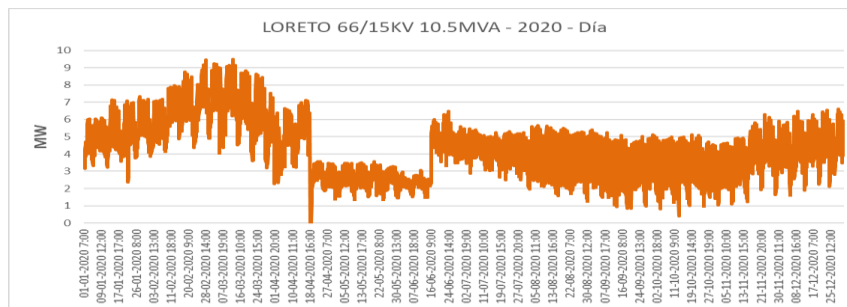


Figura 3-33. Potencia en transformador TR1 -S/E Loreto – horas día

De la figura 3-33 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de 1,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-22** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-21**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Loreto corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = 1,0 \text{ MW} - 3 \text{ MW} = -2,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Loreto durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 10,5 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformadores TR1 66/15 kV – 10,5 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -2,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Lo Miranda - Loreto (ver **Figura 3-31**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 0,5 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

3.12 ANÁLISIS S/E LOS ANGELES

3.12.1 S/E Los Ángeles entorno.

La S/E Los Ángeles se encuentra emplazada en la comuna de Los Ángeles, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 12, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 12. Vista aérea S/E Los Ángeles.

Actualmente la S/E Los Ángeles posee dos transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidades son de 20 MVA y 30 MVA respectivamente. La **Figura 3-34** muestra un diagrama simplificado de la S/E Los Ángeles, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

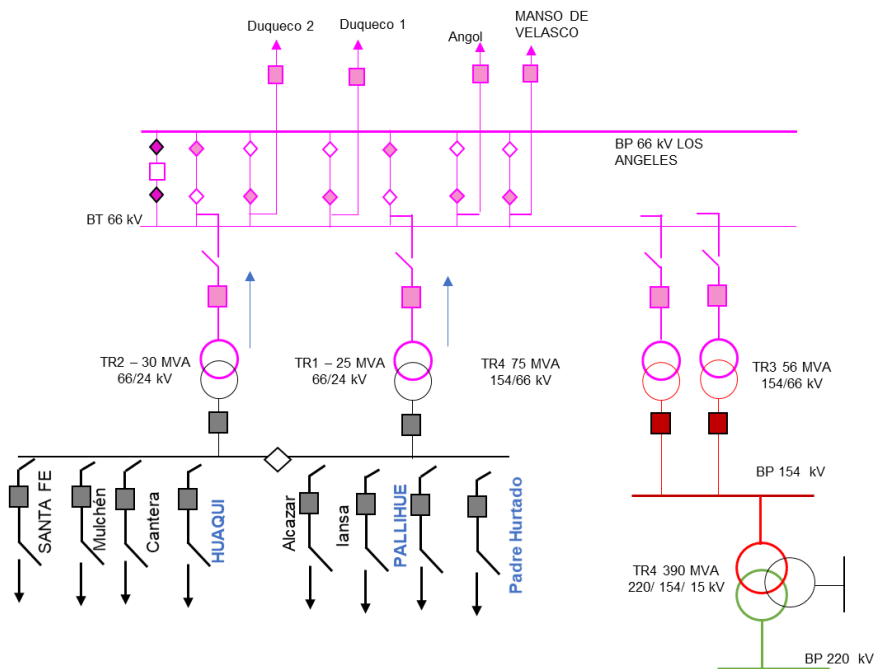


Figura 3-34. Diagrama Unilineal simplificado S/E Los Ángeles y transformador AT/AT que conecta la instalación.

3.12.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador. La S/E Los Ángeles no cuenta con PMGD en operación a la fecha.

Tabla 3-23: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Los Ángeles que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 209/jun-21	PMGD FV El Raco	Solar TI Veinte SpA	abr-22	abr-22	2,9	Hualqui	Los Ángeles CGE	T2	
N° 546/dic-21	Parque Solar El Olivar	El Olivar Solar SpA	abr-22	abr-22	9	Padre Hurtado	Los Ángeles CGE	T1	
N° 384/sep-21	PMGD FV Santa Julia	Andina Solar 17 Este SpA	ago-22	ago-22	9	Paillihue	Los Ángeles CGE	T1	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad por Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por el SAG y la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de diciembre de 2021.

3.12.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/15 kV – 25 MVA S/E Los Ángeles.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Los Ángeles.

3.12.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Los Ángeles cuenta con el proyecto de expansión “ AMPLIACIÓN EN S/E LOS ÁNGELES”, el cual se encuentra contenido en la Res. Exenta N°14/2019. Este proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Los Ángeles, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/15 kV de 10,5 MVA (reserva) por una de capacidad de 20 MVA.

3.12.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.12.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 25 MVA Y TR2 66/15 KV – 30 MVA S/E LOS ÁNGELES.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

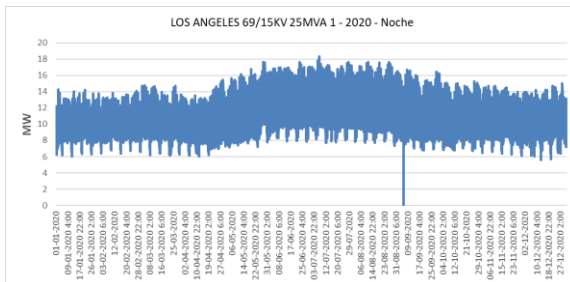


Figura 3-35. Potencia en transformador TR1 25 MVA S/E Los Ángeles – horas noche.

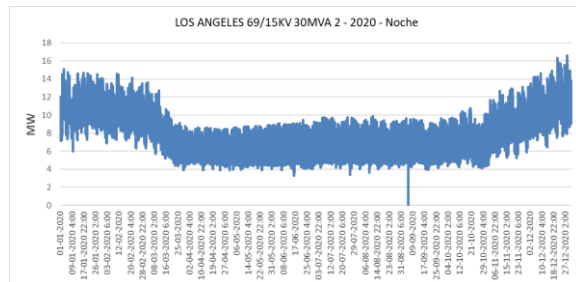


Figura 3-36. Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Los Ángeles – horas noche.

De las Figura 3-35 y Figura 3-36, se obtiene que la demanda mínima diurna para la unidad TR1 corresponde al valor de 6,0 MW, y para la unidad TR2 el valor mínimo noche es de 4 MW. Al no existir medios PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, se determina que la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Los Ángeles, en horario noche es:

$$P(TxZ)_{noche TR1} = 6,0 \text{ MW} = 6,0 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 4,0 \text{ MW} = 4,0 \text{ MW}$$

Por consiguiente, la potencia que circula por la subestación en horas sin sol es menor que la capacidad nominal de las unidades TR1 y TR2 de esta instalación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{diai} = \Sigma D_{min\ dia} - \Sigma PMGD$$

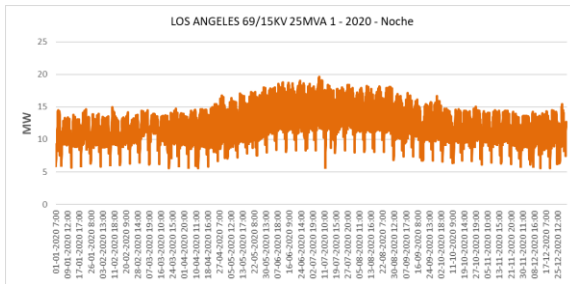


Figura 3-37. Potencia en transformador TR1 -S/E Los Ángeles – horas día

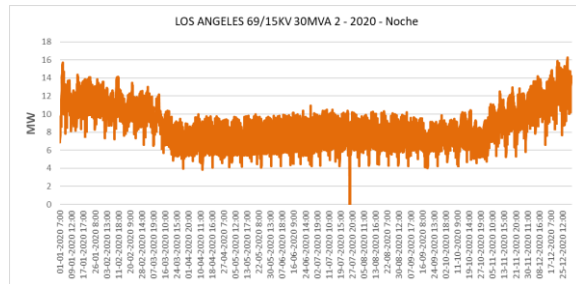


Figura 3-38. Potencia en transformador TR2 -S/E Los Ángeles – horas día

De las Figura 3-37 y Figura 3-38 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 5,0 MW para el transformador TR1 y de 4,0 MW para la unidad TR2. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-23** (PMGD a conectarse en el horizonte del estudio junio 2021 a enero 2022). Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por los transformadores de la S/E Los Ángeles corresponden a:

$$P(TxZ)_{Dia TR1 i} = 5,0MW - 18MW = -13MW$$

$$P(TxZ)_{Dia TR2 i} = 4,0MW - 2,9MW = -1,1MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Los Ángeles durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de los respectivos transformadores.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

La instalación adyacente a los transformadores AT/MT de a S/E Los Ángeles corresponde al transformador TR3 154/66 kV – 56 MVA, el cual no ve saturada su capacidad nominal debido a la inyección de proyectos PMGD (14,1 MW) proveniente de los transformadores AT/MT de esta instalación.

3.13 ANÁLISIS S/E MANDINGA

3.13.1 S/E Mandinga entorno.

La S/E Mandinga se encuentra emplazada en la comuna de Melipilla, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 13 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 13. Vista aérea S/E Mandinga.

Actualmente la S/E Mandinga posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,2 kV, cuya capacidad es de 8 MVA. La figura 3-37 muestra un diagrama simplificado de la S/E Mandinga, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

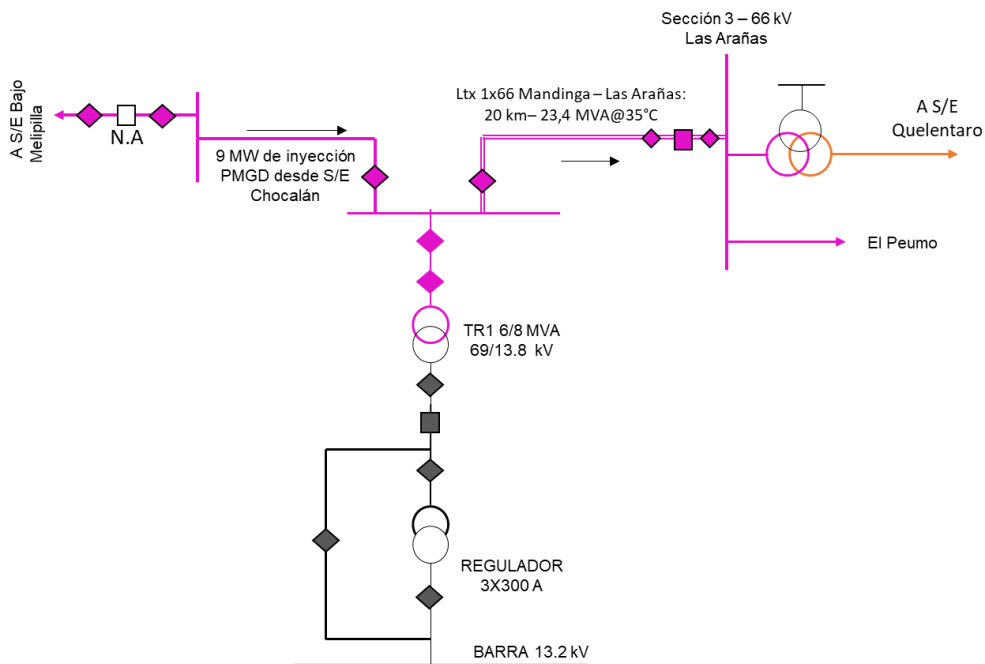


Figura 3-39. Diagrama Unilínea simplificado S/E Mandinga y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.13.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-24: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Mandinga.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9	TR asociado
PFV Las Turcas	3	TANTEHUE	MANDINGA	Inversores	Fotovoltaico	11-may-17	TR1
RMA D - Malinke	3	SAN MANUEL	MANDINGA	Inversores	Fotovoltaico	06-may-21	Tr1

Tabla 3-25: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Mandinga que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 89/mar-21	PMGD FV Mandinga	Mandinga Solar SpA	feb-22	feb-22	9	Tantehue	Mandinga	TR1	S/C

3.13.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,2 kV – 8 MVA S/E Mandinga.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Mandinga.

3.13.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Mandinga cuenta con el proyecto de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E MANDINGA”, el cual se encuentra contenido en la Res. Exenta N°14/2019. Este proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Mandinga, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,8 kV de 8 MVA por una de capacidad de 15 MVA y la construcción de su respectivo paño en el lado de alta tensión.

3.13.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.13.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,2 KV – 8 MVA S/E MANDINGA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

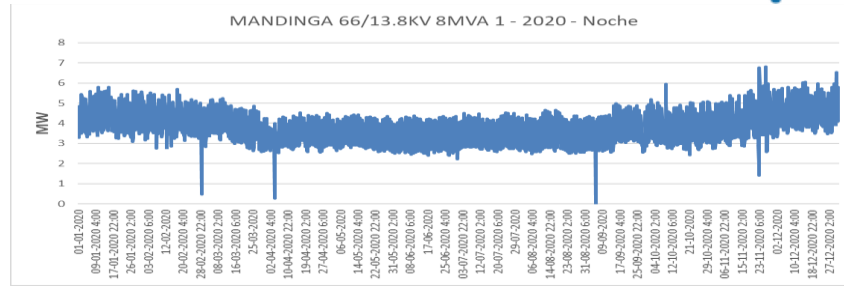


Figura 3-40. Potencia en transformador TR1 de S/E Mandinga – horas noche.

De la Figura 3-40, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 2,5 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Mandinga, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 2,5 \text{ MW} = 2,5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 8 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Mandinga.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

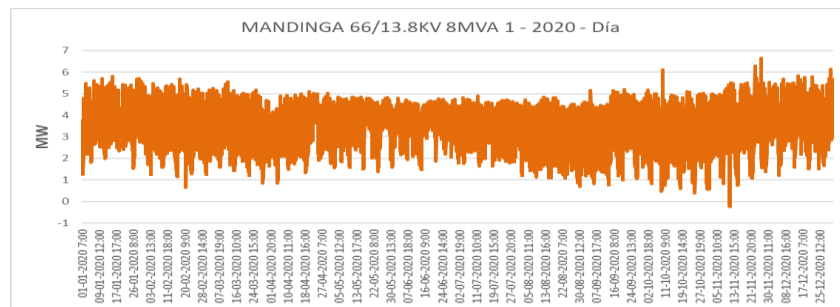


Figura 3-41. Potencia en transformador TR1 -S/E Mandinga – horas día

De la Figura 3-41 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de 0,5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la Tabla 3-25 y aquellos PMGD contenidos en la Tabla 3-24, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Mandinga corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = 0,5 \text{ MW} - 12 \text{ MW} = -11,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Mandinga durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 8 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformadores TR1 66/15 kV – 8 MVA de esta

subestación. Esta condición se mantiene hasta a puesta en servicio del proyecto de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E MANDINGA”, el cual se encuentra contenido en la Res. Exenta N°14/2019.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -11,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Mandinga – Las Arañas (ver Figura 3-31). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = -11,5 \text{ MW} < 23,5 \text{ MVA}$$

Adicionalmente se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador de la S/E Mandinga (-11,5 MW) más la inyección neta de -9 MW de proyectos PMGD desde la S/E Chocalán, no genera saturación de la línea 1x66 kV Las Arañas – Mandinga de 23,5 MVA de capacidad a 35°C (ver Figura 3-39), adyacente a la S/E Mandinga.

3.14 ANÁLISIS S/E NANCAGUA

3.14.1 S/E Nancagua entorno.

La S/E Nancagua se encuentra emplazada en la comuna de Nancagua, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O’Higgins. En la Ilustración 14, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 14. Vista aérea S/E Nancagua.

Actualmente la S/E Nancagua posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV (Tensión MT del equipo), cuya capacidad es de 10 MVA. La figura 3-40 muestra un diagrama simplificado de la S/E Nancagua, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

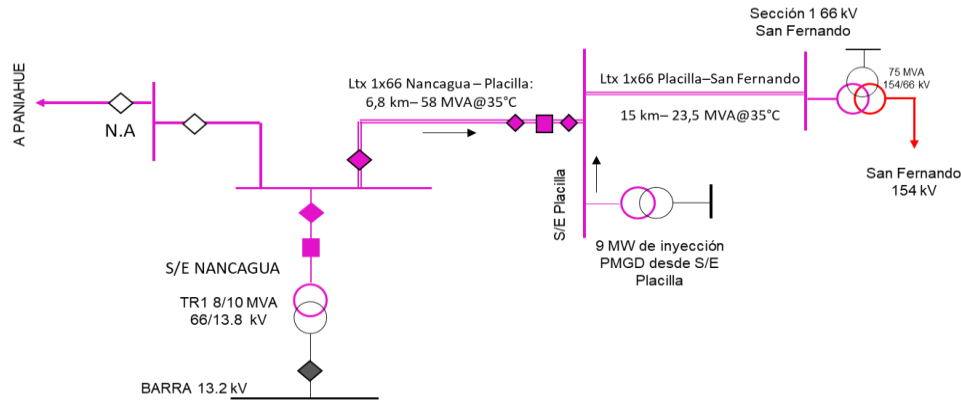


Figura 3-42. Diagrama Unilínea simplificado S/E Nancagua y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.14.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-26: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Nancagua.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9
BU GR Rovian	7	Nancagua	Nancagua	Inversores	Fotovoltaico	07-may-19

Tabla 3-27: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Nancagua que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 89/mar-21	PMGD Parque Solar Nancagua	Parque Solar La Muralla Dos SpA	dic-21	feb-22	6,0	Nancagua	Nancagua	TR1	S/C
N° 27/ene-22	PFV El Run Run	PFV El Run Run SpA	sept-22	sept-22	3,0	Puquillay	Nancagua	TR1	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por el SAG y la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de abril de 2022.

3.14.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 10 MVA S/E Nancagua.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Nancagua.

3.14.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Nancagua cuenta con el proyecto de expansión “Nueva Subestación Puquillay” contenido en la Resolución Exenta N° 468 de 2020, y que fue aprobado bajo el mecanismo de obra urgente (artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos).

3.14.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.14.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV – 10 MVA S/E NANCAGUA.

De acuerdo con lo establecido en la sección 3 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

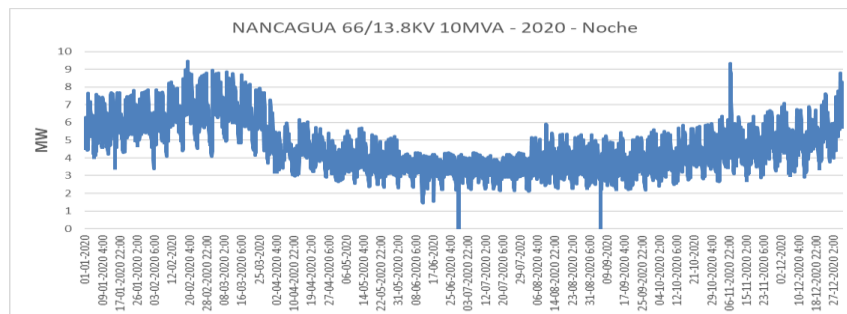


Figura 3-43. Potencia en transformador TR1 de S/E Nancagua – horas noche.

De la Figura 3-43, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 3,0 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR3 de la S/E Nancagua, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 3,0\ MW = 3,0\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 10 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Nancagua.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

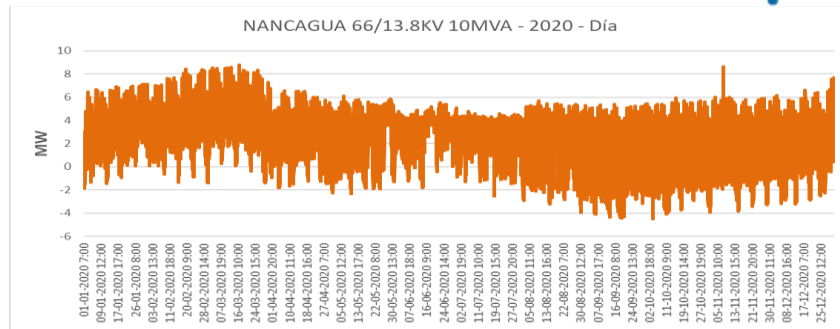


Figura 3-44. Potencia en transformador TR1 -S/E Nancagua – horas día

De la **Figura 3-44** podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -4,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-27** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-26**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Nancagua corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = -4,0\text{MW} - 9\text{MW} = -13\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Nancagua durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformadores TR1 66/13,8 kV – 10 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -13,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Las Arañas – Mandinga (ver **Figura 3-42**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 13 \text{ MW} < 58 \text{ MVA}$$

Adicionalmente se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador de la S/E Nancagua (13 MW) más la inyección neta de -9 MW de proyectos PMGD desde la S/E Placilla, no genera saturación en la línea consecutiva 1x66 kV Placilla -San Fernando de 23,5 MVA de Capacidad a 35°C (ver **Figura 3-42**).

3.15 ANÁLISIS S/E NIRIVILO

3.15.1 S/E Nirivilo entorno.

La S/E Nirivilo se encuentra emplazada en la comuna de San Javier de Loncomilla, la cual pertenece a la Región del Maule. En la Ilustración 15, se muestra una vista aérea de la zona, en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 15. Vista aérea S/E Nirivilo.

Actualmente la S/E Nirivilo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/23 kV, cuya capacidad es de 5 MVA. La figura 3-43 muestra un diagrama simplificado de la S/E Nirivilo, el cual corresponde al archivo más reciente y últimamente modificado en la plataforma Infotecnica del Coordinador.

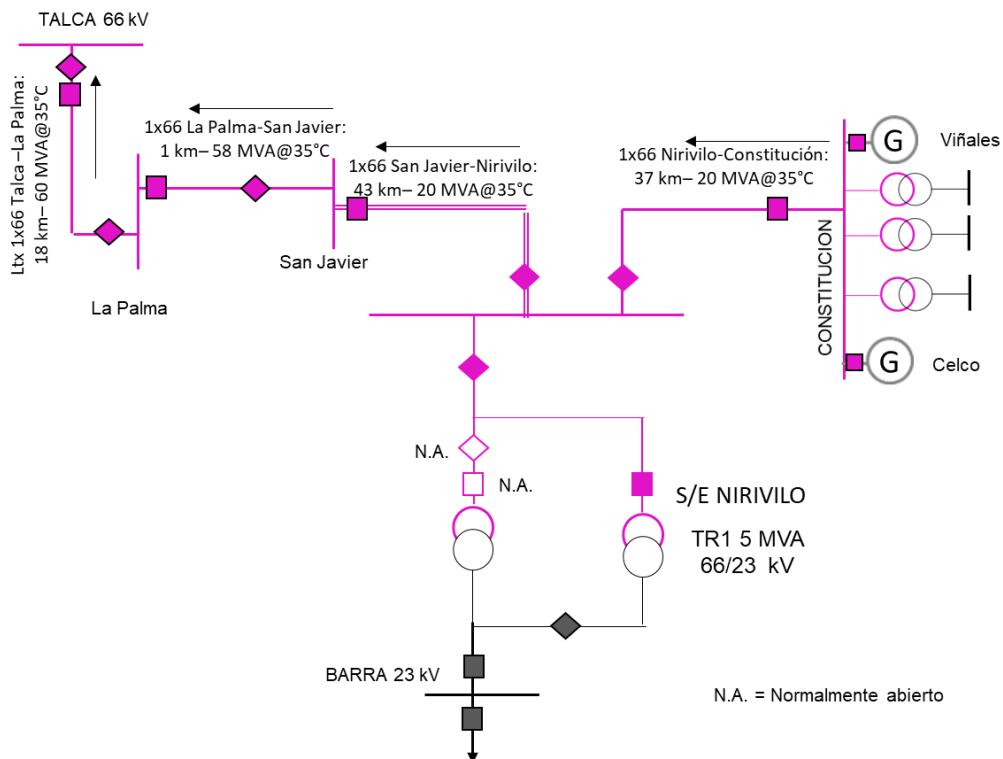


Figura 3-45. Diagrama Unilineal simplificado S/E Nirivilo y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.15.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-28: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Nirivilo.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9
Villa Cruz 7	3	Santa Olga	NIRIVILO	Inversores	Fotovoltaico	20-feb-20

Tabla 3-29: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Nirivilo que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 279/ago-21	PMGD Loica	Loica SpA	nov-21	ene-22	3	Los Naranjos	Nirivilo	TR1	S/C

3.15.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/23 kV – 5 MVA S/E Nirivilo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Nirivilo.

3.15.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Nirivilo cuenta con los siguientes proyectos de expansión: “Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV” contenido en el decreto N°418/2017 y “Ampliación en S/E Nueva Nirivilo” contenido en el decreto N°198/2019.

3.15.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.15.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/23 KV – 5 MVA S/E NIRIVILO.

De acuerdo con lo establecido en la sección 3 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

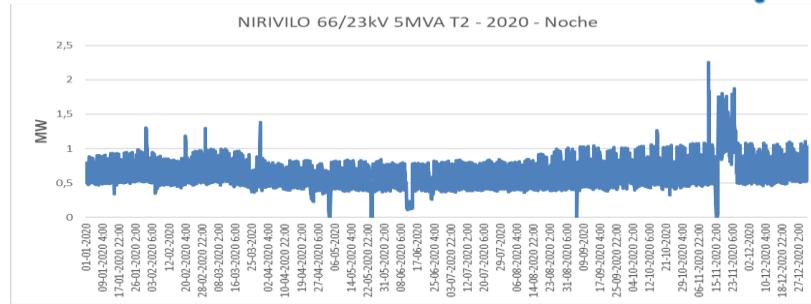


Figura 3-46. Potencia en transformador TR2 de S/E Nirivilo – horas noche.

De la figura 4-41, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR2 de esta subestación, corresponde al valor de 0,5 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR3 de la S/E Nirivilo, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 0,5\ MW = 0,5\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 5 MVA de capacidad nominal del transformadores TR2 de la S/E Nirivilo.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

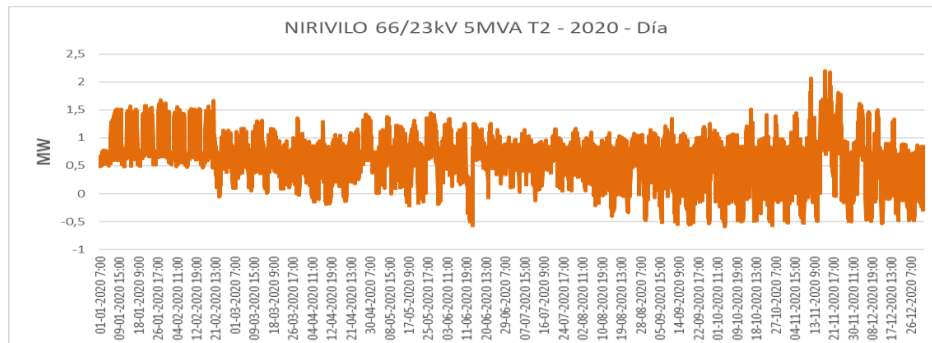


Figura 3-47. Potencia en transformador TR2 -S/E Nirivilo – horas día

De la figura 3-45 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -0,5 MW para el transformador TR2. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-29** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-28**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Nirivilo corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día\ TR2\ i} = -0,5MW - 3MW = -3,5MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador de la S/E Nirivilo durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 5 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformadores TR2 66/23 kV – 5 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 3,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Nirivilo – San Javier (ver **Figura 3-22**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 3,5 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

Es importante de mencionar, que si bien la inversión de flujo en el transformador TR2 de la S/E Nirivilo (-3,5 MW) no genera la saturación en la línea 1x66 kV Nirivilo – San Javier, existe un escenario de máxima coincidencia de generación de centrales mayores a 9 MW conectadas aguas abajo de la S/E Nirivilo (S/E Constitución) que pueden generar la saturación de la línea mencionada anteriormente. El escenario anterior se condiciona a una máxima inyección de las centrales Viñales y Constitución sumado a una máxima inyección de los PMGD conectados a Nirivilo (ver **Figura 3-22**).

3.16 ANÁLISIS S/E OVALLE

3.16.1 S/E Ovalle entorno.

La S/E Ovalle se encuentra emplazada en la comuna de Ovalle, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 16 , se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 16. 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 3-48** muestra un diagrama simplificado de la S/E Ovalle.

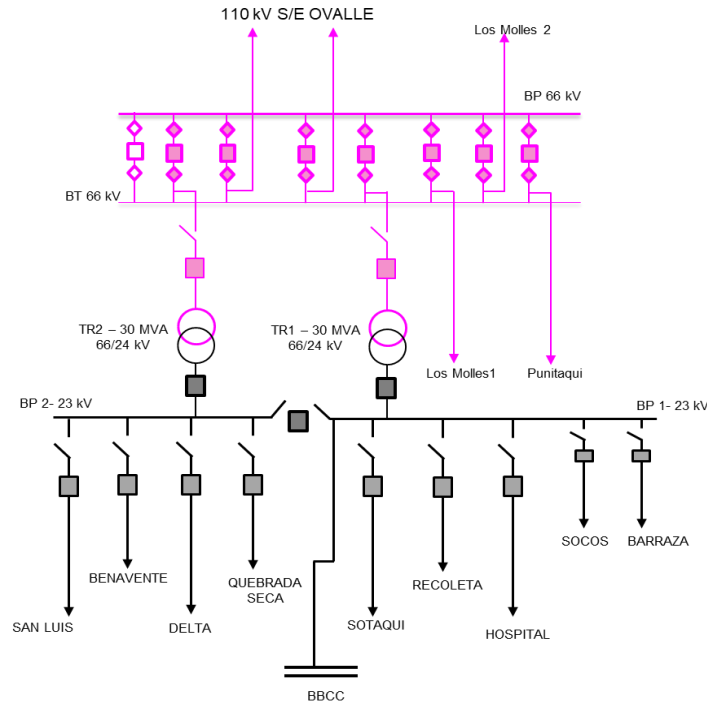


Figura 3-48. Diagrama unilineal S/E Ovalle

3.16.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La **Tabla 3-30** y tabla 3-31 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo Chilquinta para esta subestación.

Tabla 3-30: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Ovalle

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad nominal [MW]	Tecnología	Fecha PES
Ovalle	T1	Hospital	Las Mollacas	3	Fotovoltaico	ene-16
Ovalle	T1	Recoleta	Parque fotovoltaico Laguniilla	3	Fotovoltaico	nov-15
Ovalle	T1	SOTAQUI	La Chapeana	3	Fotovoltaico	ene-16
Ovalle	T2	Delta	Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	6	Fotovoltaico	nov-16
Ovalle	T2	Quebrada Seca	Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol (exSiberiaDos)	3	Fotovoltaico	mar-18
Ovalle	T2	Quebrada Seca	Impulso Solar Las Lloyas	3	Fotovoltaico	ene-19
Ovalle	T2	Delta	Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	3	Fotovoltaico	may-18
Ovalle	T1	Hospital	La Chimba Bis	3	Fotovoltaico	may-20
Ovalle	T1	Socos	Campo Lindo Bis	3	Fotovoltaico	mar-21
Ovalle	T2	San Luis	Parque Ovalle Norte	9	Fotovoltaico	dic-20

Tabla 3-31: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Ovalle que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 171/may-21	PMGD FV Recoleta	Diego de Almagro Solar 3 S.A.	oct-21	ene-22	9,0	Recoleta	Ovalle	TR1	S/C
N° 407/oct-20	PMGD FV Pastrán	Pastran SpA	oct-21	feb-22	9,0	Hospital	Ovalle	TR1	S/C
N° 89/mar-21	PMGD FV Anakena	Anakena SpA	oct-21	ene-22	9,0	Sotaqui	Ovalle	TR1	S/C
N° 89/mar-21	PMGD FV Sunhunter	Sunhunter SpA	oct-21	ene-22	9,0	Delta	Ovalle	TR2	S/C
N° 89/mar-21	PMGD FV Granate	Granate SpA	oct-21	feb-22	9,0	Quebrada Seca	Ovalle	TR2	S/C

3.16.3 Análisis de Verificación de Congestión para Transformadores AT/MT de S/E Ovalle

3.16.3.1 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.

3.16.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.16.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADORES AT/MT DE S/E OVALLE

De acuerdo con lo establecido en la sección 2, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

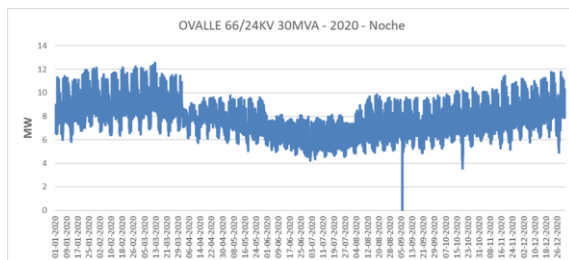


Figura 3.49. Potencia en transformador TR1 - 30 MVA S/E Ovalle – horas noche

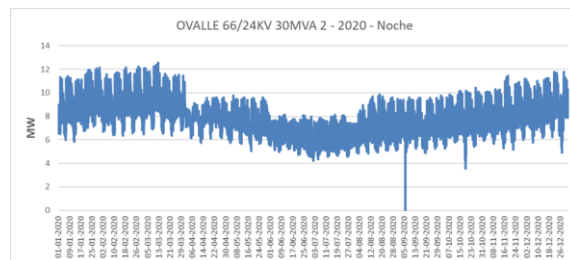


Figura 3.50. Potencia en transformador TR2 - 30 MVA S/E Ovalle – horas noche

De las figuras anteriores podemos observar que las demandas mínimas bloque noche para el transformador TR1 de esta subestación corresponde a 5,6 MW y la demanda mínima diurna para el transformador TR2 corresponde al valor 4,5 MW. Esta subestación solo posee PMGD del tipo

fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1 S/E Ovalle}} = 5,6 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 5,6 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR2 S/E Ovalle}} = 4,5 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 4,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E Ovalle.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

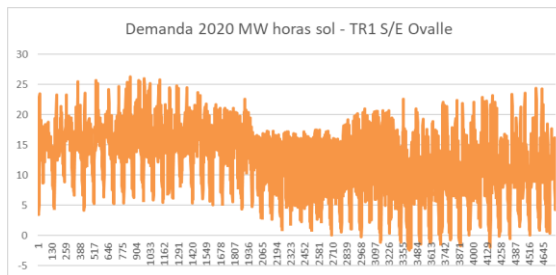


Figura 3.51. Potencia en transformador TR1 - 30 MVA S/E Ovalle – horas noche

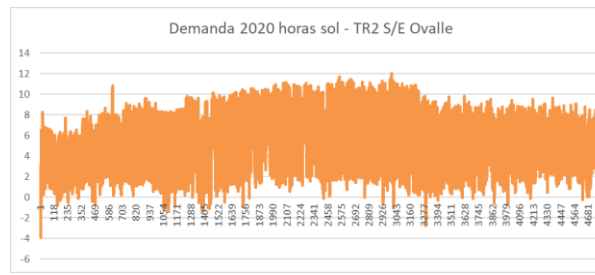


Figura 3.52. Potencia en transformador TR2 - 30 MVA S/E Ovalle – horas noche

La demanda mínima considerada en el bloque horas día para el transformador TR1 de esta subestación, corresponde a -0,5 MW. Para el transformador TR2 se observa una demanda mínima día de -1.0 MW.

Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-31** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-30**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por los transformadores de la S/E Ovalle corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día \text{ TR1 S/E Ovalle}} = -0,5 \text{ MW} - 30 \text{ MW} = -30,5 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{Día \text{ TR2 S/E Ovalle}} = -1,0 \text{ MW} - 27 \text{ MW} = -28 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Ovalle durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de la unidad TR1 – 25 MVA, identificándose una condición de sobrecarga para este transformador. Para la unidad TR2 de esta subestación se determina un flujo inverso de 28 MW, lo cual no satura la capacidad nominal de este transformador (30 MVA)

- Nivel de Congestión línea adyacente:

La instalación adyacente a los transformadores AT/MT de a S/E Ovalle corresponde a los transformadores TR3 y TR4 de 110/66/23 kV de 60 MVA ambos , los cuales no ven saturada su capacidad nominal debido a la inyección de los proyectos PMGD (58,5 MW) proveniente de los transformadores AT/MT de esta instalación.

3.17 ANÁLISIS S/E PANGUILEMO

3.17.1 S/E Panguilemo entorno.

La S/E Panguilemo se encuentra emplazada en la comuna de Talca, la cual pertenece a la Región del Maule. En la Ilustración 17, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 17. Vista aérea S/E Panguilemo.

Actualmente la S/E Panguilemo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV, cuya capacidad es de 9 MVA. La Figura 3-53 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panguilemo.

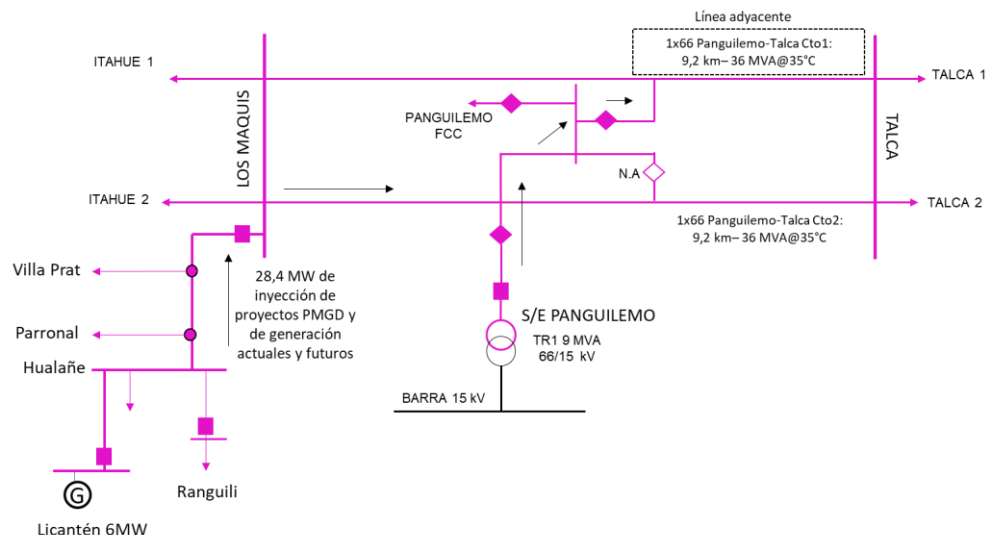


Figura 3-53. Diagrama Unilineal simplificado S/E Panguilemo y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.17.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-32: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Panguilemo.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9
Parque Fotovoltaico Las Perdices	3	AERODROMO	PANGUILEMO	Inversores	Fotovoltaico	19-jul-19

Tabla 3-33: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Panguilemo que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 498/dic-20	PMGD FV Panguilemo	Panguilemo SpA	abr-21	feb-22	2,9	Aeródromo	Panguilemo	TR1	S/C
N° 137/abr-21	PMGD FV Aeropuerto	Parque Solar Retiro SpA	jun-21	feb-22	5,5	Aeródromo	Panguilemo	TR1	S/C

3.17.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/15 kV – 9 MVA S/E Panguilemo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Panguilemo.

3.17.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Panguilemo no cuenta con proyecto de expansión.

3.17.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.17.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 9 MVA S/E PANGUILEMO.

De acuerdo con lo establecido en la sección 2 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

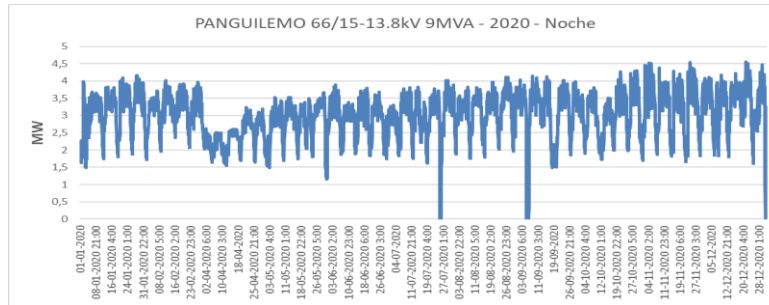


Figura 3-54. Potencia en transformador TR1 de S/E Panguilemo – horas noche.

De la **Figura 3-54**, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 1,5 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Panguilemo, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 1,5\ MW = 1,5\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 9 MVA de capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E Panguilemo .

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{diai} = \Sigma D_{min\ dia} - \Sigma PMGD$$

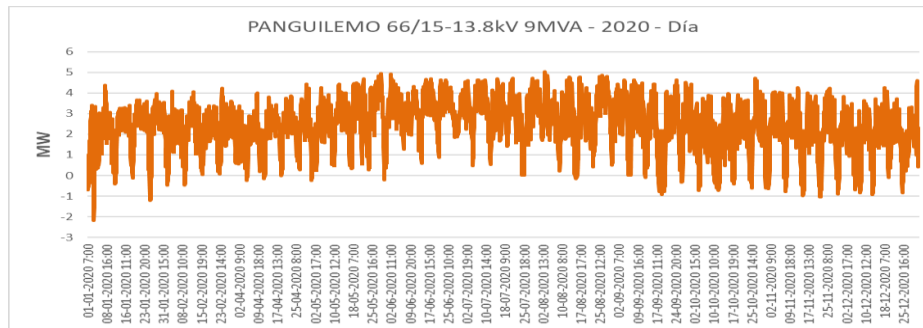


Figura 3-55. Potencia en transformador TR1 -S/E Panguilemo – horas día

De la Figura 3-55 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -1,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-33** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-32**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformadores de la S/E Panguilemo corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día\ TR2\ i} = -1,0MW - 8,4MW = -9,4MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Panguilemo durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 9 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformadores TR1 66/15 kV – 9 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 9,4 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Panguilemo - Talca ver Figura 3-53. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 9,4 \text{ MW} < 36 \text{ MVA}$$

Si bien la inversión de flujo en el transformador de la S/E Panguilemo (-9,4 MW) no genera saturación de la línea 1x66 kV Panguilemo – Talca cto.1, se debe considerar un escenario de posible congestión en el mediano plazo, el cual comprende una inyección coincidente de energía (equivalente a 37,5 MW) de los proyectos de generación actuales y futuros (considerando proyectos declarados en construcción a enero 2022) de las subestaciones aguas arriba de la S/E Panguilemo (S/E Los Maquis, S/E Villa Prat, S/E Parronal, S/E Hualañé, S/E Licantén, S/E Ranguilí), ver Figura 3-53.

3.18 ANÁLISIS S/E QUELENTARO

3.18.1 S/E Quelentaro entorno.

La S/E Quelentaro se encuentra emplazada en la comuna de Litueche, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O’Higgins. En la Ilustración 18, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación



Ilustración 18. Vista aérea S/E Quelentaro.

Actualmente la S/E Quelentaro posee un transformador AT/AT con nivel de tensión 220/110/13,8 kV, cuya capacidad en el terciario es de 30 MVA y un transformador AT/MT con características 110/23 kV -13 MVA. La **Figura 3-56** muestra un diagrama simplificado de la S/E Quelentaro.

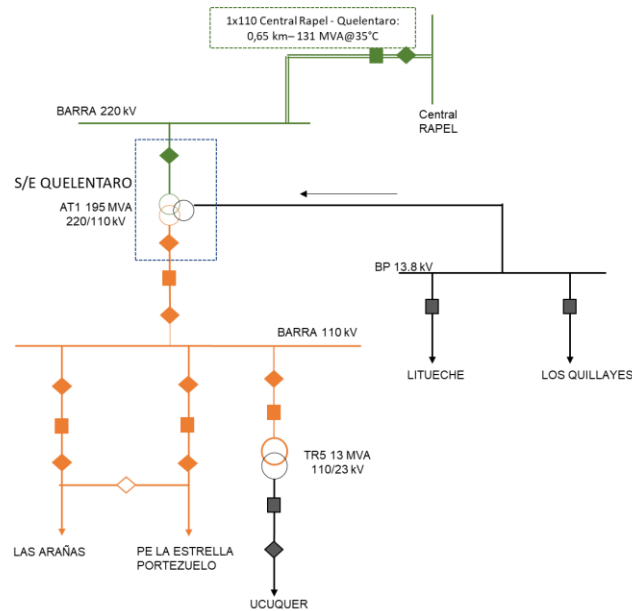


Figura 3-56. Diagrama Unilínea simplificado S/E Quelentaro y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.18.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-34: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Quelentaro.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9
Pilpilén	3	Litueche	Quelentaro	Inversores	Fotovoltaico	03-dic-19
PMGD Parque Eólico Ucuquer	8	Litueche	Quelentaro		Eólico	01-feb-13

Tabla 3-35: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Quelentaro que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 209/jun-21	PMGD FV Guaraná	Solar TI Dieciséis SpA	abr-22	abr-22	3,0	Los Quillayes	Quelentaro	Terciario AT/AT	S/C

3.18.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/13,8 kV – 30 MVA S/E Quelentaro.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Quelentaro.

3.18.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Quelentaro no cuenta con proyecto de expansión.

3.18.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.18.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV – 9 MVA S/E QUELENTARO.

De acuerdo con lo establecido en la sección 2 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

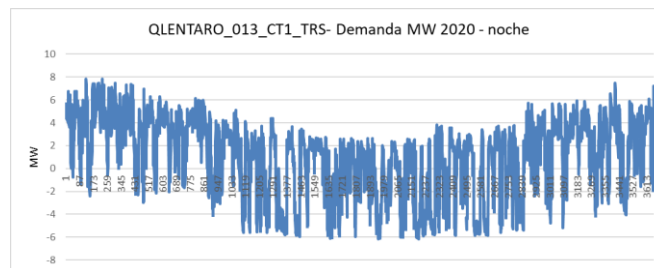


Figura 3-57. Potencia en transformador TR1 de S/E Quelentaro – horas noche.

De la Figura 3-57, se obtiene que la demanda mínima del terciario AT/AT de esta subestación, corresponde al valor de -6 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Quelentaro, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1} = -6\ MW = -6\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 30 MVA de capacidad nominal del terciario del transformador de la S/E Quelentaro .

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{mín día}$ = es la demanda mínima promedio del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

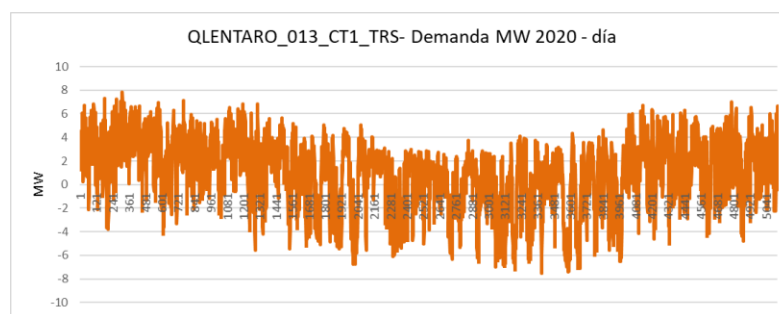


Figura 3-58. Potencia en transformador TR1 -S/E Quelentaro – horas día

De la Figura 3-58 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -7 MW para el terciario de esta subestación. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-35** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-34**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el terciario del transformador de la S/E Quelentaro corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día TR2 i} = -7,0 \text{ MW} - 3,0 \text{ MW} = -10.0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el terciario del transformador de la S/E Quelentaro durante las horas de sol, es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el terciario del transformador AT1 110/66/13,8 kV de esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera se debe indicar que la inversión de flujo en el terciario del transformador AT/AT de la subestación Quelentaro (-10 MW) no genera saturación de la línea 1x110 kV Rapel - Quelentaro de capacidad 131 MVA a 35°C (ver **Figura 3-56**). Se debe indicar, que no se analiza un escenario, en el cual se estima una inyección coincidente de los proyectos de generación aguas debajo de la S/E Quelentaro, que considere los proyectos de las instalaciones: Las Arañas, Portezuelo y La Estrella.

3.19 ANÁLISIS S/E RANGUILÍ

3.19.1 S/E Ranguilí entorno.

La S/E Ranguilí se encuentra emplazada en la comuna de Lolol, la cual pertenece a la Región de OHIGGINS. En la Ilustración 19 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación



Ilustración 19. Vista aérea S/E Ranguilí.

Actualmente la S/E Ranguilí posee dos transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV, un transformador con capacidad de 5,2 MVA y la otra unidad con capacidad de 5 MVA. La Figura 3-59 muestra un diagrama simplificado de la S/E Ranguilí.

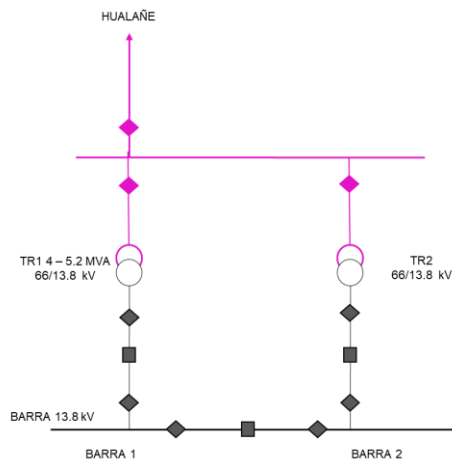


Figura 3-59. Diagrama Unilineal simplificado S/E Ranguilí

3.19.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa CGE en su carta respuesta DE05930-21 enviada el 11 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 3-36: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Ranguilí.

NOMBRE	POTENCIA_M	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSO	PES_F9
EL Ranguil	3	Paredones	Ranguilí	Inversores	Fotovoltaico	28-feb-19
Parque FV La Frontera	5	Paredones	Ranguilí	Inversores	Fotovoltaico	30-nov-17

Tabla 3-37: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Ranguilí que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a octubre 2021.

Res.Exenta Declaración en construcción	Nombre PMGD	Fecha estimada de Interconexión	POTENCIA MW	ALIMENTADOR de Conexión	SUBESTACION de Conexión	COSTO REFUERZOS DX UF	PLAZO REFUERZOS MESES	MOD	FACTOR POTENCIA
Res.Exenta N° 384 09/2021	Ranguil II V3	jul-22	2,99	Patacon	Ranguilí	-		PQ	0,96 absorbiendo reactivos

3.19.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 5,2 MVA S/E Ranguilí.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Ranguilí.

3.19.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Ranguilí no cuenta con proyecto de expansión.

3.19.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.19.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV – 5,2 MVA S/E RANGUILÍ.

De acuerdo con lo establecido en la sección 2 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

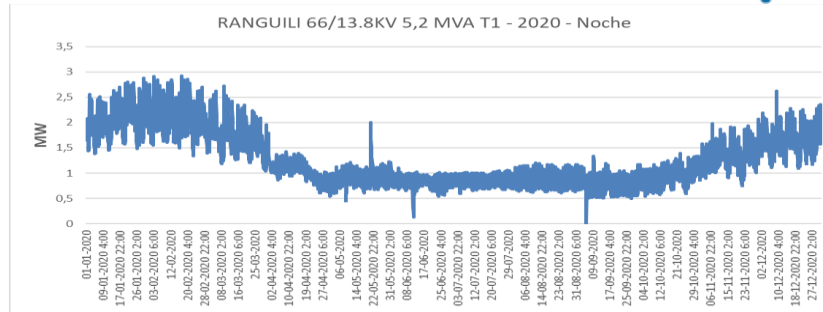


Figura 3-60. Potencia en transformador TR1 de S/E Ranguilí – horas noche.

De la Figura 3-60, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 0,5 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Ranguilí, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1} = 0,5\ MW = 0,5\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 5,2 MVA de capacidad nominal del transformador en análisis .

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

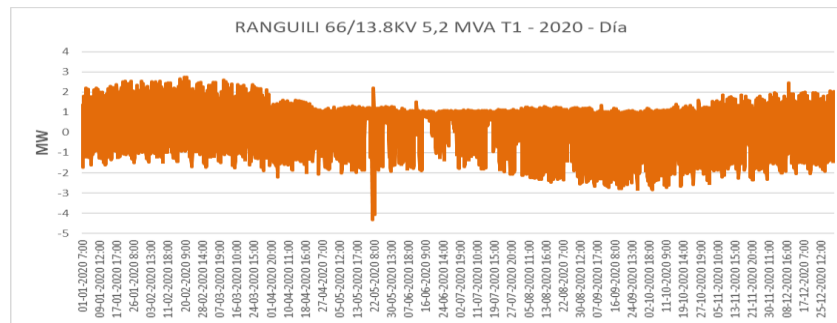


Figura 3-61. Potencia en transformador TR1 -S/E Ranguilí – horas día

De la Figura 3-61 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -3,0 MW para el transformador de esta subestación. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-37** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-36**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Ranguilí corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día\ TR1} = -3,0\ MW - 3MW = -6,0MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador de la S/E Ranguilí durante las horas de sol, es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 5,2 MVA. Por ende, se

determina la existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,8 kV – 5,2 MVA de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 6,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Ranguilí - Hualañé ver Figura 3-53. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 9,4 \text{ MW} < 39 \text{ MVA}$$

3.20 ANÁLISIS S/E SALAMANCA

3.20.1 Entorno S/E Salamanca

La S/E Salamanca se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 20 , se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 20. Vista aérea S/E Salamanca

Actualmente S/E Salamanca posee dos transformadores AT/MT con tensiones de 110/23 kV y una capacidad de 10 y 20 MVA. La muestra figura 3.62 un diagrama simplificado de esta instalación.

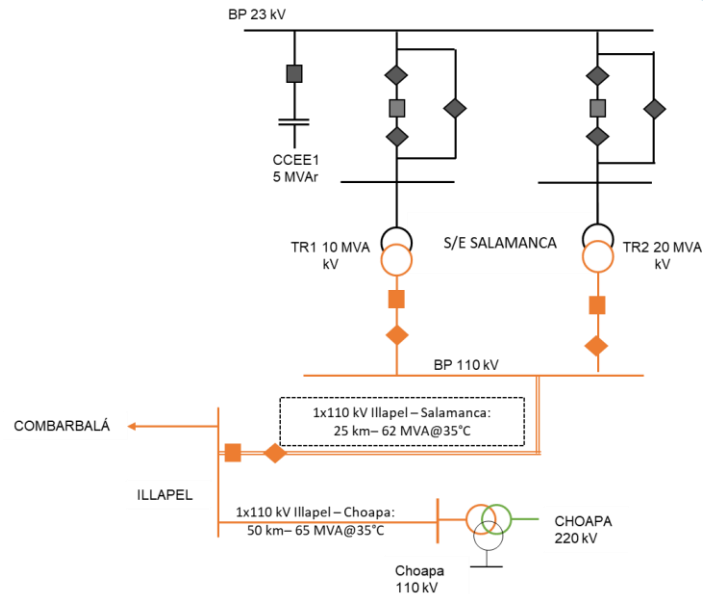


Figura 3.62. Diagrama Unilineal simplificado S/E Salamanca y línea de transmisión adyacente que la conecta 1x110 kV Illapel - Salamanca.

3.20.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 3-38 y tabla 3-39 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo Chilquinta para esta subestación.

Tabla 3-38: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Salamanca

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad nominal [MW]	Tecnología	Fecha PES
Salamanca	T1	CAMISA	Proyecto Fotovoltaico Chuchiñí	3	Fotovoltaico	jul-16
Salamanca	T1	Chalinga	Chalinga Solar	3	Fotovoltaico	jun-19

Tabla 3-39: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Salamanca que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 209/jun-21	PMGD FV Salamanca	Marte Solar SpA	jun-22	jun-22	3,0	Manquehua	Salamanca	TR1	S/C

3.20.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/24 kV – 10 MVA S/E Salamanca

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Salamanca.

3.20.3.1 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 Salamanca.

3.20.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.20.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV - S/E SALAMANCA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

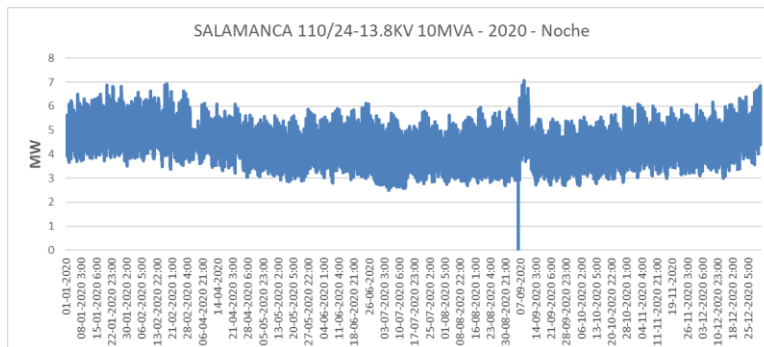


Figura 3.63. Potencia en transformador TR1 10 MVA S/E Salamanca – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 2,8 MW. Esta S/E solo posee PMGD operativos del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Salamanca} = 2,8\text{MW} - 0\text{ MW} = 2,8\text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR1 de la S/E Salamanca.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

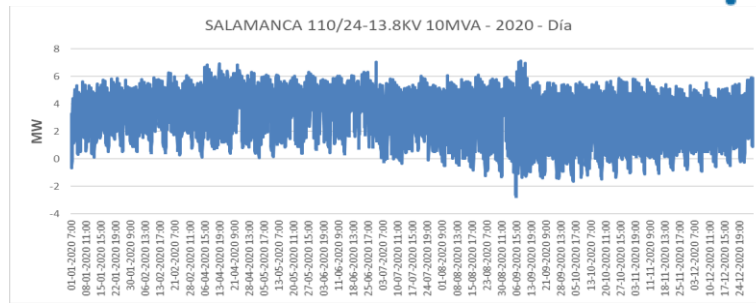


Figura 3.64. Potencia en transformador TR1 – 10 MVA S/E Salamanca – horas día.

La demanda mínima considerada en el bloque día para el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -1,8 MW. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-39** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-38**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Ranguilí corresponden a:

Se considera un nuevo proyecto PMGD adicional en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022) (ver). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 S/E Salamanca}} = -1,8 \text{ MW} - 3,0 \text{ MW} = -4,8 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Salamanca durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 10 MVA.

Por lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR1 110/24 kV – 10 MVA de S/E Salamanca debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 5,7 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x110 Salamanca - Illapel ver (ver **Figura 3.62**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 4,8 \text{ MW} < 62 \text{ MVA}$$

3.21 ANÁLISIS S/E SANTA ELVIRA

3.21.1 Entorno S/E Santa Elvira

La S/E Santa Elvira se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Ñuble. En la Ilustración 21, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 21. Vista aérea S/E Santa Elvira.

Actualmente S/E Santa Elvira posee dos transformadores AT/MT ambos con tensiones de 66/15 kV y una capacidad de 25 MVA cada uno. La Figura 3-65 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

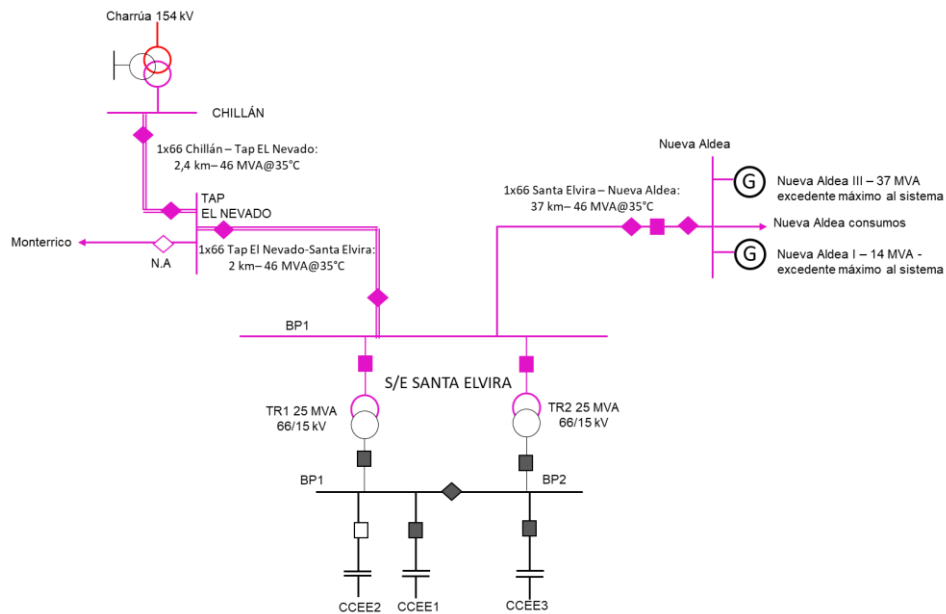


Figura 3-65. Diagrama Unilineal simplificado S/E Santa Elvira y línea adyacente que la conecta al sistema de transmisión.

3.21.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 3-40 y tabla 3-41 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo CGE para esta subestación.

Tabla 3-40: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Santa Elvira.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
Pegasus Solar	3,0	O'Higgins	Santa Elvira	Fotovoltaico	Fotovoltaico	ago-21	TR2
La Palma Solar	9,0	Almagro	Santa Elvira	Fotovoltaico	Fotovoltaico	ene-22	TR1

Tabla 3-41: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Santa Elvira que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 498/dic-20	PMGD Centauro Solar	Centauro Solar SpA	jul-21	nov-21	9,0	O'Higgins	Santa Elvira	TR2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (sep-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.
N° 42/ene-22	PMGD San Alberto	Draco Solar SpA	abr-23	abr-23	9,0	Almagro	Santa Elvira	TR1	S/C

3.21.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 y TR2 ambos de características 66/15 kV – 25 MVA S/E Santa Elvira

3.21.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

A la fecha de emisión de este informe, se encuentran las siguientes obras de expansión de transmisión zonal en construcción para la S/E Santa Elvira: “Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)” contenida en el Decreto N°171/2020.

3.21.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.21.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/15 KV - S/E SANTA ELVIRA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD, de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{nochei} = \Sigma D_{min\ noche} - (\Sigma PMGD_{NS} + \Sigma PMGD_{SA})$$

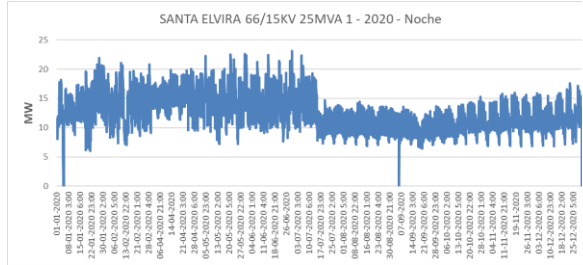


Figura 3-66. Potencia en transformador TR1 25 MVA S/E Santa Elvira – horas noche

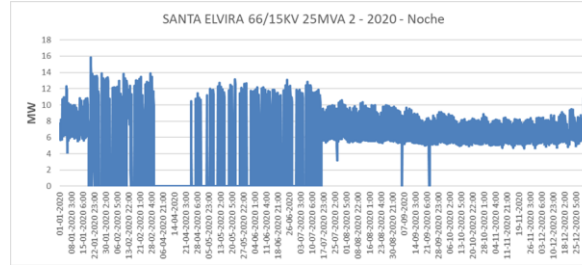


Figura 3-67. Potencia en transformador TR2 25 MVA S/E Santa Elvira – horas noche

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche para el transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 7,0 MW y de 5,5 MW para el TR2.

Esta S/E solo posee PMGD operativos del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Santa\ Elvira} = 7,0\ MW - 0\ MW = 7,0\ MW$$

$$P(TxZ)_{noche\ TR2\ S/E\ Santa\ Elvira} = 5,5\ MW - 0\ MW = 5,5\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por los transformadores de esta subestación debido a la inyección de PMGD en horario noche es menor a la capacidad nominal de los equipos TR1 y TR2.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

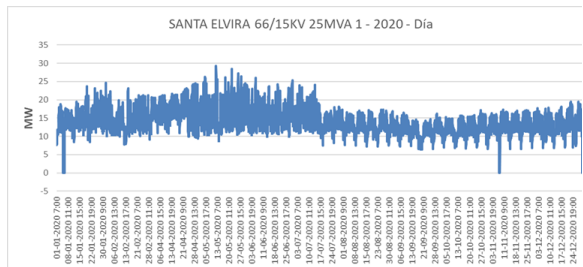


Figura 3-68. Potencia en transformador TR1 - 25 MVA S/E Santa Elvira – horas día

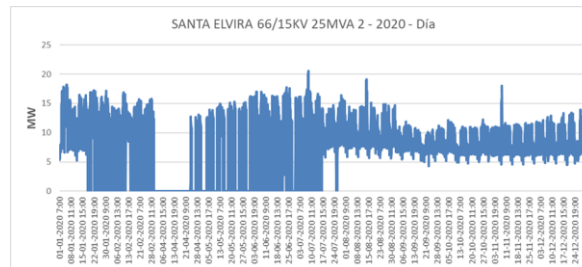


Figura 3-69. Potencia en transformador TR2 - 25 MVA S/E Santa Elvira – horas día

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 7,5 MW. Del mismo modo, la demanda mínima considerada para el TR2 corresponde a 5 MW. Los proyectos PMGD a considerarse para los análisis corresponden a los contenidos en la **Tabla 3-40** y **Tabla 3-41**, por ende la estimación de potencia que circulará por los transformadores de esta instalación corresponde a:

$$P(TxZ)_{Día\ TR1\ S/E\ Santa\ Elvira} = 5,5\ MW - 18\ MW = -13,5\ MW$$

$$,OP(TxZ)_{Día\ TR2\ S/E\ Santa\ Elvira} = 5,0\ MW - 12\ MW = -7,0\ MW$$

De esta manera, la potencia que circulará por los transformadores AT/MT de la S/E Santa Elvira durante las horas de sol es menor a la capacidad nominal de 25MVA de ambos transformadores de esta subestación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 20,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 Tap El Nevado- Santa Elvira (ver **Figura 3-65**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20,5 \text{ MW} < 46 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que la inversión de flujo en los transformadores de la S/E Santa Elvira (-20,5 MW conjunto) no genera saturación de la línea 1x66 kV Santa – Elvira – Tap El Nevado, así como tampoco en la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Chillán, ambas líneas de capacidad 46 MVA a 35°C. Se debe considerar la inyección de excedentes provenientes desde la generación de las centrales del complejo Nueva Aldea, las cuales aportan al sistema un excedente de potencia equivalente a 50 MVA, lo cual, sumado a los futuros excedentes provenientes de proyectos PMGD de la S/E Santa Elvira pueden ocasionar la saturación de las líneas: 1x66 kV Santa – Elvira – Tap El Nevado y de la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Chillán en un escenario verano – día, debido a las restricciones de capacidad por temperatura (ver **Figura 3-65**).

3.22 ANÁLISIS S/E VALLENAR

3.22.1 Entorno S/E Vallenar

La S/E Vallenar se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Atacama. En la **Ilustración 22**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 22 Vista aérea S/E Vallenar.

Actualmente S/E Vallenar posee dos transformadores AT/MT con tensiones de 110/13,8 kV (operando en paralelo) con capacidad de 10 MVA cada uno. La **Figura 3-70** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

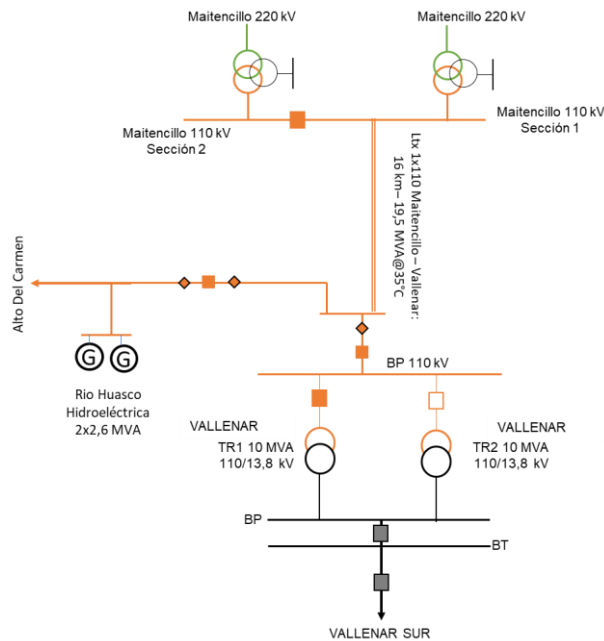


Figura 3-70. Diagrama Unilineal simplificado S/E Vallenar y línea de transmisión adyacente que la conecta.

3.2.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 3-42 muestran los PMGD con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo CGE para esta subestación. Esta instalación no cuenta con proyectos PMGD en operación.

Tabla 3-42: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Vallenar que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 454/nov-20	PMGD FV Astillas	GR Carza SpA	jul-21	dic-21	9,0	Astillas	Vallenar	TR1//TR2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (mar-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
N° 209/jun-21	PMGD FV Tamarama	Tamarama SpA	dic-21	ma-22	9,0	Torreblanca	Vallenar	TR1//TR2	S/C
N° 476/nov-21	Parque Solar Fotovoltaico Marañon	Bellatrix SpA	abr-22	jul-22	9,0	Vallenar	Vallenar	TR1//TR2	S/C

3.22.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 y TR2 110/13,8 kV – 2x10 MVA S/E Vallenar

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Vallenar.

3.22.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

A la fecha de emisión de este informe, se encuentran las siguientes obras de expansión en desarrollo para la zona: “Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)” contenido en el decreto N°185/2020 y la obra “Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar”, la cual también se encuentra contenida en el Decreto N°185/2020.

3.22.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.22.3.3 CONEXIÓN DE LOS PMGD INVOLUCRADOS EN HORIZONTE DE ESTUDIO.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.22.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 44/12,5 KV - S/E VALLENAR.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

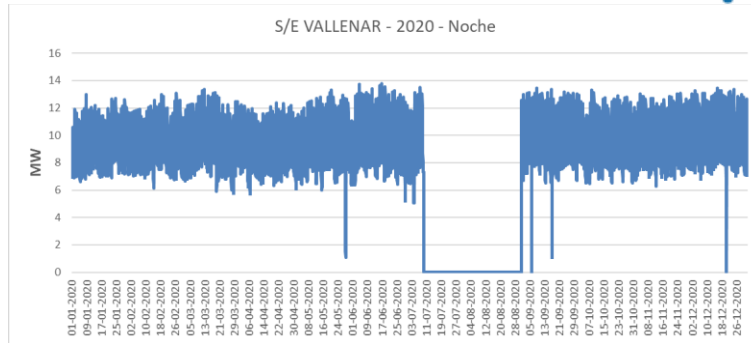


Figura 3-71. Potencia en transformadores TR1 y TR2 2x10 MVA S/E Vallenar – horas noche.

La demanda mínima considerada en el bloque horas noche en los transformadores TR1 y TR2 de esta subestación, corresponde a 6,0 MW. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1/TR2 de S/E Vallenar}} = 6,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 6,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR1 y TR2 de la S/E Vallenar.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

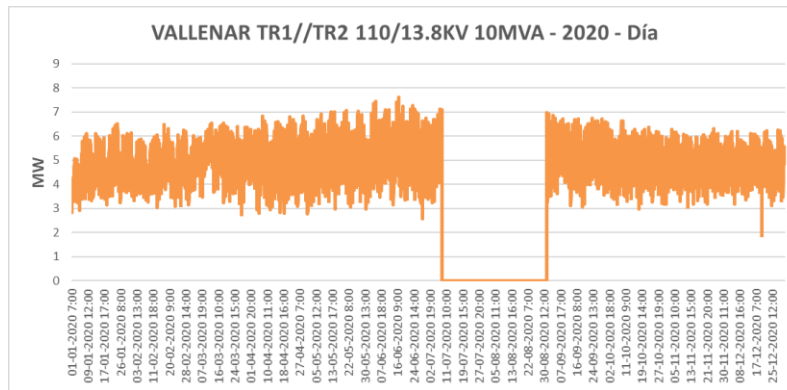


Figura 3-72. Potencia en transformador TR1 y TR2 2x10 MVA S/E Vallenar – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en los transformadores TR1 y TR2 de esta subestación, corresponde a 3,0 MW. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-42**. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{Día \text{ TR2 S/E Vallenar}} = 3,0 \text{ MW} - 27,0 \text{ MW} = -24,0 \text{ MWW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 y TR2 de la S/E Vallenar durante las horas de sol es mayor a su capacidad nominal de 2x10 MVA.

Por todo lo anterior, se identifica la existencia de congestión en el transformador TR1 y TR2 110/13,8 kV – 2x10 MVA de S/E Vallenar (operando en paralelo) debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 24,0 MW, valor que es mayor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar (ver **Figura 3-70**). De esta manera, se determina la existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 24,0 \text{ MW} > 20 \text{ MVA}$$

3.23 ANÁLISIS S/E ALCONES

3.23.1 S/E Alcones entorno.

La S/E Alcones se encuentra emplazada en la comuna de Marchigüe, la cual pertenece a la Región del Libertador General Bernardo O’Higgins. En la Ilustración 23, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 23. Vista aérea S/E Alcones.

Actualmente la S/E Alcones posee dos transformadores AT/MT nivel de tensión 66/23 kV, con capacidad de 10 MVA y 15 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E Marchigüe por medio de la línea 1x66 kV Marchigüe – Alcones, de 10 km de extensión. A su vez, S/E Marchigüe se conecta a las SS/EE Lihueimo y Portezuelo a través de las líneas 1x66 kV Lihueimo – Marchigüe y 1x66 kV Portezuelo – Marchigüe, respectivamente. La Figura 3-73 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

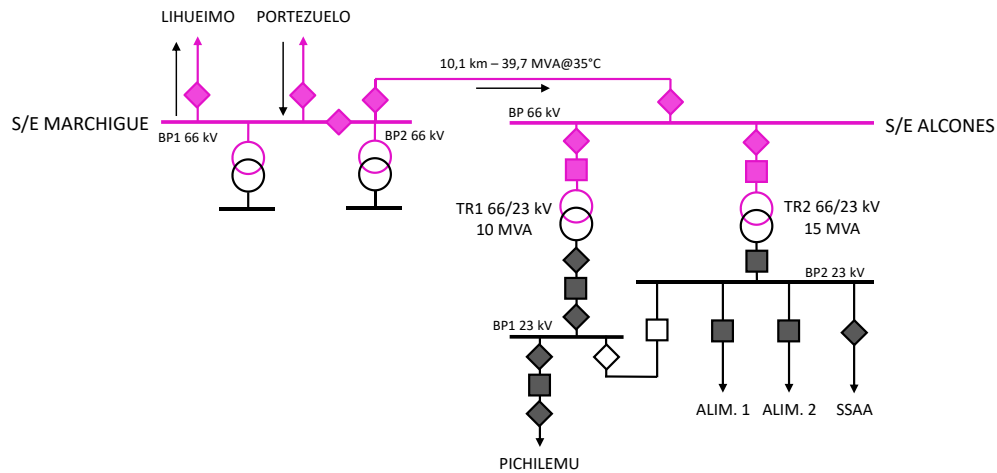


Figura 3-73. Diagrama Unilineal simplificado S/E Alcones y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.23.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados y que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía. Cabe señalar que actualmente en los alimentadores conectados a S/E Alcones no se encuentran proyectos PMGD en operación.

Tabla 3-43: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Alcones, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 373/sep-21	Planta Fotovoltaica Cóndor	GR Lleuque SpA	Feb-22	9	Pichilemu	S/E Alcones	TR1
N° 503/nov-21	Parque Fotovoltaico Rinconada Alcones	Fotovoltaica Raulí SpA	Abr-22	9	Pichilemu	S/E Alcones	TR1

3.23.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 10 MVA S/E Alcones.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Alcones.

3.23.3.1 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 Alcones.

3.23.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.23.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV - S/E ALCONES.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

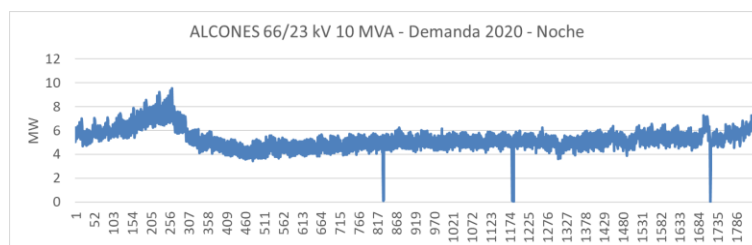


Figura 3-74. Potencia en transformador TR1 10 MVA S/E Alcones – horas noche.

De la figura 3-2, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 3,7 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Alcones, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Alcones} = 3,7\ MW - 0\ MW = 3,7\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 10 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Alcones.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ día}$ = es la demanda mínima del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

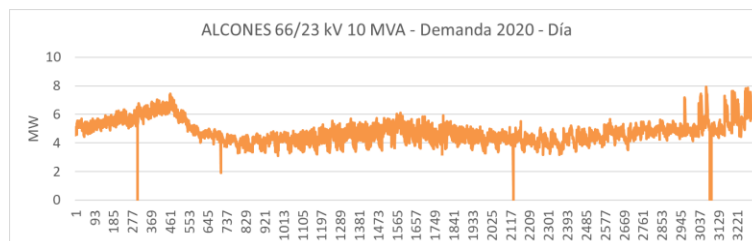


Figura 3-75. Potencia en transformador TR1 – 10 MVA S/E Alcones – horas día.

De la figura 3-3 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 3,8 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en las Tabla 3-43 (Planta Fotovoltaica Cóndor y Parque Fotovoltaico Rinconada Alcones), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Alcones en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Alcones}} = 3,8 \text{ MW} - 18\text{MW} = -14,2 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Alcones durante las horas sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformador TR1 66/15 kV – 10 MVA de esta subestación con una sobrecarga de 42%, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 14,2 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Marchigüe – Alcones, cuya capacidad es de 39,7 MVA a 35°C (ver **Figura 3-73**). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 14,2 \text{ MW} < 40 \text{ MVA}$$

3.24 ANÁLISIS S/E ALHUÉ

3.24.1 S/E Alhué entorno.

La S/E Alhué se encuentra emplazada en la comuna de Alhué, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 24, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 24. Vista aérea S/E Alhué.

Actualmente la S/E Alhué posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/23 kV, con capacidad de 20 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E Santa Rosa (CGE) por medio de la línea 1x66 kV Santa Rosa (CGE) – Alhué, de 39,7 km de extensión. A su vez, S/E Santa Rosa se conecta radialmente a S/E El Peumo a través de la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa (CGE). La Figura 3-76 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

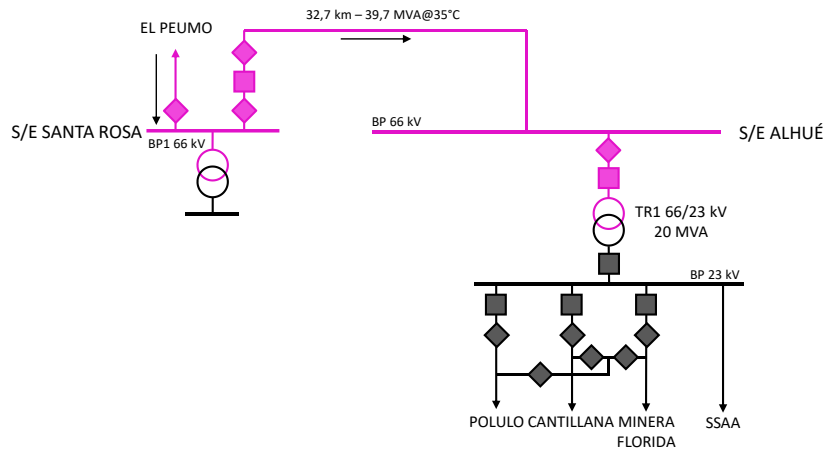


Figura 3-76. Diagrama Unilineal simplificado S/E Alhué y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.24.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-44: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Alhué.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
GR Alhué II (PMGD PVF La Estancia)	3	Cantillana	S/E Alhué	Inversores	Fotovoltaico	feb-20

Tabla 3-45: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Alhué, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 209/jun-21	PMGD FV Faramalla	Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	ene-22	3	Minera Florida	S/E Alhué	TR1
N° 22/ene-22	La Brújula	PS La Brújula SpA	ago-22	2,9	Polulo	S/E Alhué	TR1

3.24.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 20 MVA S/E Alhué.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Alhué.

3.24.3.1 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 Alhué.

3.24.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.24.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV - S/E ALHUÉ.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

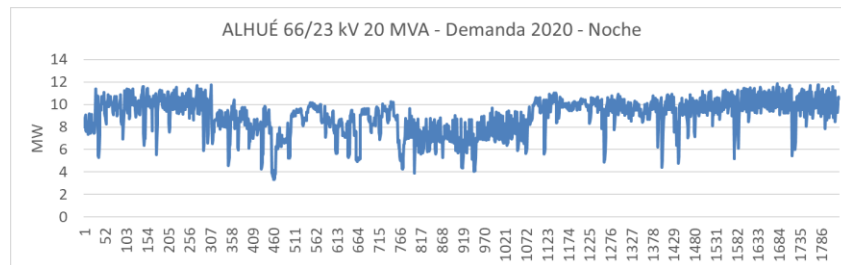


Figura 3-77. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Alhué – horas noche.

De la Figura 3-77, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 4,0 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Alhué, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Alhué} = 4,0\ MW - 0\ MW = 4,0\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 20 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Alhué.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

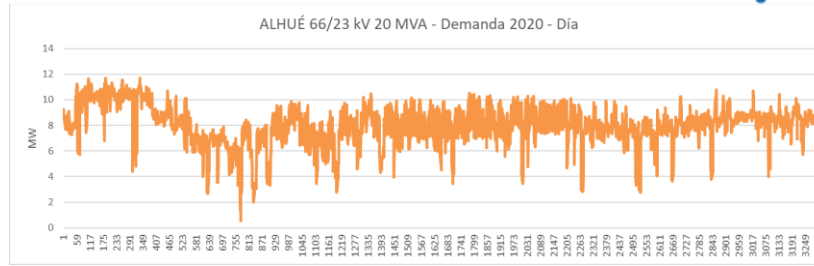


Figura 3-78. Potencia en transformador TR1 – 20 MVA S/E Alhué – horas día.

De la Figura 3-78 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 3,0 MW para el transformador TR1, la cual ya incluye la influencia de las inyecciones de GR Alhué II (PMGD PFV La Estancia con PES feb-20). Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en la **Tabla 3-45** (PMGD FV Faramalla y La Brújula), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Alhué en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Alhué}} = 3,0 \text{ MW} - 5,9 \text{ MW} = -2,9 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Alhué durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,2 kV – 20 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 2,9 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Santa Rosa (CGE) – Alhué, cuya capacidad es de 40 MVA a 35°C. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 2,9 \text{ MW} < 40 \text{ MVA}$$

3.25 ANÁLISIS S/E CAUQUENES

3.25.1 S/E Cauquenes entorno.

La S/E Cauquenes se encuentra emplazada en la comuna de Cauquenes, la cual pertenece a la Región del Maule. En la Ilustración 25, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 25. Vista aérea S/E Cauquenes.

Actualmente la S/E Cauquenes posee dos transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/23 kV y capacidad de 12 MVA y 20 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E Parral por medio de la línea 1x66 kV Parral (CGE) – Cauquenes, de 53 km de extensión, en la cual, a 20,1 kilómetros se encuentra conectada en derivación la S/E Paso Hondo. A su vez, S/E La Vega se conecta radialmente a S/E Cauquenes, mientras que S/E Parral recibe, además, las líneas 1x66 kV Parral – Tap San Gregorio y 1x66 kV Parral – Retiro, abasteciéndose el conjunto desde los transformadores 154/66 kV existentes en S/E Parral. La Figura 3-79 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

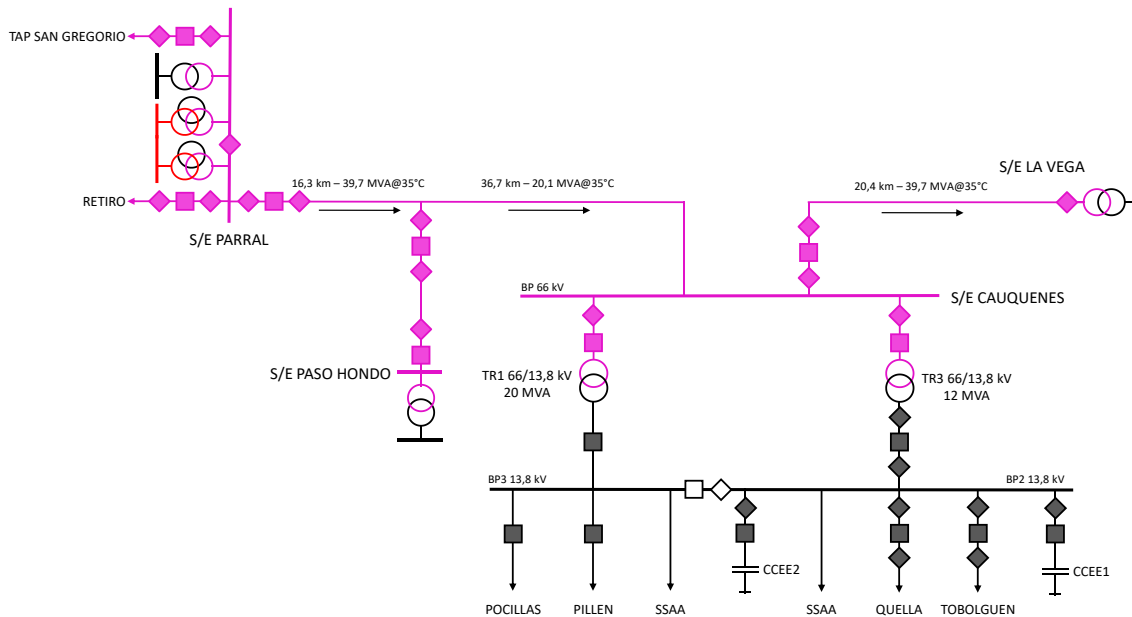


Figura 3-79. Diagrama Unilineal simplificado S/E Cauquenes y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.25.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados y que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía. Cabe señalar que actualmente en los alimentadores conectados a S/E Cauquenes no existen centrales PMGD en operación.

Tabla 3-46: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Cauquenes, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 517/nov-21	PMGD Ratulemus (El Rosal)	GPG Generación Distribuida SpA	may-22	3	Tabolguén	S/E Cauquenes	TR3
N° 516/nov-21	PMGD Cauquenes	GPG Generación Distribuida SpA	may-22	3	Quella	S/E Cauquenes	TR3

3.25.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR3 66/13,8 kV – 12 MVA S/E Cauquenes.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Cauquenes.

3.25.3.1 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 Cauquenes.

3.25.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.25.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR3 66/13,8 KV - S/E CAUQUENES.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

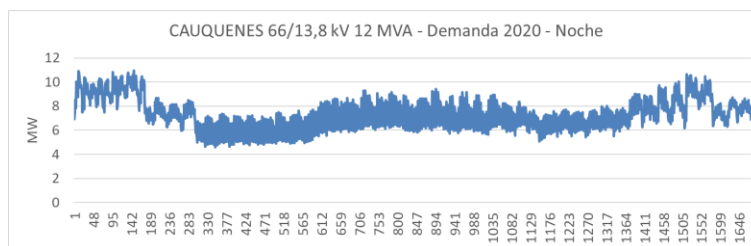


Figura 3-80. Potencia en transformador TR3 12 MVA S/E Cauquenes – horas noche.

De la Figura 3-80, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 4,5 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cauquenes, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1 S/E Cauquenes}} = 4,5 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 4,5 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 12 MVA de capacidad nominal del transformadores TR3 de la S/E Cauquenes.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

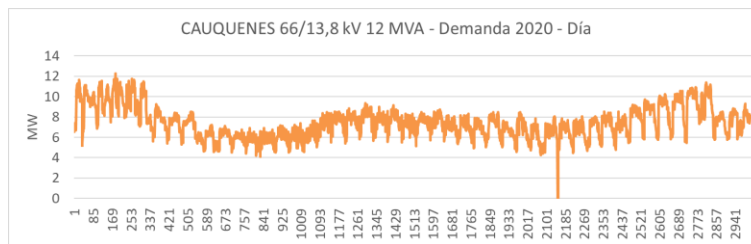


Figura 3-81. Potencia en transformador TR3 – 12 MVA S/E Cauquenes – horas día.

De la Figura 3-81 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 4,0 MW para el transformador TR3. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en la **Tabla 3-46** (PMGD Ratulemus y PMGD Cauquenes), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Cauquenes en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día \text{ TR1 S/E Cauquenes}} = 4,0 \text{ MW} - 6 \text{ MW} = -2,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR3 de la S/E Cauquenes durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR3 66/13,8 kV – 12 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 2,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x66 kV Parral -Cauquenes, cuya capacidad es de 20 MVA a 35°C. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 2,0 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

3.26 ANÁLISIS S/E COMBARBALÁ

3.26.1 S/E Combarbalá entorno.

La S/E Combarbalá se encuentra emplazada en la comuna de Combarbalá, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 26, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 26. Vista aérea S/E Combarbalá.

Actualmente la S/E Combarbalá posee tres transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV y capacidad de 5 MVA, 2,5 MVA y 2,6 MVA, operando los dos últimos en paralelo. Si bien, la instalación se encuentra conectada en una zona enmallada, el sistema opera abierto entre las SS/EE Punitaqui y El Sauce, por lo que para efectos prácticos se considera un sistema radial conectado a S/E Illapel, con la S/E El Espino conectada en derivación. La Figura 3-82 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

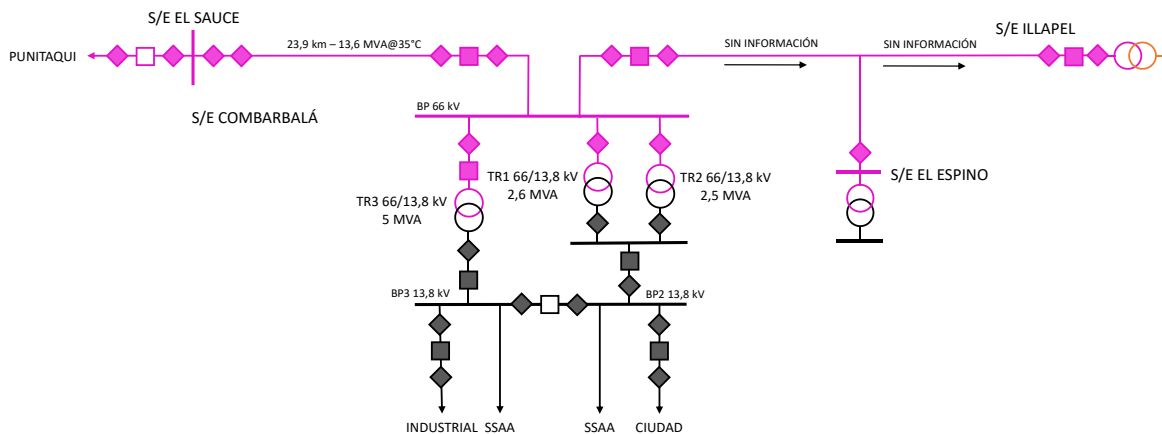


Figura 3-82. Diagrama Unilínea simplificado S/E Combarbalá y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.26.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible

en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-47: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Combarbalá.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
Bellavista - Lomas Coloradas (PMGD PFV Lomas Coloradas)	2	Ciudad	S/E Combarbalá	Inversores	Fotovoltaico	jun-14
Casas Blancas (PMGD PFV Pama)	2	Ciudad	S/E Combarbalá	Inversores	Fotovoltaico	jun-14
PSF El Salitral (PMGD PFV El Salitral)	3	Industrial	S/E Combarbalá	Inversores	Fotovoltaico	sept-20

Tabla 3-48: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Combarbalá, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 137/abr-21	PMGD FV Jacarandá	Jacaranda SpA	nov-21	3	Industrial	S/E Combarbalá	TR3

3.26.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 2,6 MVA, TR2 55/13,8 kV 2,5 MVA y TR3 55/13,8 kV 5 MVA - S/E Combarbalá.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Combarbalá.

3.26.3.1 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 Combarbalá.

3.26.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.26.3.4 VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV – 2,6 MVA operando en paralelo con TR2 66/13,8 KV – 2,5 MVA y TR3 66/13,8 KV – 5 MVA S/E Combarbalá.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

$$P(TxZ)_{noche} = \sum D_{min_{noche}} - (\sum PMGD_{NS} + \sum PMGD_{S CA})$$

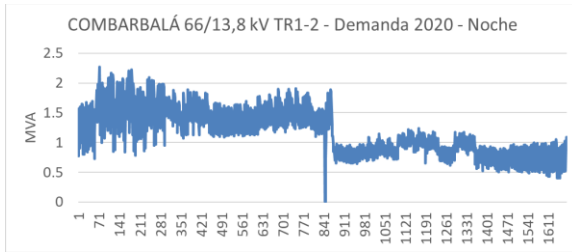


Figura 3-83. Potencia en transformadores TR1 y TR2 2,5 MVA y 2,6 MVA S/E Combarbalá – horas noche. Transformadores operan en paralelo

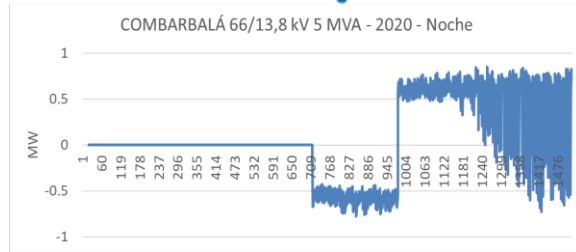


Figura 3-84. Potencia en transformador TR3 5 MVA S/E Combarbalá – horas noche.

De las Figura 3-83 y Figura 3-84, se obtiene que la demanda mínima nocturna para las unidades TR1 y TR2 corresponde al valor de 0,5 MW, y para la unidad TR3 el valor mínimo nocturno es de -0,5 MW. Al no existir medios PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, se determina que la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Los Ángeles, en horario nocturno es:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1+TR2} = 0,5\ MW = 0,5\ MW$$

$$P(TxZ)_{noche\ TR3} = -0,5\ MW = -0,5\ MW$$

Por consiguiente, la potencia que circula por la subestación en horas sin sol es menor que la capacidad nominal de las unidades TR1 y TR2 de esta instalación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

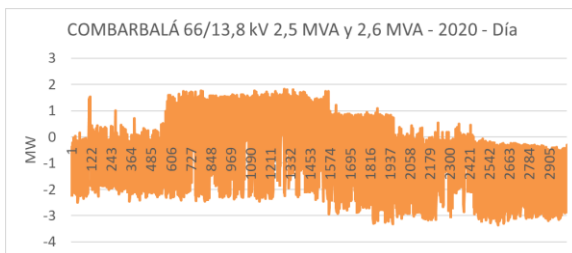


Figura 3-85. Potencia en transformadores TR1 y TR2 2,5 MVA y 2,6 MVA S/E Combarbalá – horas día.

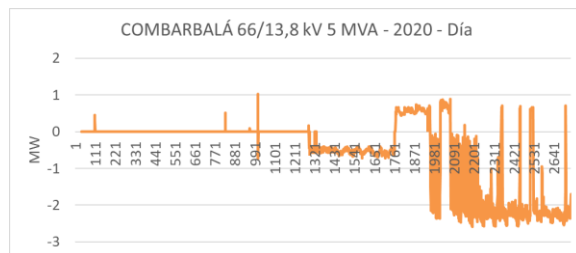


Figura 3-86. Potencia en transformador TR3 5 MVA S/E Combarbalá – horas día.

De las Figura 3-85 y Figura 3-86 podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -2,7 MW para los transformadores TR1 y TR2, y de -2,3 MW para la unidad TR3. . Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-48** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-47**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por los transformadores de la S/E Combarbalá corresponden a

$$P(TxZ)_{Día\ TR1+TR2\ i} = -3,3\ MW - 0\ MW = -3,3\ MW$$

$$P(TxZ)_{Día\ TR3\ i} = -2,5\ MW - 3\ MW = -5,5\ MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Combarbalá durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de los respectivos transformadores. Mientras que, la potencia que circula por el transformador TR3 de la S/E Combarbalá durante las horas de sol es mayor que su capacidad nominal, determinándose la congestión de este elemento.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 8,8 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (20 MVA) de la línea 1x66 kV Combarbalá- Illapel, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 8,8 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

3.27 ANÁLISIS S/E DUQUECO

3.27.1 S/E Duqueco entorno.

La S/E Duqueco se encuentra emplazada en la comuna de Los Ángeles, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 27, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 27. Vista aérea S/E Duqueco.

Actualmente S/E Duqueco posee patios de 220 kV, 66 kV y 23 kV. En lo que respecta al sistema de transmisión zonal, posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/23 kV, con capacidad de 30 MVA. Dado que la instalación se conecta a 220 kV, es abastecida directamente por medio del sistema en dicha tensión, pudiendo evacuar energía de la misma forma. La Figura 3-87 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

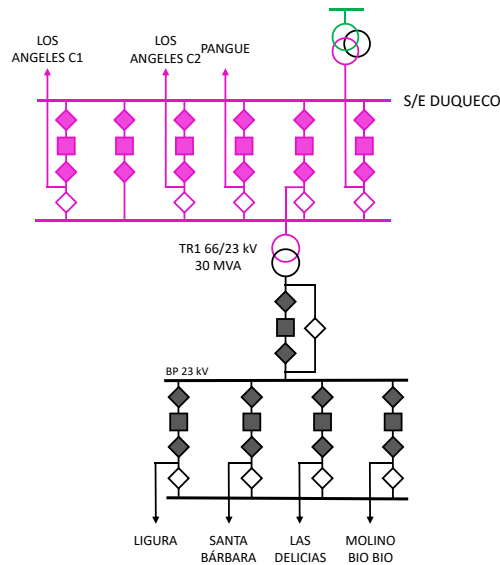


Figura 3-87. Diagrama Unilínea simplificado S/E Duqueco y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.27.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-49: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Duqueco.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
PMGD Agrícola Ancali (PMGD Ter Ancali U1)	2	Licura	S/E Duqueco	Térmica	Desechos	may-13
PMGD PFV SDSI	2,6	Las Delicias	S/E Duqueco	Inversores	Fotovoltaico	mar-21

Tabla 3-50: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Duqueco, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 498/dic-20	PMGD FV Puelche	Puelche Flux Sphera SpA	feb-22	2,6	Licura	S/E Duqueco	TR1
N° 21/ene-22	PMGD Duqueco Solar	Cocharcas Solar SpA	abr-22	9	Licura	S/E Duqueco	TR1

3.27.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 30 MVA S/E Duqueco.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Duqueco.

3.27.3.1 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 Duqueco.

3.27.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.27.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV - S/E DUQUECO.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

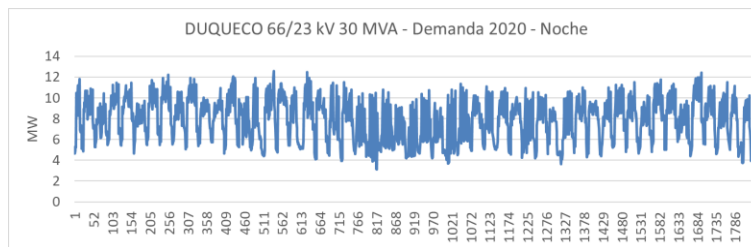


Figura 3-88. Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Duqueco – horas noche.

De la Figura 3-88, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 5,0 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Duqueco, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Duqueco} = 3,8\ MW - 2\ MW = 1,8\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 30 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Duqueco.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{\text{mindía}}$ = es la demanda mínima del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

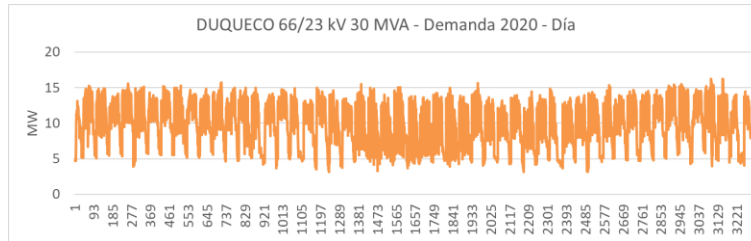


Figura 3-89. Potencia en transformador TR1 – 30 MVA S/E Duqueco – horas día.

De la Figura 3-89 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 4,5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-50** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-49**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Duqueco en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Duqueco}} = 4,8 \text{ MW} - 16,2 \text{ MW} = -12,4 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Duqueco durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/23 kV – 30 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

La instalación adyacente al transformadores AT/MT de esta subestación corresponde al transformador TR3 220/66/14 kV – 75 MVA, el cual no ve saturada su capacidad nominal debido a la inyección de proyectos PMGD (12,4 MW) proveniente del transformador AT/MT de esta instalación

3.28 ANÁLISIS S/E EL AVELLANO

3.28.1 S/E El Avellano entorno.

La S/E El Avellano se encuentra emplazada en la comuna de Los Ángeles, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 28, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 28. Vista aérea S/E El Avellano.

Actualmente la S/E El Avellano posee dos transformador AT/MT nivel de tensión 66/23 kV, con capacidad de 10 MVA y 11 MVA, no obstante, no operan simultáneamente. La instalación se conecta radialmente a S/E Los Ángeles por medio de la línea 1x66 kV Los Ángeles – El Avellano, de 7,3 km de extensión, en la cual se encuentra conectada en derivación la S/E Manso de Velasco 4,2 km de S/E El Avellano. La Figura 3-90 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

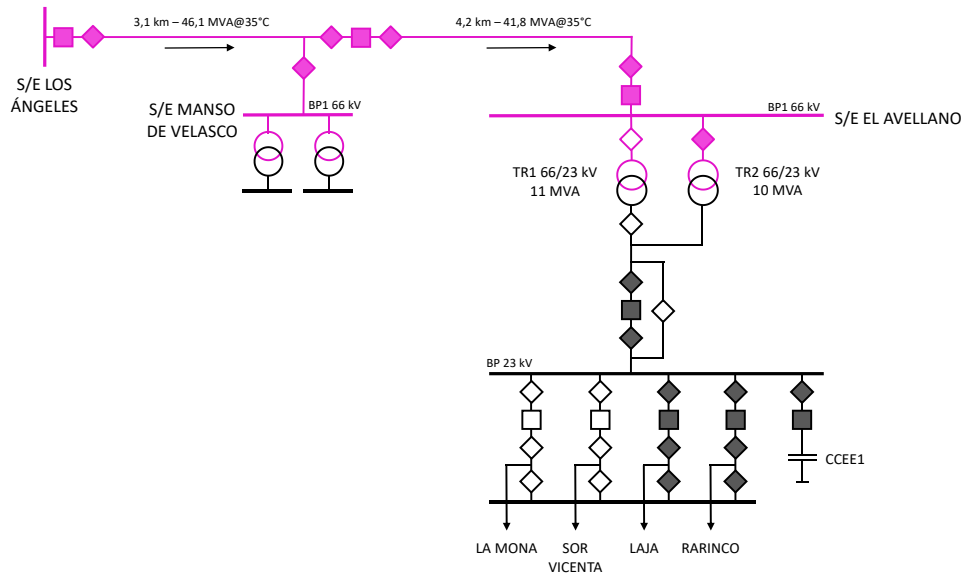


Figura 3-90. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Avellano y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.28.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-51: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E El Avellano.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
PMGD Planta de Biogás HBS Energía (PMG Ter HBS U1)	1	Laja	El Avellano	Térmica	Desechos	jul-11
HBS GNLn 3,5 MW	3,5	Laja	El Avellano	Máquinas Asincrónicas	Gas Natural	nov-16
PMGD HP Caliboro U1	1,4	S/I	El Avellano	Hidro-Pasada	Hidroelectricidad	jul-17
PMGD HP Melo U1	2,97	S/I	El Avellano	Hidro-Pasada	Hidroelectricidad	nov-17
PMGD HP Santa Isabel U1	1,45	S/I	El Avellano	Hidro-Pasada	Hidroelectricidad	jul-17

Tabla 3-52: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E El Avellano, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 379/sep-21	PMGD Avel Solar	Santa Laura Energy SpA	may-22	9	La Mona	S/E El Avellano	TR1/TR2
N° 31/ene-22	Central Hidroeléctrica Moraga	José Luis Moraga SpA	mar-23	1,6	Rarinco	S/E El Avellano	TR1/TR2
N° 583/dic-21	Central Hidroeléctrica San José	José Luis Moraga SpA	jul-23	1,6	Rarinco	S/E El Avellano	TR1/TR2
N° 32/ene-22	Central Hidroeléctrica San Luis	José Luis Moraga SpA	jul-23	1,9	Rarinco	S/E El Avellano	TR1/TR2

3.28.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1/TR2 66/23 kV – 10/11 MVA S/E El Avellano.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación El Avellano.

3.28.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E El Avellano cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “Ampliación S/E El Avellano”, el cual, a nivel de transmisión zonal, consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV 10 MVA, por un equipo de 30 MVA, construyendo además un nuevo paño de línea en 66 kV para el actual equipo de 12,5 MVA. Adicionalmente, se extenderá la barra de 66 kV con espacio para la conexión de la línea 2x66 kV El Avellano – Los Varones, lo anterior se encuentra establecido en la Decreto Exento N°418/2017. De acuerdo con la Plataforma Web de Seguimiento de Obras en Ejecución Decretadas y Autorizadas en el marco del Art. 102° de la LGSE (<https://seguimientoejecucionobras.coordinador.cl/>) este proyecto se encuentra con un 44% en su estado de avance, estimando su fecha de término en septiembre de 2022.

3.28.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.28.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1/TR2 66/23 KV – 10/11 MVA S/E EL AVELLANO.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

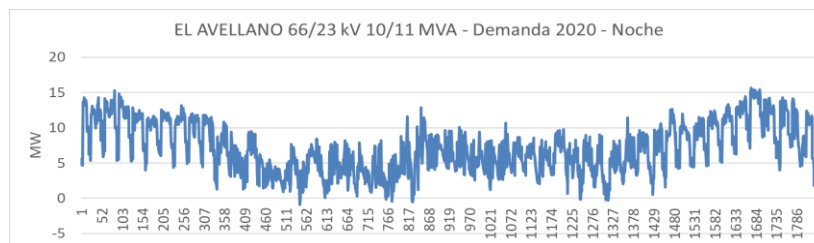


Figura 3-91. Potencia en transformador TR1/TR2 66/23 kV – 10/11 MVA S/E El Avellano – horas noche.

De la Figura 3-91, se obtiene que la demanda mínima de esta subestación corresponde a 2,6 MW, la cual considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-51. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en la Tabla 3-53 (Central Hidroeléctrica Moraga, Central Hidroeléctrica San José y Central Hidroeléctrica San Luis), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E El Avellano en horas noche corresponden a:

$$P(TxZ)_{noche\ TR} = 2,6\ MW - 5,1\ MW = -2,5\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 11 MVA de capacidad nominal del transformadores de la S/E El Avellano.

Sin perjuicio de la consideración anterior, aun considerando la únicamente la inyección de todos los PMGD operativos existentes no se supera la capacidad máxima de transformación de la subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ día}$ = es la demanda mínima del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

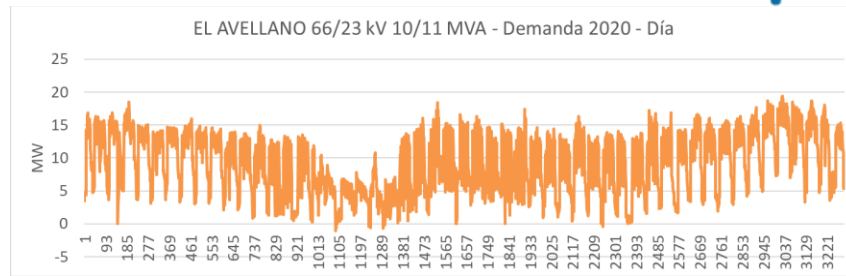


Figura 3-92. Potencia en transformador TR1/TR2 66/23 kV – 10/11 MVA S/E El Avellano – horas día.

De la Figura 3-92 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 0 MW, dicho valor considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-51. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en la Tabla 3-52 (PMGD Avel Solar, Central Hidroeléctrica Moraga y Central Hidroeléctrica San José y Central Hidroeléctrica San Luis), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Duqueco en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E El Avellano}} = 2,0 \text{ MW} - 14,1 \text{ MW} = -12,1 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador de la S/E El Avellano durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 11 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformador 66/23 kV – 11 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 12,1 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de 1x66 kV Los Ángeles – El Avellano (tramo de menor capacidad equivalente a 41,8 MVA) (ver Figura 3-90). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 12,1 \text{ MW} < 41 \text{ MVA}$$

3.29 ANÁLISIS S/E PUNITAQUI

3.29.1 S/E Punitaqui entorno.

La S/E Punitaqui se encuentra emplazada en la comuna de Punitaqui, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 29, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 29. Vista aérea S/E Punitaqui.

Actualmente la S/E Punitaqui posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,2 kV con una capacidad de 20 MVA. Si bien, la instalación se encuentra conectada en una zona enmallada, el sistema opera abierto entre las SS/EE Punitaqui y El Sauce, por lo que para efectos prácticos se considera un sistema radial conectado a S/E Ovalle. La Figura 3-93 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

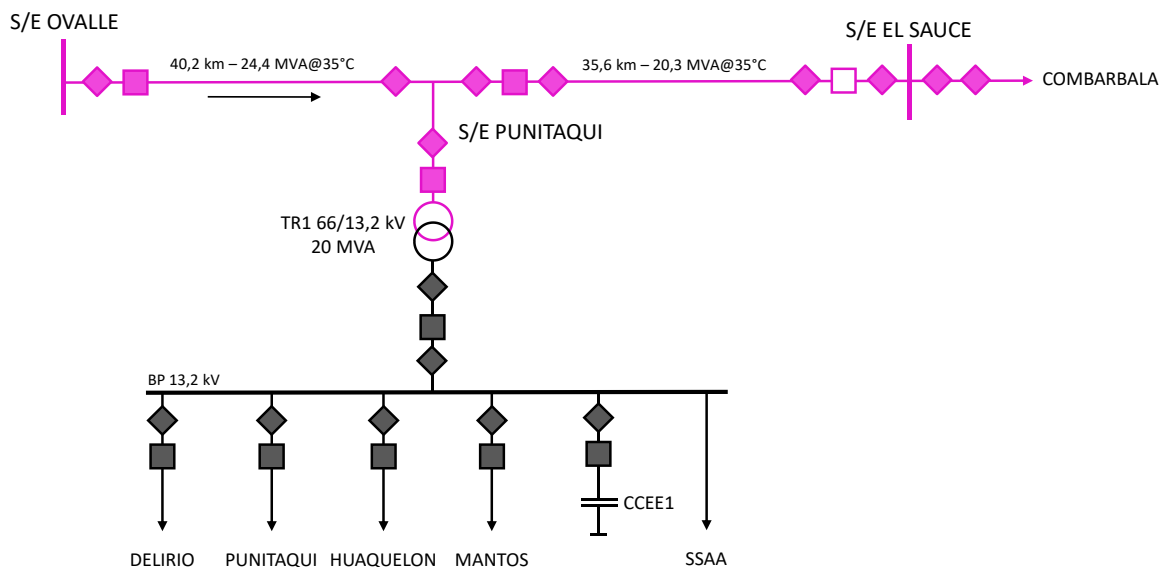


Figura 3-93. Diagrama Unilineal simplificado S/E Punitaqui y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.29.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-53: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Punitaqui.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
Elektragen Punitaqui (PMGD Ter Punitaqui U1-6)	9	Delirio	S/E Punitaqui	Térmica	Diésel/Fuel Oil	jul-07
Planta Solar Divisadero (PMGD PFV El Divisadero)	3	Huaquelón	S/E Punitaqui	Inversores	Fotovoltaico	nov-16
Expansión Parque Solar Divisadero	0.4	Huaquelón	S/E Punitaqui	Inversores	Fotovoltaico	jul-16

Tabla 3-54: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Punitaqui, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 209/jun-21	PMGD FV Huaquelón	Nueva Gales SpA	mar-22	9	Hualquelón	S/E Punitaqui	TR1
N° 209/jun-21	PMGD FV Don Enrique	Don Enrique SpA	mar-22	9	Hinojo	S/E Punitaqui	TR1

3.29.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,2 kV – 20 MVA S/E Punitaqui.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Punitaqui.

3.29.3.1 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 Punitaqui.

3.29.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.29.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,2 KV - S/E PUNITAQUI.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{minnoche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis

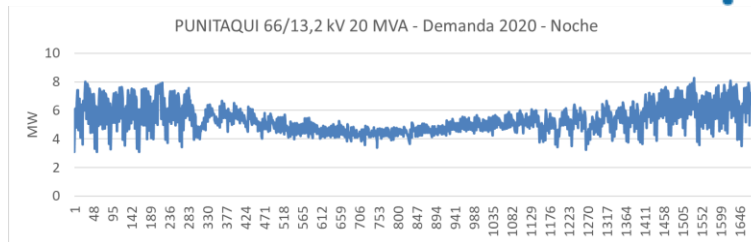


Figura 3-94. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Punitaqui – horas noche.

De la Figura 3-94, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 4,3 MW, la cual considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-53. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Punitaqui, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1 S/E Punitaqui}} = 3,7 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 3,7 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 20 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Punitaqui.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{míndía}$ = es la demanda mínima del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

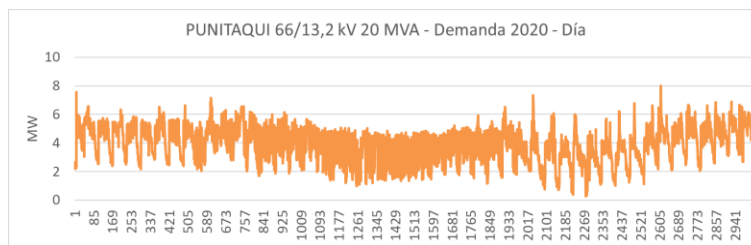


Figura 3-95. Potencia en transformador TR1 – 20 MVA S/E Punitaqui – horas día.

De la Figura 3-95 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 1,0 MW para el transformador TR1, la cual considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-53. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en las Tabla 3-54 (PMGD FV Huaquelón y PMGD FV Don Enrique), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Punitaqui en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día \text{ TR1 S/E Punitaqui}} = 1,0 \text{ MW} - 18,0 \text{ MW} = -17,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Punitaqui durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por

ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,2 kV – 20 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 17,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (24,4 MVA) de la línea 1x66 kV Ovalle – Punitaqui(ver Figura 3-93), por lo tanto se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 17 \text{ MW} < 24 \text{ MVA}$$

3.30 ANÁLISIS S/E QUEROO

3.30.1 S/E Quereo entorno.

La S/E Quereo se encuentra emplazada en la comuna de Los Vilos, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. En la Ilustración 30, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 30. Vista aérea S/E Quereo.

Actualmente la S/E Quereo posee un transformador AT/MT nivel de tensión 110/23 kV, con capacidad de 13 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E Choapa por medio de la línea 1x110 kV Choapa – Quereo, de 0,2 km de extensión. La Figura 3-96 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

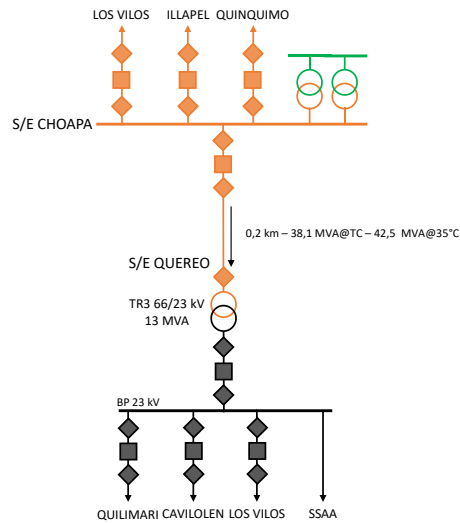


Figura 3-96. Diagrama Unilineal simplificado S/E Quereo y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.30.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-55: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Quereo.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
PV Norte Chico I (PMGD PFV Norte Chico)	2	Quilimarí	S/E Quereo	Inversores	Fotovoltaico	jun-19
Conchalí (PMGD Ter Conchalí)	3	Los Vilos	S/E Quereo	Térmico	Diésel/Fuel Oil	feb-18
PMGD Ramadilla (PMGD Ter Ramadilla)	3	Los Vilos	S/E Quereo	Máquinas Sincrónicas	Diésel/Fuel Oil	sept-18
El Faro (PMDG Ter El Faro)	3	Los Vilos	S/E Quereo	Máquinas Sincrónicas	Diésel/Fuel Oil	sept-20

Tabla 3-56: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Quereo, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 38/ene-20	Planta FV Caracas I	Generadora Sol Soliv SpA	abr-22	9	Quilimarí	S/E Quereo	TR1

3.30.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV – 13 MVA S/E Quereo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Quereo.

3.30.3.1 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 Quereo.

3.30.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.30.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV - S/E QUEREO.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

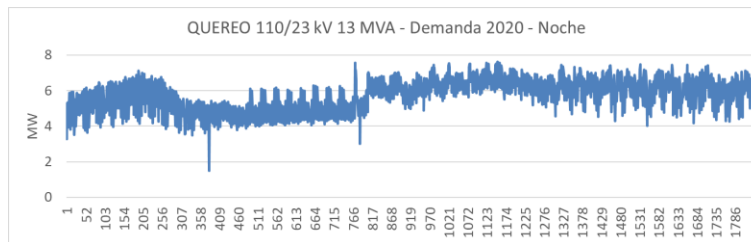


Figura 3-97. Potencia en transformador TR1 13 MVA S/E Quereo – horas noche.

De la Figura 3-97, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 4,5 MW, la cual considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-56. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Quereo, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR1\ S/E\ Quereo} = 4,5\ MW - 0\ MW = 4,5\ MW$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 13 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Quereo.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

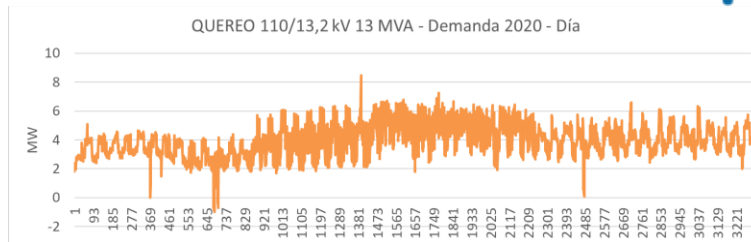


Figura 3-98. Potencia en transformador TR1 – 13 MVA S/E Quereo – horas día.

De la Figura 3-98 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 2,0 MW para el transformador TR1, la cual considera la participación de todas las centrales enlistadas en la Tabla 3-51. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la Tabla 3-56 y aquellos PMGD contenidos en la Tabla 3-55, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Quereo en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Quereo}} = 2,0 \text{ MW} - 12 \text{ MW} = -10,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Quereo durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 13 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 110/23 kV – 13 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 13,0 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (38,1 MVA) de la línea 1x110 kV Choapa – Quereo, cuya capacidad está limitada por el TC de esta línea, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 13 \text{ MW} < 38 \text{ MVA}$$

3.31 ANÁLISIS S/E SANTA ROSA

3.31.1 S/E Santa Rosa entorno.

La S/E Santa Rosa se encuentra emplazada en la comuna de Melipilla, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. En la Ilustración 31, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 31. Vista aérea S/E Santa Rosa.

Actualmente la S/E Santa Rosa posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/23 kV, con capacidad de 20 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E El Peumo por medio de la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa, de 12,3 km de extensión, a la vez que tiene conectada de forma radial la S/E Alhué. La Figura 3-99 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

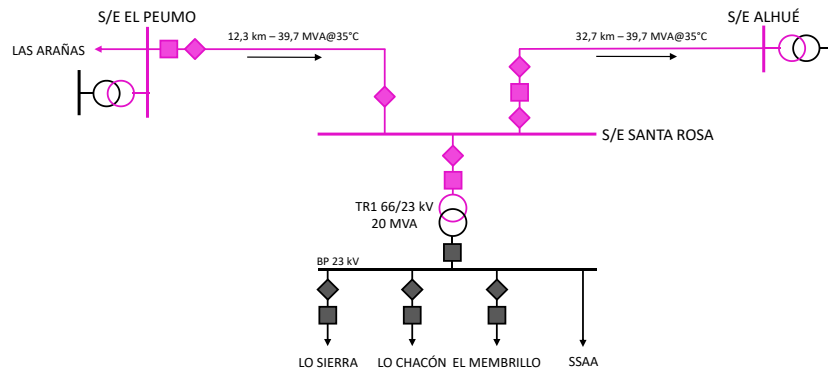


Figura 3-99. Diagrama Unilineal simplificado S/E Santa Rosa y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.31.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-57: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Santa Rosa.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
GR Santa Rosa (PMGD PFV GR Santa Rosa)	9	El Membrillo	S/E Santa Rosa	Inversores	Fotovoltaico	feb-19
PSF Lo Sierra (PMGD PFV Lo Sierra)	3	Lo Sierra	S/E Santa Rosa	Inversores	Fotovoltaico	mar-19
PSF Don Andrónico (PMGD PFV Don Andrónico)	2.97	Lo Sierra	S/E Santa Rosa	Inversores	Fotovoltaico	feb-21
Parque Alhué	6	El Membrillo	S/E Santa Rosa	Inversores	Fotovoltaico	jul-21

Tabla 3-58: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Santa Rosa, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 55/ene-22	Cóndor Lo Chacón II	Parque Fotovoltaico Cóndor Lo Chacón SpA	ene-23	3	Lo Chacón	S/E Santa Rosa	TR1

3.31.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 20 MVA S/E Santa Rosa.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Santa Rosa.

3.31.3.1 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 Santa Rosa.

3.31.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.31.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV - S/E SANTA ROSA.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

$$P(TxZ)_{noche} = \Sigma D_{min\,noche} - (\Sigma PMGD_{NS} + \Sigma PMGD_{S\,CA})$$

Con:

$\Sigma D_{min\,noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche del transformador en análisis.

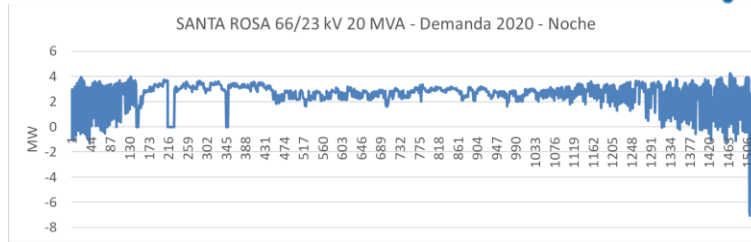


Figura 3-100. Potencia en transformador TR1 20 MVA S/E Santa Rosa – horas noche.

De la Figura 3-100, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 2,0 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Santa Rosa, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche} \text{ TR1 S/E Santa Rosa} = 2,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 2,0 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 20 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Santa Rosa.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{mín día}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche del transformador en análisis.

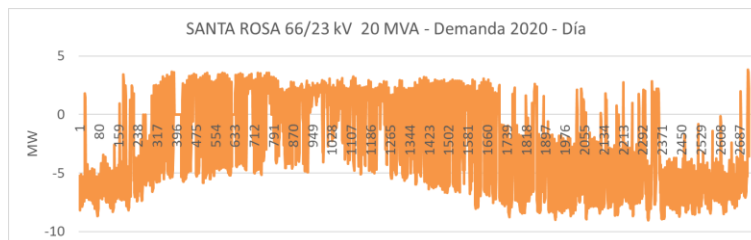


Figura 3-101. Potencia en transformador TR1 – 20 MVA S/E Santa Rosa – horas día.

De la Figura 3-101 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a -8,0 MW para el transformador TR1, la cual considera la participación de las centrales PMGD PFV GR Santa Rosa y PMGD PFV Lo Sierra. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-58** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-57**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Santa Rosa en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día} \text{ TR1 S/E Santa Rosa} = -8,5 \text{ MW} - 12,0 \text{ MW} = -20,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Santa Rosa durante las horas de sol es mayor a la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por ende,

se determina la existencia de congestión en el transformador TR1 66/23 kV – 20 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 20,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (39,7 MVA) de la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20,5 \text{ MW} < 39,7 \text{ MVA}$$

3.32 ANÁLISIS S/E URIBE

3.32.1 S/E Uribe entorno.

La S/E Uribe se encuentra emplazada en la comuna de Antofagasta, la cual pertenece a la Región de Antofagasta. En la Ilustración 32, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 32. Vista aérea S/E Uribe.

Actualmente la S/E Uribe posee un transformador AT/MT nivel de tensión 110/23 kV, con capacidad de 21 MVA. Si bien, la instalación se encuentra conectada en una zona enmallada, el sistema opera abierto en Tap Uribe, por lo que para efectos prácticos se considera un sistema radial conectado a S/E Esmeralda, el cual, particularmente, comparte el uso de la línea 1x110 kV Esmeralda – Uribe con la Central PFV Uribe Solar. Es importante indicar que el tramo de línea 1x110 kV Esmeralda – Tap Uribe, se encuentra calificado como instalación de transmisión dedicada, según la Res. Ex. N°244/2019 de la CNE. La Figura 3-102 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

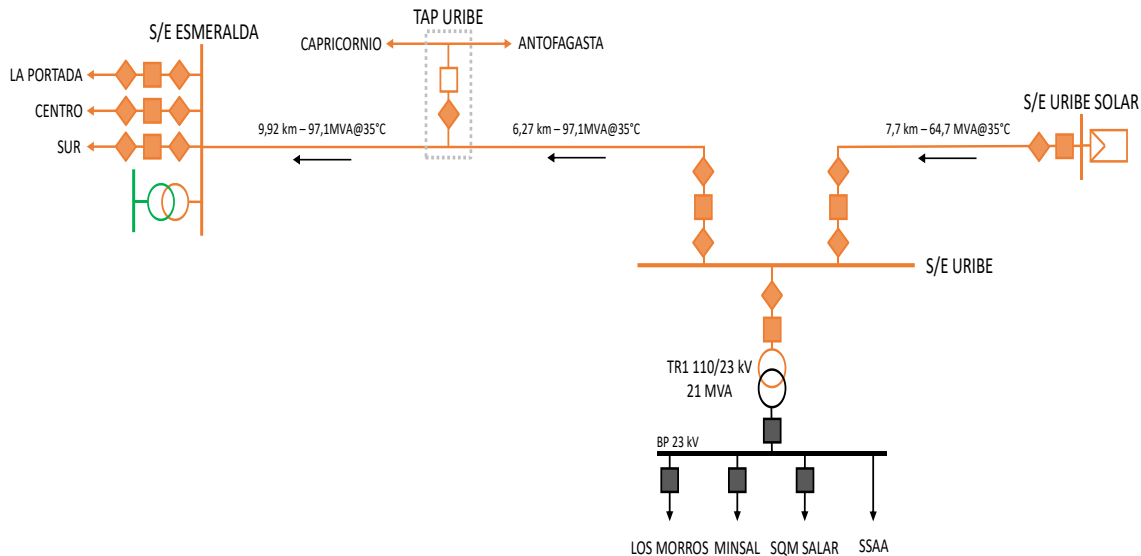


Figura 3-102. Diagrama Unilineal simplificado S/E Uribe y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.32.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados y que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía. Cabe señalar que actualmente en los alimentadores conectados a S/E Uribe no existen centrales PMGD en operación.

Tabla 3-59: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Uribe, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 569/dic-21	Cóndor Lo Chacón II	Planta Fotovoltaica Lockma	abr-22	9	Minsal	S/E Uribe	TR1

3.32.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV – 21 MVA S/E Uribe.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Uribe.

3.32.3.1 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 Uribe.

3.32.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.32.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV - S/E URIBE.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

$\Sigma D_{min_{noche}}$ = es la demanda mínima bloque noche asociada al transformador en análisis.

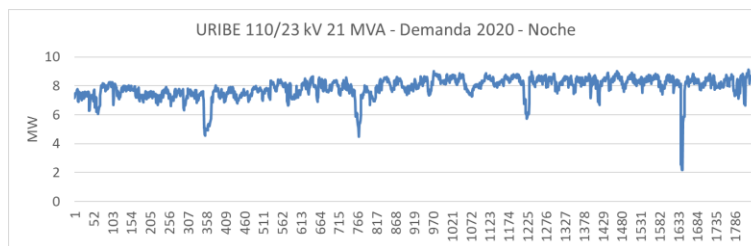


Figura 3-103. Potencia en transformador TR1 21 MVA S/E Uribe – horas noche.

De la Figura 3-103, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 7,1 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Uribe, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1 S/E Uribe}} = 7,1 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 7,1 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 21 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Uribe.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

$\Sigma D_{min_{día}}$ = es la demanda mínima del bloque día asociada al transformador en análisis.

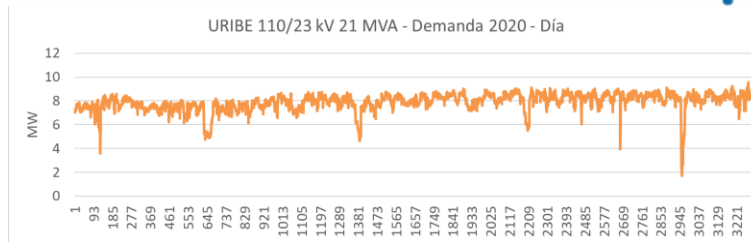


Figura 3-104. Potencia en transformador TR1 – 21 MVA S/E Uribe – horas día.

De la Figura 3-104 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a 5 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio son los mostrados en la **Tabla 3-59** (Cóndor Lo Chacón II), lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Uribe en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E Uribe}} = 5 \text{ MW} - 9 \text{ MW} = -4,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Uribe durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 21 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 110/23 kV – 21 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

Adicionalmente se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador de la S/E Uribe y la Central PFV Uribe Solar no generan saturación de la línea 1x110 kV Tap Uribe – Uribe, cuya capacidad es de 97,1 MVA a 35°C (ver Figura 3-102).

3.33 ANÁLISIS S/E VICUÑA

3.33.1 S/E Vicuña entorno.

La S/E Vicuña se encuentra emplazada en la comuna de Vicuña, la cual pertenece a la Región Coquimbo. En la Ilustración 33, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 33. Vista aérea S/E Vicuña.

Actualmente la S/E Vicuña posee un transformador AT/MT nivel de tensión 110/23 kV, con capacidad de 24 MVA. La instalación se conecta radialmente a S/E Pan de Azúcar por medio de la

línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña, de 71,5 km de extensión, a la vez que tiene conectada de forma radial la S/E Baños del Toro. La Figura 3-73 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

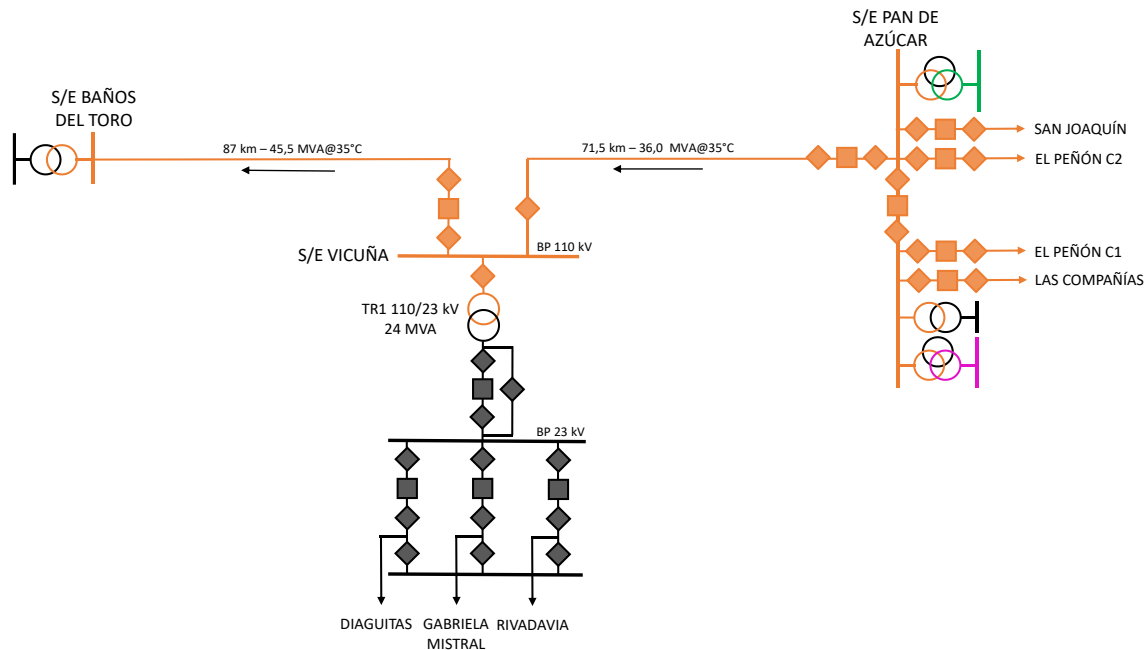


Figura 3-105. Diagrama Unilineal simplificado S/E Vicuña y su conexión al sistema de transmisión zonal.

3.33.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestra los proyectos PMGD con ICC aprobados que actualmente se encuentran declarados en construcción, de acuerdo con la información dispuesta en la Res. Ex. N°64 de 2022 de la Comisión Nacional de Energía y aquellos en operación de acuerdo con la información disponible en Infotécnica y aquella proporcionada por la empresa CGE al coordinador mediante la carta DE05930-21, de noviembre de 2021.

Tabla 3-60: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Vicuña.

Nombre	Potencia [MVA]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Recurso	Fecha PES
Planta Fotovoltaica Tambo Real (PMGD PFV Tambo Real)	1	Gabriela Mistral	S/E Vicuña	Inversores	Fotovoltaico	ene-13
Vicuña Solar II (SOL) (PMGD PFV Sol del Norte)	3	Rivadavia	S/E Vicuña	Inversores	Fotovoltaico	oct-15
Vicuña Solar III (LUNA) (PMGD PFV Luna del Norte)	3	Rivadavia	S/E Vicuña	Inversores	Fotovoltaico	sept-15
Ampliación Planta Fotovoltaica Tambo Real II	2	Gabriela Mistral	S/E Vicuña	Inversores	Fotovoltaico	may-14
PMGD PFV Santa Francisca	6	Rivadavia	S/E Vicuña	Inversores	Fotovoltaico	dic-21

Tabla 3-61: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Vicuña, que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” hasta enero de 2022.

Res. Ex. Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES	Potencia Neta [MW]	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Transf. asociado
N° 209/jun-21	PMGD FV Gabriela	Bronte SpA	mar-22	9	Gabriela Mistral	S/E Vicuña	TR1

3.33.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV – 24 MVA S/E Vicuña.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Vicuña.

3.33.3.1 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 Vicuña.

3.33.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

3.33.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV - S/E VICUÑA.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

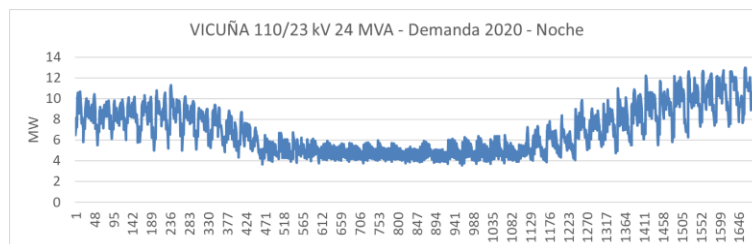


Figura 3-106. Potencia en transformador TR1 24 MVA S/E Vicuña – horas noche.

De la Figura 3-106, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 3,8 MW. Por lo anterior, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Vicuña, en horario nocturno es de:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR1 S/E Vicuña}} = 3,8 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 3,8 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 24 MVA de capacidad nominal del transformadores TR1 de la S/E Vicuña.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

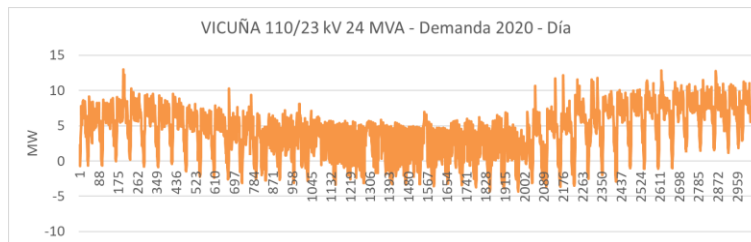


Figura 3-107. Potencia en transformador TR1 – 24 MVA S/E Vicuña – bloque horas día.

De la Figura 3-107 podemos determinar que la demanda mínima en horas día corresponde a -4,5 MW para el transformador TR1, la cual considera la participación de las centrales PMGD PFV Tambo Real, Ampliación Planta Fotovoltaica Tambo Real II, PMGD PFV Sol del Norte y PMGD PFV Luna del Norte. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 3-61** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 3-60**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Vicuña en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{Día\ TR1\ S/E\ Vicuña} = -4,5\ MW - 15,0\ MW = -19,5\ MW$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E Vicuña durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 24 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 110/23 kV – 24 MVA de esta subestación, debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 19,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (36 MVA) de la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW\ por\ proyectos\ PMGD\ escenario-día-Ltx-adyacente} = 19,5\ MW < 36\ MVA$$

4. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EL GRUPO SAESA (FRONTEL, ELECTRICA DE OSORNO, SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD).

4.1 ANÁLISIS S/E NEGRETE

4.1.1 S/E Negrete entorno.

La S/E Negrete se encuentra emplazada en la comuna de Negrete, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 34, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 34. Vista aérea S/E Negrete.

Actualmente la S/E Negrete posee un solo transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/23 kV y con una capacidad de 16 MVA. La Figura 4-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Negrete.

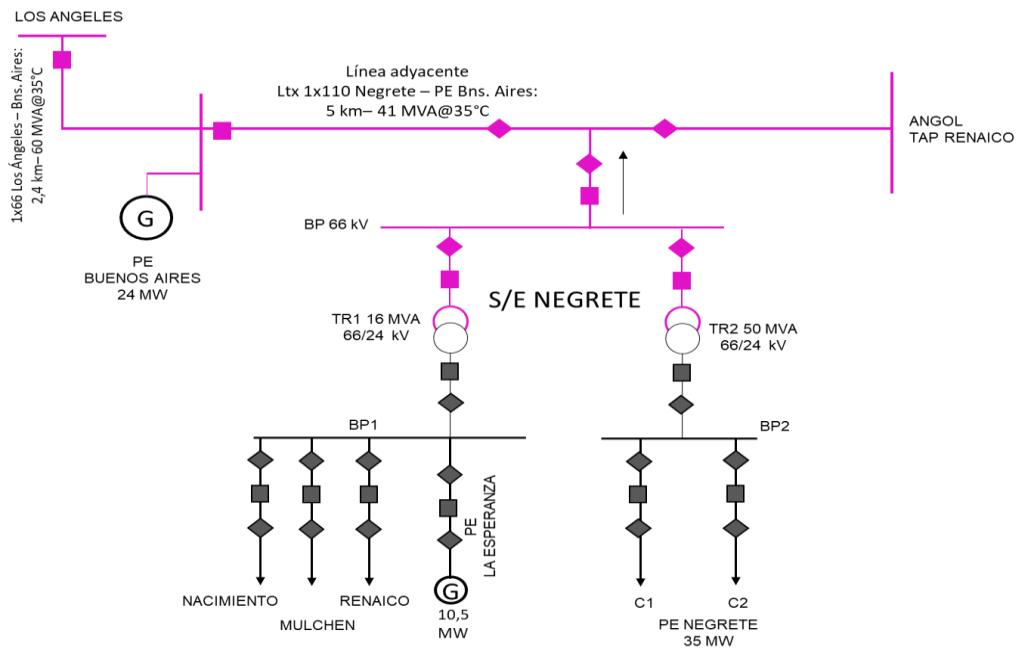


Figura 4-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Negrete y sistema adyacente.

4.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa Frontel en su carta respuesta DE05845-21 enviada el 08 de noviembre de 2021, al Coordinador.

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

NOMBRE	POTENCIA_MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES_F9
HP Bureo	2,2	Mulchén	Negrete	Máquinas Sincrónicas	Hidro	13-07-2015
HP Munilque	0,55	Mulchén	Negrete	Máquinas Sincrónicas	Hidro	13-08-2015
HP Munilque II	0,55	Mulchén	Negrete	Máquinas Sincrónicas	Hidro	13-08-2015
PE El Nogal	9	Mulchén	Negrete	Inversores	Eólico	23-08-2019
PE La Esperanza	10,5	N/A	Negrete	Inversores	Eólico	13-02-2017

Tabla 4-2: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Negrete que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario CNE
N° 249/jul-21	PMGD FV Fulgor	Parque Fulgor SpA	nov-21	feb-22	2,6	Renaico	Negrete	TR1	S/C
N° 319/ago-21	LGS Solar	Solar Las Golondrinas SpA	jul-22	jul-22	3,0	Mulchen	Negrete	TR1	S/C

4.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 16 MVA S/E Negrete.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Negrete.

4.1.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Negrete cuenta con dos proyectos denominados “Ampliación en S/E Negrete” establecidos en la Res. Exenta N°293/2018 y Res. Exenta N°198/2019 respectivamente, donde el primero consiste en la ampliación de la barra de 66 kV y el segundo en el remplazo del transformador existente por uno de 66/23 kV 40 MVA.

4.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

4.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV – 16 MVA NEGRETE.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min_{noche}}$ = es la demanda promedio del bloque horas noche asociada al transformador en análisis

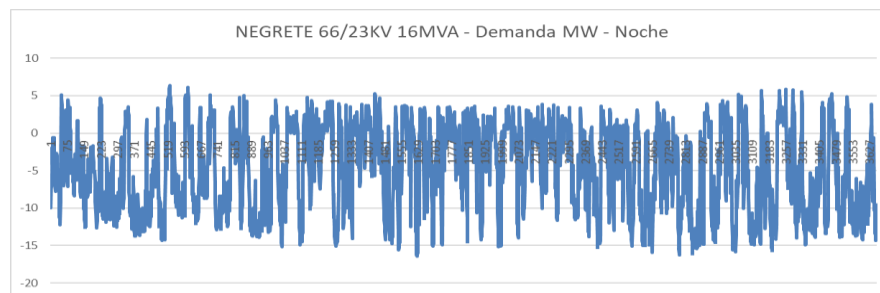


Figura 4-2. Potencia en transformador TR1 16 MVA S/E Negrete – bloque horas noche 2020.

De la Figura 4-2, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de -15 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que opera por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, así como tampoco con PMGD fotovoltaicos que cuenten con sistema de almacenamiento, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Negrete, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR1} = -15 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 16 MVA de capacidad nominal del futuro transformador TR1 de la S/E Negrete.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min_{día}}$ = es la demanda mínima del bloque horas día del transformador en análisis.

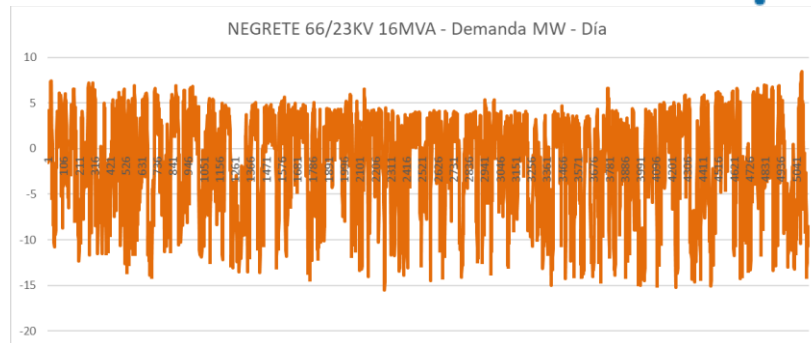


Figura 4-3. Potencia en transformador TR1 16 MVA S/E Negrete– horas día

De la Figura 4-3 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de -15 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 4-2** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 4-1**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Vicuña en horas día corresponden a:

Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio (mayo 2021 a noviembre 2021), son los mostrados en la **Tabla 4-2**, lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Negrete en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = -15\text{MW} - 5,6\text{MW} = -20,6\text{MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Negrete durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 16 MVA, pero menor a la futura capacidad nominal de 40 MVA (ver punto 4.1.3.1). Por ende, se determina la existencia de congestión en el transformador T1 66/23 kV 16 MVA de la subestación Negrete.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 20,6 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (46 MVA) de la línea 1x66 kV PE Buenos Aires – Negrete, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20,6 \text{ MW} < 46 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que al considerar un escenario de inyección coincidente de los medios de generación que no pertenecen al segmento PMGD conectados en la S/E Negrete (PE Negrete y PE Esperanza) sumado al aporte de inyección de los PMGD de esta instalación, se produce un escenario de saturación de la línea 1x66 kV PE Buenos Aires – Negrete (Figura 4-1).

4.2 ANÁLISIS S/E LOS SAUCES

4.2.1 S/E Los Sauces entorno.

La S/E Los Sauces se encuentra emplazada en la comuna de Los Sauces, la cual pertenece a la Región de la Araucanía. En la Ilustración 35, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 35. Vista aérea S/E Los Sauces.

Actualmente la S/E Los Sauces posee un solo transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/23 kV y con una capacidad de 16 MVA. La Figura 4-4 muestra un diagrama simplificado de la S/E Los Sauces.

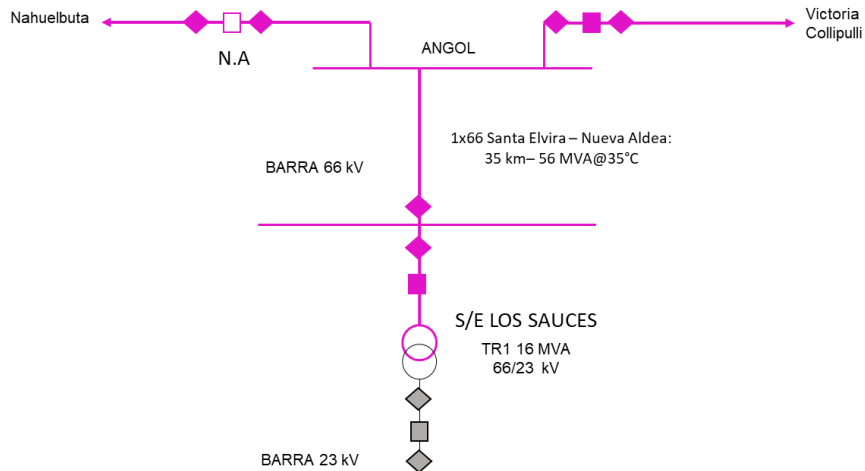


Figura 4-4. Diagrama Unilineal simplificado S/E Los Sauces y sistema adyacente.

4.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados, de acuerdo con la información proporcionada por la empresa Frontel en su carta respuesta DE05845-21 enviada el 08 de noviembre de 2021, al Coordinador.

Tabla 4-3: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Los Sauces.

NOMBRE	POTENCIA_MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES_F9
TER Los Sauces	3	Los Sauces	Los Sauces	Máquinas Sincrónicas	Diesel	27-06-2019
TER Aromos	3	Los Sauces Lumacc	Los Sauces	Máquinas Sincrónicas	Diesel	20-05-2020

Tabla 4-4: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Los Sauces que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res.Exenta Declaración en construcción	Nombre PMGD	Fecha estimada de Interconexión	POTENCIA MW	ALIMENTADOR de Conexión	SUBESTACION de Conexión	COSTO REFUERZOS DX UF	PLAZO REFUERZOS MESES	MODO	FACTOR POTENCIA	TR Asociado
ResExenta N°327 08/2021	Los Toldos	N/A	3	Los Sauces - Lumaco	Los Sauces	0	-	pq	-	LOS SAUCES 69/24KV 16MVA T1

4.2.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/23 kV – 16 MVA S/E Los Sauces.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Los Sauces.

4.2.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Los Sauces no cuenta con futuros proyectos de ampliación.

4.2.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

4.2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV – 16 MVA LOS SAUCES.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{minnoche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

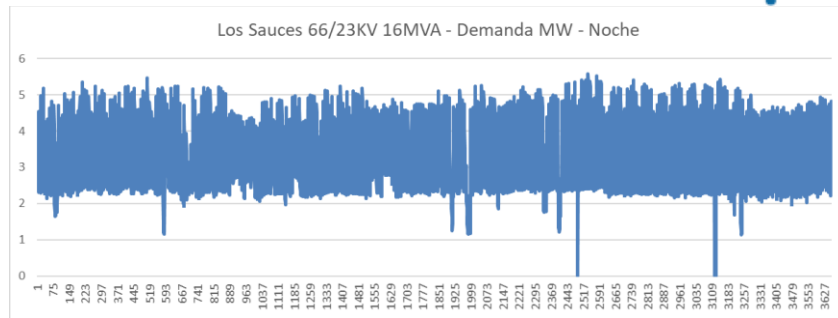


Figura 4-5. Potencia en transformador TR1 16 MVA S/E Los Sauces – horas noche.

De la Figura 4-5, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 2,2 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que opera por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, así como tampoco con PMGD fotovoltaicos que cuenten con sistema de almacenamiento, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Los Sauces, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR1} = 2,2 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor que los 16 MVA de capacidad nominal del futuro transformador TR1 de la S/E Los Sauces.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{míndía}$ = es la demanda mínima del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

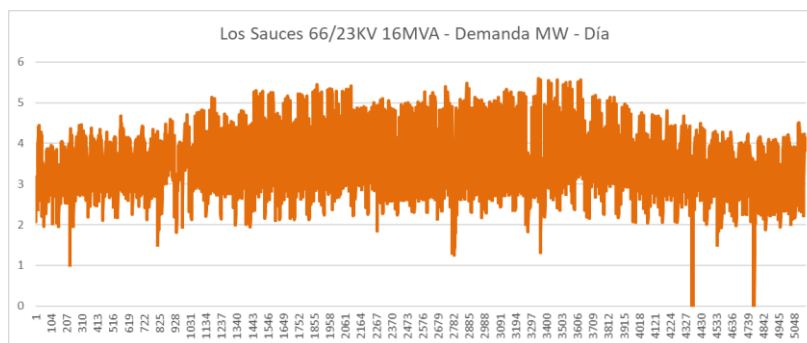


Figura 4-6. Potencia en transformador TR1 16 MVA S/E Los Sauces– horas día

De la Figura 4-6 podemos determinar que la demanda mínima correspondiente a las horas día es de 2,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la Tabla 4-4 y aquellos PMGD contenidos en la Tabla 4-3, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda

2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Los Sauces en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 } i} = 2,0 \text{ MW} - 3\text{MW} = -1 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Los Sauces durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 16 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador T1 66/23 kV 16 MVA de la subestación Los Sauces.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 1 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (56 MVA) de la línea 1x66 kV Angol – Los Sauces (Figura 4-4), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 1 \text{ MW} < 56 \text{ MVA}$$

4.3 ANÁLISIS S/E CABRERO

4.3.1 S/E Cabrero entorno.

La S/E Cabrero se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Figura 4-7 se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Figura 4-7. Vista aérea S/E Cabrero.

Actualmente la S/E Cabrero posee dos transformadores AT/MT: 1 unidad 66/13,8 kV – 16 MVA y la otra unidad TR2 66/24-12 kV – 16 MVA. La Figura 4-8 muestra un diagrama simplificado de la S/E Cabrero.

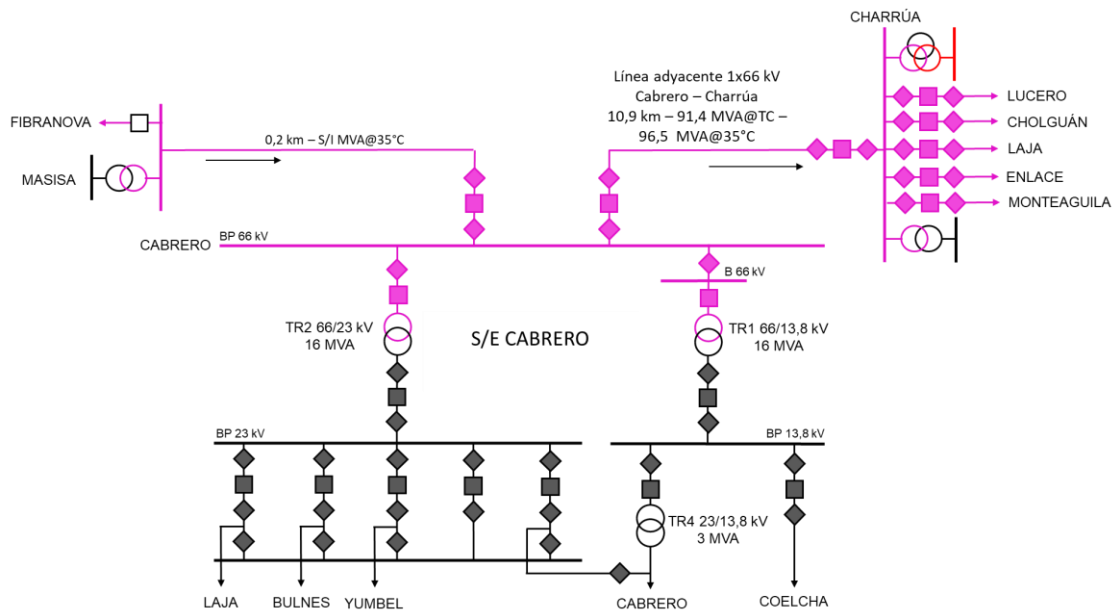


Figura 4-8. Diagrama Unilínea simplificado S/E Cabrero y sistema de transmisión del entorno

4.3.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y con ICC aprobados y contenidos en algún decreto que declara la puesta en servicio de proyectos de generación emitido por la CNE.

Tabla 4-5: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Cabrero.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
PMGD TER ORAFI	2,2	Bulnes	Cabrero	Cogeneración - TG	Fotovoltaica	27-02-2009	TR2
PMGD TER ORAFI	5,0	Bulnes	Cabrero	Cogeneración - TG	Fotovoltaica	2015	TR2
PMGD TER YUMBEL	1,5	Yumbel	Cabrero	Motor de Combustión Interna	Diésel	27-06-2019	TR2
PMGD TER YUMBEL	1,5	Yumbel	Cabrero	Motor de Combustión Interna	Fotovoltaica	27-06-2019	TR2
PMGD PFV EL RESPLANDOR	2,6	Bulnes	Cabrero	Fotovoltaica	Fotovoltaica	19-05-2020	TR2
PMGD PFV MOYA	9,0	Salto del Laja	Cabrero	Fotovoltaica	Fotovoltaica	30-05-2021	TR2
PMGD PFV CORTIJO	9,0	Cabrero	Cabrero	Fotovoltaica	Fotovoltaica	09-09-2021	TR1

Tabla 4-6: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Cabrero que se encuentran contenidos en Res. Exenta "Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción" entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 498/dic-20	PMGD Centauro Solar	Centauro Solar SpA	nov-21	nov-21	9,0	Yumbel	Cabrero	TR2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jul-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

4.3.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 y TR2 de S/E Cabrero.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Los Sauces.

4.3.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Cabrero no cuenta con futuros proyectos de ampliación.

4.3.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

4.3.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADORES TR1 Y TR2 DE S/E CABRERO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

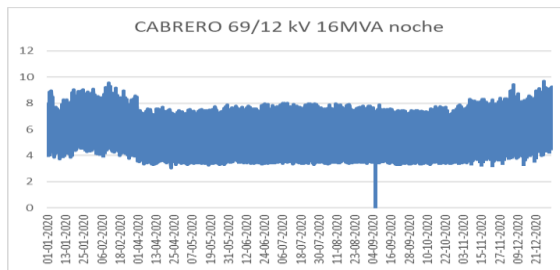


Figura 4-9. Potencia en transformador TR1 69/24-12 kV - 16 MVA S/E Cabrero – horas noche

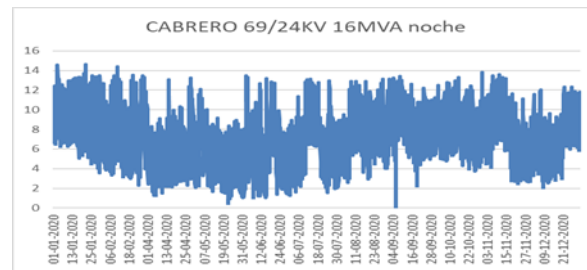


Figura 4-10. Potencia en transformador TR2 72,5/24,5 kV - 16 MVA S/E Cabrero – horas noche

De la Figura 4-5, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, corresponde al valor de 3,5 MW, y el valor mínimo del TR2 de esta subestación corresponde a 1,5 MW. La evaluación se realiza considerando la existencia de PMGD que opera por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar para la unidad TR2 no se consideran medios de generación distinto a la solar (ver tabla 4-5). Por lo tanto, la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Cabrero, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR1} = 3,5 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 3,5 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{noche TR2} = 0,4 \text{ MW} - 12,8 \text{ MW} = -12,4 \text{ MW}$$

La potencia que circula por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Cabrero es menor que la capacidad nominal de estos equipos, la cual es 16 MVA para cada uno de ellos.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

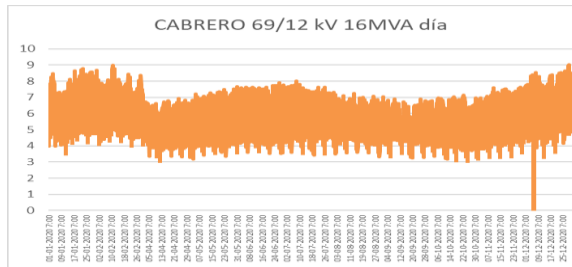


Figura 4-11. Potencia en transformador TR1 69/24-12 kV - 16 MVA S/E Cabrero – horas día

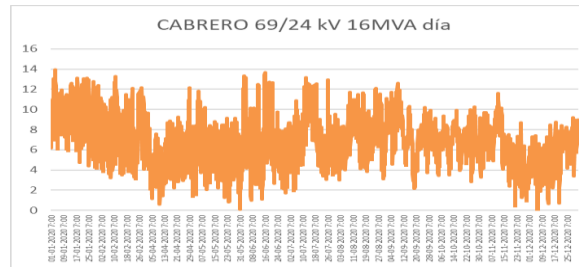


Figura 4-12. Potencia en transformador TR2 72,5/24,5 kV - 16 MVA S/E Cabrero – horas día

De la Figura 4-6 podemos determinar que la demanda mínima es de 3,0 MW para el transformador TR1 y de 1,5 MW para el transformador TR2. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 4-6** y aquellos PMGD contenidos en la **Tabla 4-5**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por los transformadores de la S/E Cabrero en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1}} = 3,0 \text{ MW} - 9 \text{ MW} = -6,0 \text{ MW}$$

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2}} = 1,5 \text{ MW} - 18 \text{ MW} = -16,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cabrero durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 16 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 66/12 kV 16 MVA de la subestación Cabrero. Sin embargo, la potencia que circulará por la unidad TR2 es de -16,5 MW, lo cual supera la capacidad nominal de 16 MVA de esta unidad, determinándose la saturación de este transformador debido a la inyección de proyectos PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 22,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (91 MVA) de la línea 1x66 kV Cabrero – Charrúa ver **Figura 4-8**, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 22,5 \text{ MW} < 96 \text{ MVA}$$

4.4 ANÁLISIS S/E CHOLGUAN

4.4.1 S/E Cholguán entorno.

La S/E Cholguán se encuentra emplazada en la comuna de Yungay, la cual pertenece a la Región del Ñuble. En la Figura 4-13 se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Figura 4-13. Vista aérea S/E Cabrero.

Actualmente la S/E Cholguán posee solo un transformador AT/MT de características 220/13,2 -50 MVA. La Figura 4-14 muestra un diagrama simplificado de la S/E Cholguán.

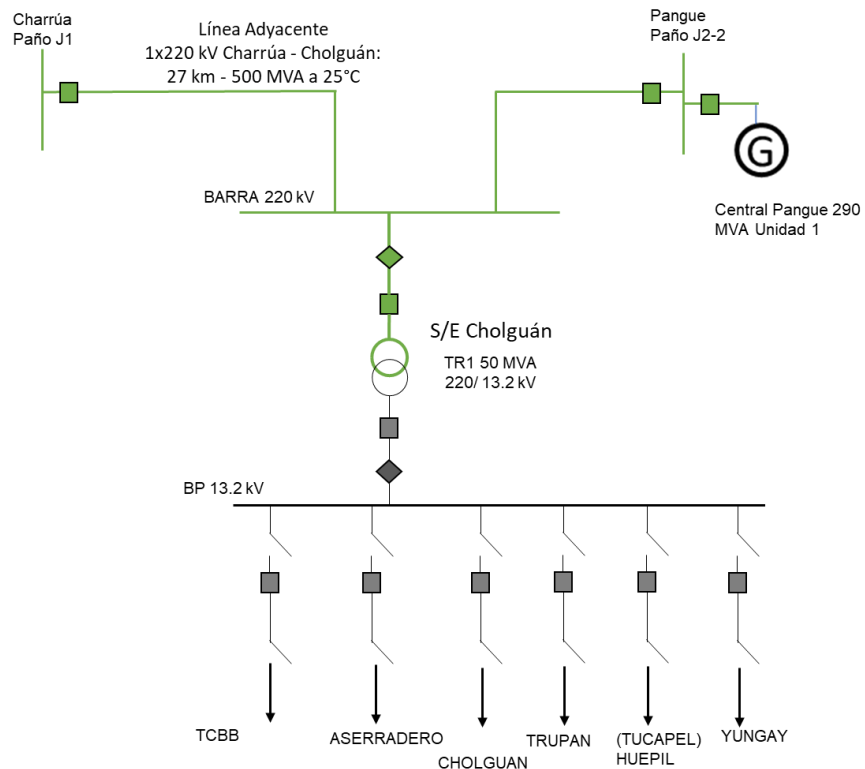


Figura 4-14. Diagrama Unilineal simplificado S/E Cholguán y sistema de transmisión del entorno

4.4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con ICC aprobados y contenidos en algún decreto que declara y actualiza la puesta en servicio de proyectos de generación emitido por la CNE entre junio 2021 a enero 2022. A la fecha no se tiene registro de proyectos PMGD en operación.

Tabla 4-7: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Cholguán que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 268/ago-21	SGT Cholguán	Ravenna Solar SpA	jul-22	jul-22	2,2	Huepil	Cholguan	TR1	
N° 268/ago-21	SGT Tucapel	Ravenna Solar SpA	jul-22	jul-22	6,8	Tucapel	Cholguan	TR2	
N° 570/dic-21	Pellín	Solar TI Quince SpA	nov-22	nov-22	9,0	Yungay	Cholguan	TR3	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jul-22) se encuentra en análisis por parte de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

Si bien se determina un bloque de inyección de proyectos PMGD por 18 MW próximos a conectar, es de conocimiento del Coordinador, debido a la información proporcionada por la empresa que opera la subestación, el alto interés de desarrolladores en esta subestación.

4.4.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 220/13,2 kV – 50 MVA S/E Cholguán.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Cholguán.

4.4.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, La S/E Cholguán no cuenta con futuros proyectos de ampliación.

4.4.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

4.4.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 DE S/E CABRERO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

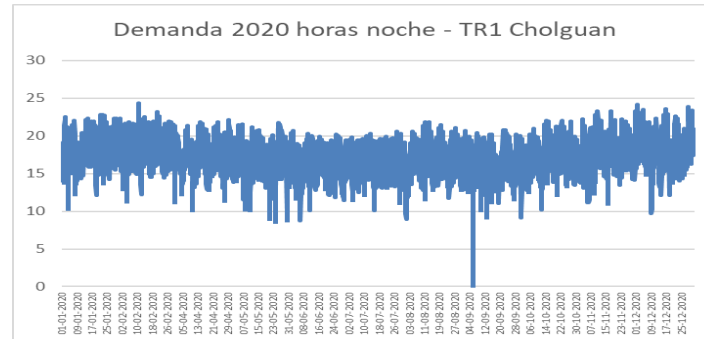


Figura 4-15. Potencia en transformador TR1 S/E Cholguán – horas noche

De la Figura 4-15, se obtiene la demanda mínima del transformador TR1 de esta subestación, valor que corresponde al valor de 10 MW. La evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que opera por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar para la unidad TR1. Por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cholguán, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche TR1} = 10 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 10 \text{ MW}$$

La potencia que circula por el transformador TR1 de la S/E Cholguán es menor que la capacidad nominal de este equipo, la cual es 50 MVA.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

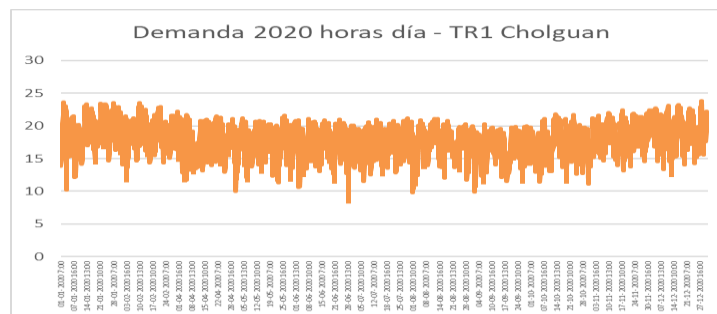


Figura 4-16. Potencia en transformador TR1 69/24-12 kV - 16 MVA S/E Cabrero – horas día

De la Figura 4-16 podemos determinar que la demanda mínima es de 10,0 MW para el transformador TR1. Los proyectos PMGD a conectarse en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022), son los mostrados en la Tabla 4-7, lo que significa que la estimación de potencia que circulará por el transformador de la S/E Cholguán en horas día corresponden a:

$$P(TxZ)_{\text{Dia TR1}} = 10 \text{ MW} - 18 \text{ MW} = -8 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cholguán durante las horas de sol es menor que la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 50 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en el transformador TR1 de la S/E Cholguán.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 8 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (500 MVA) de la línea 1x66 kV Cabrero – Charrúa ver (ver **Figura 4-14**), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 8 \text{ MW} < 500 \text{ MVA}$$

5. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EL GRUPO CHILQUINTA

5.1 ANÁLISIS S/E CATEMU

5.1.1 Entorno S/E Catemu

La S/E Catemu se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Valparaíso. En la figura 5.1, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 5.1 Vista aérea S/E Catemu.

Actualmente S/E Catemu posee un transformador AT/MT con tensiones de 44/12,5 kV y una capacidad de 16 MVA. La muestra figura 5.2 un diagrama simplificado de esta instalación.

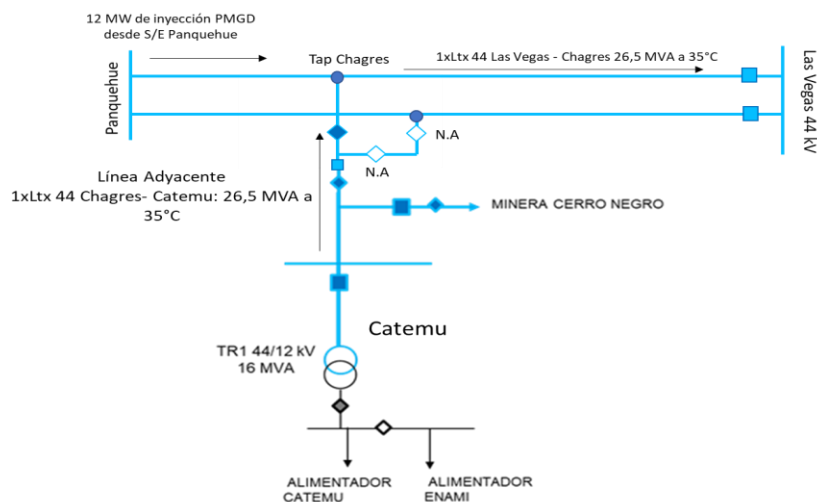


Figura 5.2. Diagrama Unilineal simplificado S/E Catemu y línea de transmisión adyacente.

5.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 5-1 y tabla 5-2 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo Chilquinta para esta subestación.

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

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad nominal [MW]	Tecnología	Fecha PES
Catemu	T2	ENAMI	GR Rodeo	3	Fotovoltaico	sept-18
Catemu	T2	Catemu	Central Fotovoltaica Ñihue	1,1	Fotovoltaico	dic-16
Catemu	T2	Catemu	Proyecto Fotovoltaico Los Pedreros	3	Fotovoltaico	dic-18
Catemu	T2	Catemu	Tucúquere	3	Fotovoltaico	ago-18
Catemu	T2	Catemu	Parque Solar Catemu	2	Fotovoltaico	feb-20

Tabla 5-2: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E Catemu que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 510/nov-21	PMGD Parque Fotovoltaico El Huaso	Parque Solar Salamanca SpA	ene-22	may-22	2,7	Enami	Catemu	TR2	S/C

5.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 44/12,5 kV – 16 MVA S/E Catemu

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Catemu.

5.1.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

A la fecha de emisión de este informe, la S/E Catemu cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “AMPLIACIÓN EN S/E CATEMU” que consiste en la instalación de un nuevo transformador 44/12 de 16 MVA, incluido en el DE 418/2017 y adjudicado en junio de 2020, con fecha de puesta en servicio estimada para diciembre de 2022.

5.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

5.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 44/12,5 KV - S/E CATEMU.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

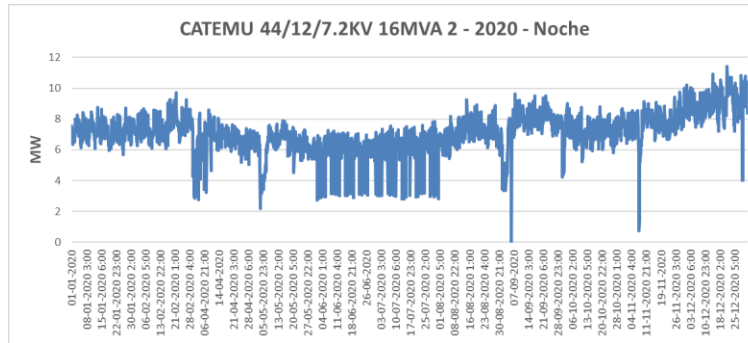


Figura 5.3. Potencia en transformador TR2 16 MVA S/E Catemu – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 2,5 MW. Esta S/E solo posee PMGD operativos del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche} \text{ TR2 S/E Catemu} = 2,5 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 2,5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E Catemu.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

$$P(TxZ)_{día} = \sum D_{mín} día - \sum PMGD$$

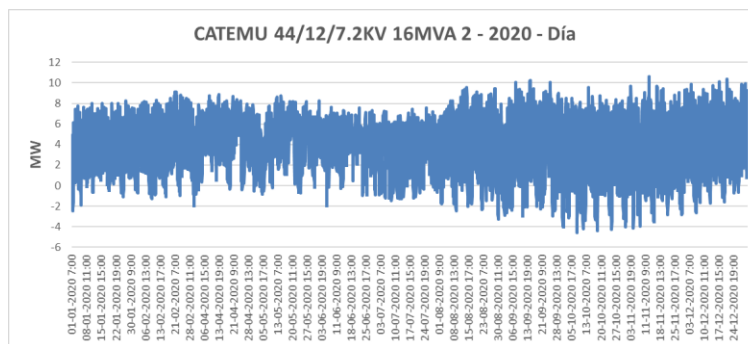


Figura 5.4. Potencia en transformador TR2 - 16 MVA S/E Catemu – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -4,6 MW. Este valor corresponde a una inversión del flujo de -4,6 MW producto de los PMGD solares existentes. Se consideran nuevos proyectos PMGD en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022) (ver **Tabla 5-2**). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{Día} \text{ TR2 S/E Catemu} = -4,6 \text{ MW} - 2,7 \text{ MW} = -7,3 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Catemu durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 16 MVA.

Por todo lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR2 44/12,5 kV – 16 MVA de S/E Catemu debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 7,3 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (26,5 MVA) de la línea 1x44 kV Chagres – Catemu C (ver figura 5-2), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 7,3 \text{ MW} < 26,5 \text{ MVA}$$

También es importante destacar que la inyección de energía de proyectos PMGD proveniente desde la S/ Panquehue (-12 MW) sumado al flujo esperado proveniente de la S/E Catemu (-9,3 MW) no genera la saturación de algunos de los circuitos de la línea 44 kV Las Vegas – Chagres producto de la inyección de proyectos PMGD en operación normal.

5.2 ANÁLISIS S/E EL MELÓN

5.2.1 Entorno S/E El Melón

La S/E El Melón se encuentra emplazada en la comuna de Nogales, la cual pertenece a la Región del Valparaíso. En la figura 5.5, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 5.5 Vista aérea S/E El Melón.

Actualmente la S/E El Melón posee dos transformadores AT/MT con tensiones 44/12,5 kV, ambos con una capacidad de 8 MVA. La figura 5.6 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

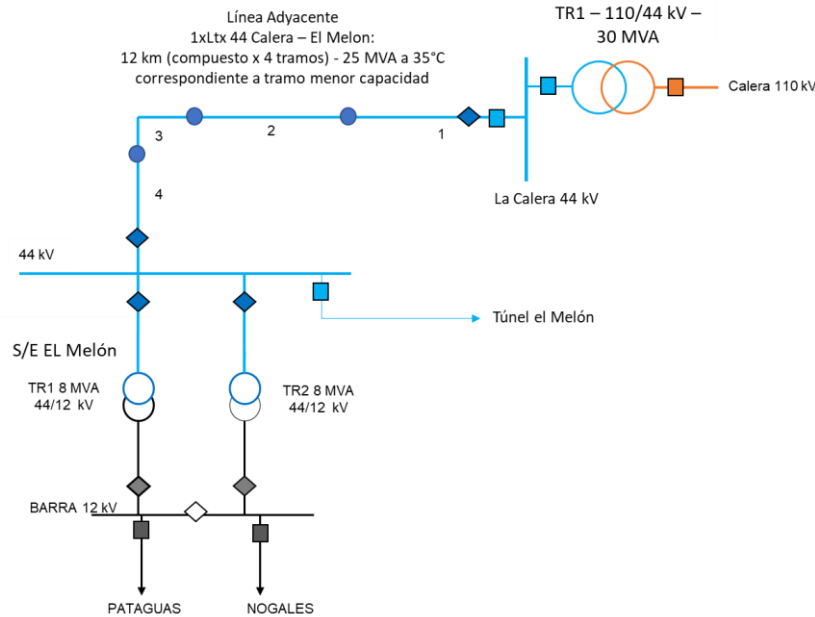


Figura 5.6. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Melón y línea de transmisión adyacente que la conecta.

5.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

No se encuentran informados proyectos PMGD operativos actualmente para esta instalación. La tabla 5-3 muestra los PMGD con ICC en desarrollo y que se encuentran declarados en construcción en alguna resolución de la CNE en el periodo junio 2021 a enero 2022.

Tabla 5-3: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E EL Melón que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario CNE
N° 497/nov-21	Parque Solar La Peña	Andina Solar 13 SpA	sept-22	sept-22	9	Nogales	El Melón	TR2	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por el SAG y la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de febrero de 2022.

5.2.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 44/12,5 kV – 8 MVA S/E El Melón.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación El Melón.

5.2.3.1 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 El Melón.

5.2.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

5.2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 44/12,5 KV - S/E EL MELÓN.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

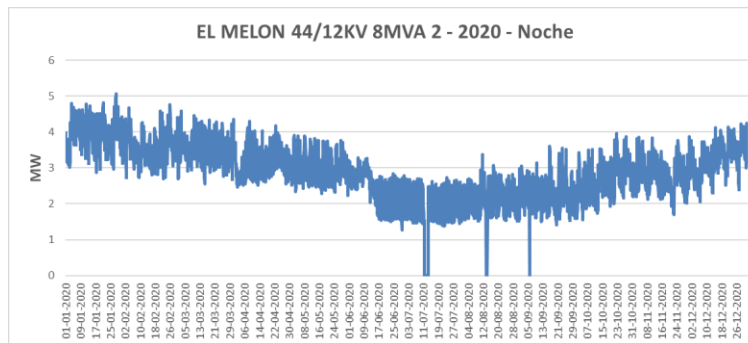


Figura 5.7. Potencia en transformador TR2 8 MVA S/E El Melón – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 1,5 MW.

Esta subestación solo posee PMGD operativos del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche TR2 S/E El Melón} = 1,5 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 1,5 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E El Melón.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

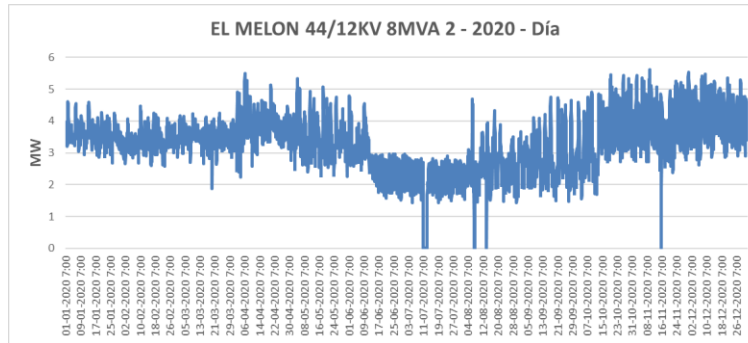


Figura 5.8. Potencia en transformador TR2 - 8 MVA S/E El Melón – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 2 MW. Se consideran nuevos proyectos PMGD en el horizonte del estudio (mayo 2021 a enero 2022)(ver **Tabla 5-3**). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 S/E El Melón}} = 1,5 \text{ MW} - 9,0 \text{ MW} = -7,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E El melón durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 8 MVA. Por lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR2 44/12,5 kV – 8 MVA de S/E EL Melón debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 7 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (25 MVA) de la línea 1x44 kV Calera – El Melón (ver **Figura 5.6**), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 7,5 \text{ MW} < 25 \text{ MVA}$$

5.3 ANÁLISIS S/E SAN RAFAEL

5.3.1 Entorno S/E San Rafael

La S/E San Rafael se encuentra emplazada en la comuna de Los Andes, la cual pertenece a la Región del Valparaíso. En la figura 5.5, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 5.9 Vista aérea S/E San Rafael Chilquinta.

Actualmente la S/E San Rafael posee tres transformadores AT/MT: TR1 110/12 kV – 25 MVA, TR2 110/12 kV - 22,5 MVA y TR3 110/23 kV – 30 MVA. La figura 5.6 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

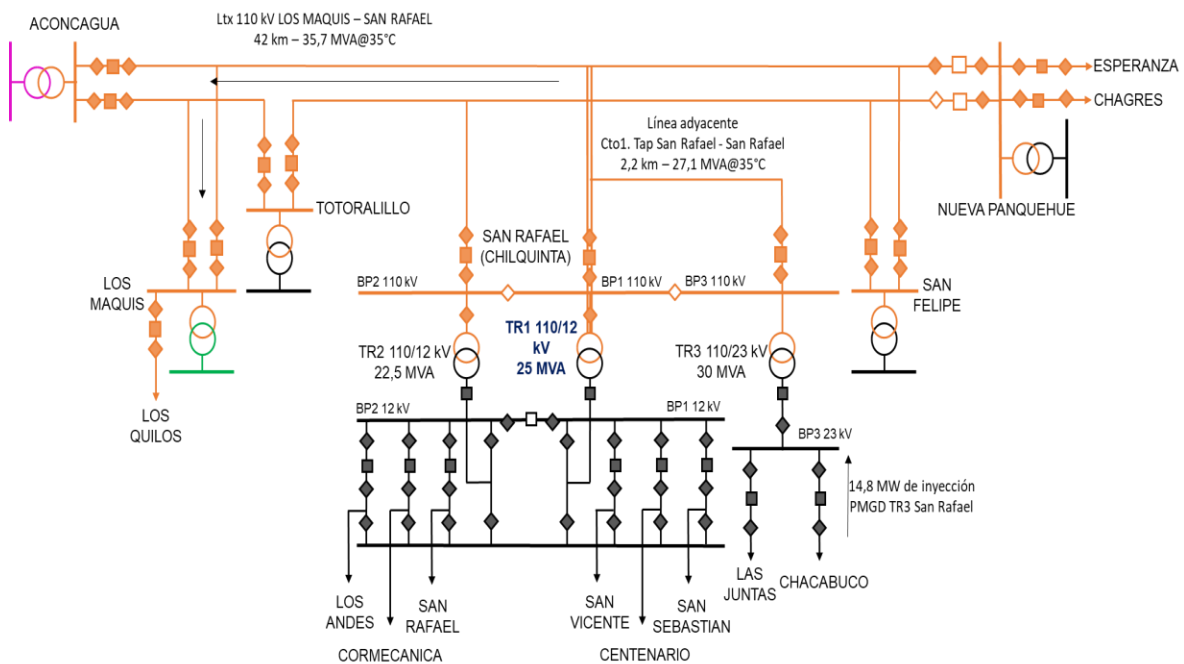


Figura 5.10. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Rafael y sistema de transmisión adyacente que la conecta.

5.3.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La **Tabla 5-4** muestra los PMGD en operación informados por el grupo Chilquinta para esta subestación y la **Tabla 5-5** contiene los proyectos PMGD con ICC aprobados y que se encuentran contenidos en alguna resolución que declara la construcción de proyectos de generación emitida por la CNE en el periodo junio 2021 a enero 2022 respectivamente.

Tabla 5-4: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E San Rafael.

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad Nominal	Tecnología	Fecha PES
San Rafael	T1	San Vicente	Sauce Andes	1,4	Hidro pasada	1911
San Rafael	T1	San Vicente	Guadalupe	6,0	Fotovoltaica	nov-21
San Rafael	T1	Centenario	Calle Larga	3,0	Fotovoltaica	mar-19
San Rafael	T1	Centenario	Rexner	3,0	Fotovoltaica	ene-22
San Rafael	T3	Chacabuco	Casuto	2,8	Fotovoltaica	jul-19
San Rafael	T3	Chacabuco	Chacabuco	9,0	Fotovoltaica	may-20
San Rafael	T3	Las Juntas	Catan Solar	3,0	Fotovoltaica	nov-18

Tabla 5-5: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E San Rafael que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 504/nov-21	Tórtolas del Verano (Ex Portezuelo del Verano)	Calbuco de Verano SpA	sept-21	ene-22	3,0	Centenario	San Rafael	TR1	S/C
N° 504/nov-21	Parque Solar Liquidambar	CVE Proyecto Siete SpA	jul-22	jul-22	9,0	San Esteban	San Rafael	TR1	S/C

5.3.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/12 kV – 25 MVA S/E San Rafael.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación San Rafael.

5.3.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, se encuentran las siguientes obras de expansión de transmisión zonal en construcción que afectan a la S/E San Rafael: “Nueva S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV” (DE N°418/2017), “Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael” (DE N°418/2017), “Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT)” (DE N°171/2020) y “Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)” (DE N°171/2020).

5.3.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

5.3.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/12 KV - S/E SAN RAFAEL.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

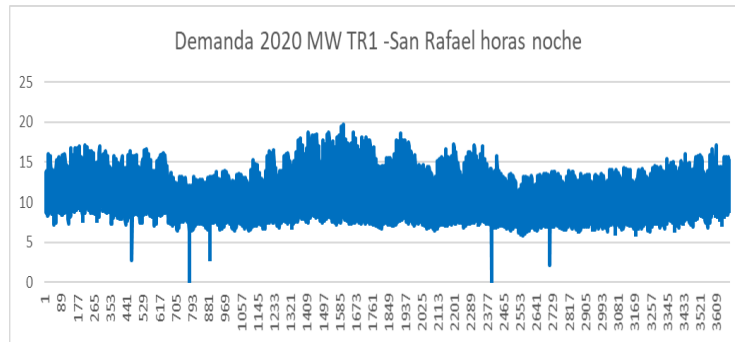


Figura 5.11. Potencia en transformador TR21 25 MVA S/E San Rafael – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 6 MW.

Esta subestación solo posee PMGD operativos del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2\ S/E\ El\ Melón} = 6\ MW - 0\ MW = 6\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E El Melón.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

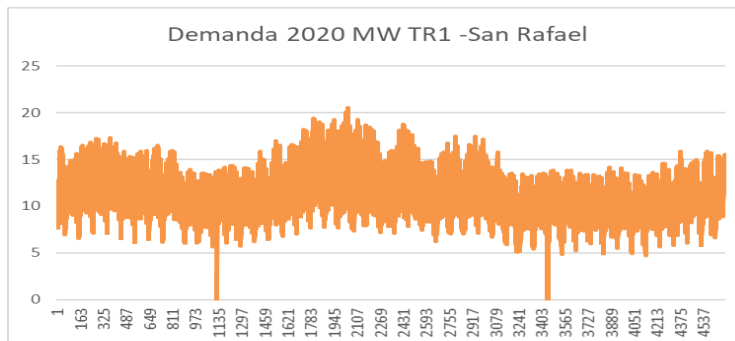


Figura 5.12. Potencia en transformador TR1 – 25 MVA S/E San Rafael– horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 5 MW (incluye los efectos de los proyectos PMGD: Sauces Andes, Casuto y Calle Larga) . Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 5-5** y aquellos

PMGD contenidos en la **Tabla 5-4**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2}} = 5 \text{ MW} - 21 \text{ MW} = -16 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E San Rafael durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 25 MVA. Por lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR1 110/12 kV – 25 MVA de S/E San Rafael debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 16 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (27 MVA) de la línea Cto. 1 - 110 kV Tap San Rafael -San Rafael (ver figura 5.10), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 7 \text{ MW} < 25 \text{ MVA}$$

A pesar de lo anterior, se debe considerar el escenario de la inyección conjunta de los proyectos PMGD declarados en construcción a enero 2022 y en operación para la unidad TR3 (-14,8 MW), lo cual genera una inyección conjunta total estimada de 30,8 MW, lo anterior determina que la línea Cto1 44 kV Tap San Rafael – San Rafael presenta saturación en su capacidad en un escenario verano -día. Lo anterior hasta la puesta en servicio de los proyectos declarados en el punto 5.3.3.1.

5.4 ANÁLISIS S/E SAN JERÓNIMO (LITORAL)

5.4.1 Entorno S/E San Jerónimo

La S/E San Jerónimo se encuentra emplazada en la comuna de Algarrobo, la cual pertenece a la Región del Valparaíso. En la figura 5.13, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 5.13 Vista aérea S/E San Jerónimo.

Actualmente la S/E San Jerónimo posee un transformador AT/MT con tensiones 66/12,5 kV y una capacidad de 5,25 MVA. La figura 5.14 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

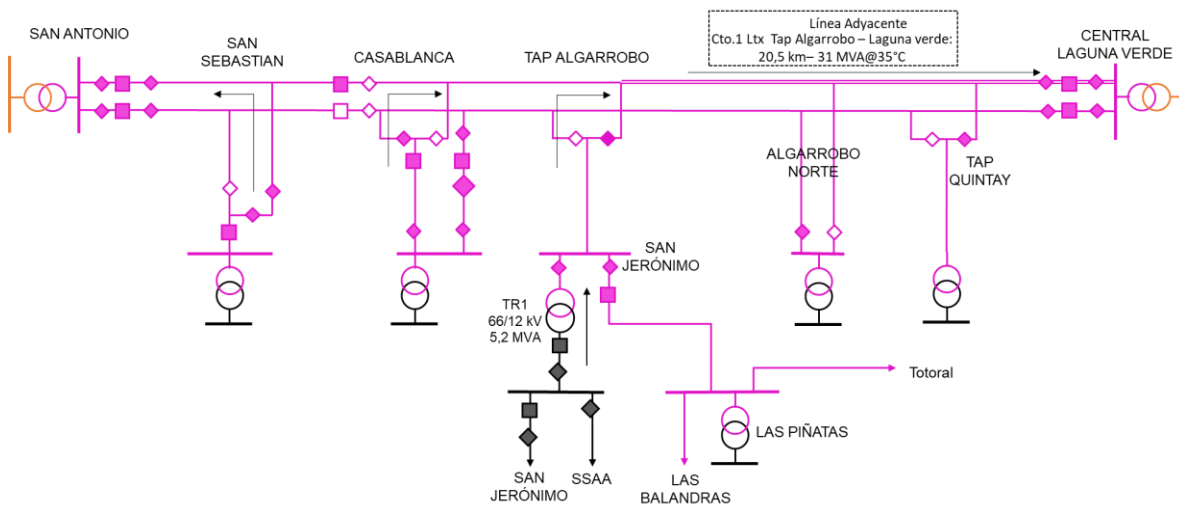


Figura 5.14. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Jerónimo y sistema de transmisión al que se conecta.

5.4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La tabla 5-6 y tabla 5-7 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por el grupo Chilquinta para esta subestación.

Tabla 5-6: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E San Jerónimo.

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad nominal [MW]	Tecnología	Fecha PES
San Jeronimo	T1	San Jeronimo	Pitra	3	Fotovoltaica	nov-20

Tabla 5-7: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E San Jerónimo que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

PMGD	Fecha de vencimiento ICC	Capacidad [MW]	Alimentador	Subestación	Tecnología	Transformador
Fardela Negra	jul-21	3	San Jeronimo	San Jeronimo	Fotovoltaica	T1

5.4.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/12,5 kV – 5,25 MVA S/E San Jerónimo.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación San Jerónimo.

5.4.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, se encuentran las siguientes obras de expansión de transmisión zonal en construcción para la S/E San Jerónimo: “Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo” (contenido en el DE N°293/2017) “Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas” (contenido en el DE N°185/2020).

5.4.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

5.4.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/12,5 KV – 5,25 MVA S/E SAN JERÓNIMO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = Es la demanda mínima promedio noche asociada al transformador de S/E San Jerónimo entre las 21:00 a 06:59 hrs.

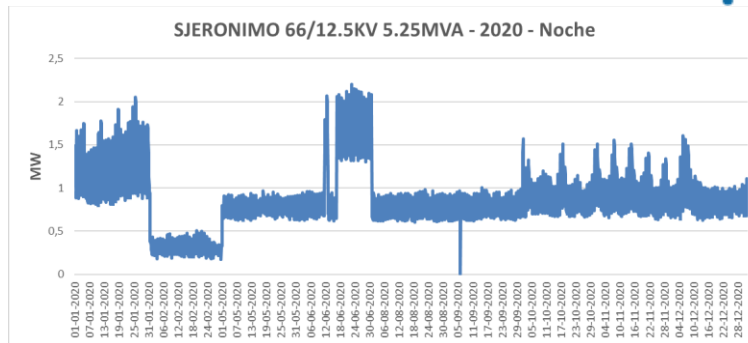


Figura 5.15. Potencia en transformador TR2 16 MVA S/E San Jerónimo – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 0,5 MW. Esta subestación solo posee PMGD operativos y proyectados del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche} \text{ TR2 S/E San Jerónimo} = 0,3 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 0,3 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E San Jerónimo.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{mín} día$ = Es la demanda mínima asociada al transformador de la S/E San Jerónimo. Bloque día.

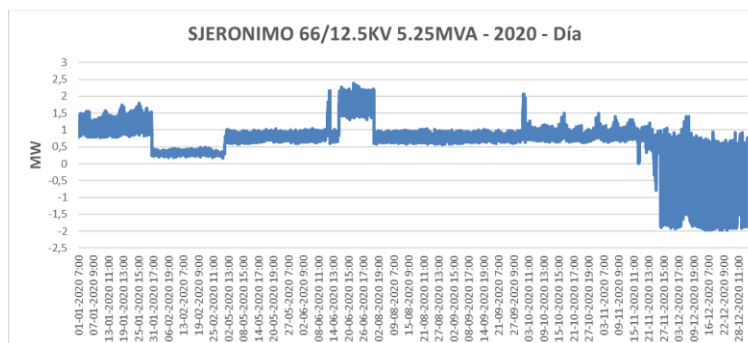


Figura 5.16. Potencia en transformador TR2 - 16 MVA S/E San Jerónimo – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -2 MW. Se consideran los proyectos PMGD contenidos en la Tabla 5-7. (el proyecto PMGD Pitra aparece sumergido en la demanda horas día -ver figura 5-16). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Dia TR2 S/E San Jerónimo}} = -2 \text{ MW} - 3 \text{ MW} = -5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E San Jerónimo durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 5,25 MVA.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (22 MVA) de la línea 1x66 kV Tap Algarrobo – San Jerónimo, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 5 \text{ MW} < 22 \text{ MVA}$$

5.5 ANÁLISIS S/E PANIMÁVIDA (LUZLINARES)

5.5.1 Entorno S/E Panimávida

La S/E Panimávida se encuentra emplazada en la comuna de Colbún, la cual pertenece a la Región del Maule. En la figura 5.17, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 36. Vista aérea S/E Panimávida.

Actualmente la S/E Panimávida posee dos transformadores AT/MT con tensiones 66/13,2 kV, y ambos con una capacidad de 10 MVA. La figura 5.17 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

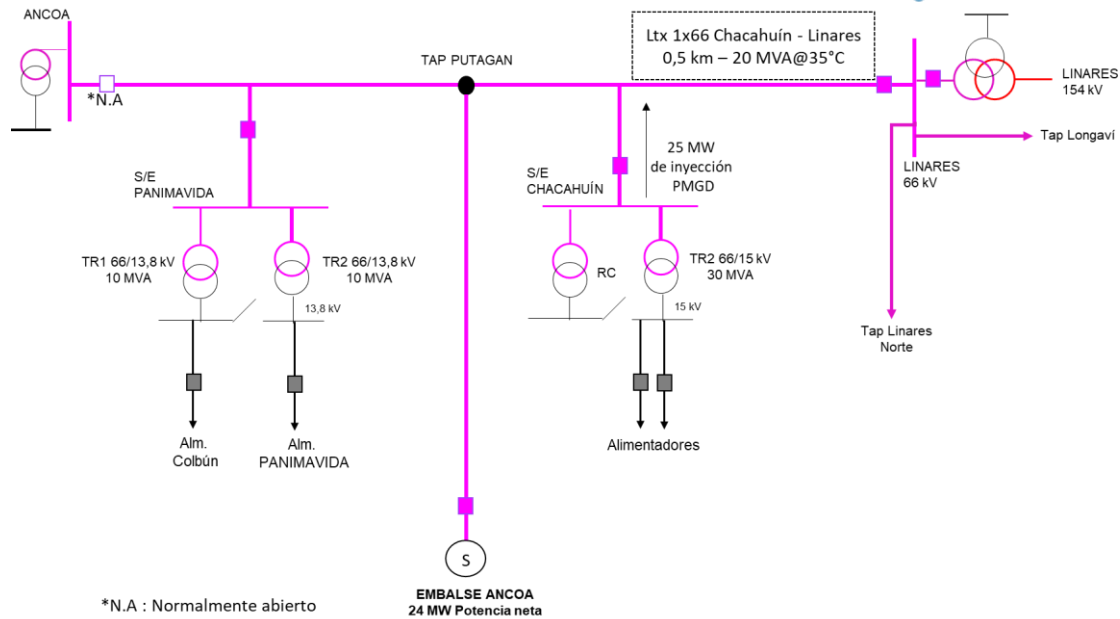


Figura 5.17. Diagrama Unilineal simplificado S/E Panimávida y sistema de transmisión adyacente.

5.5.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La tabla 5-8 muestra los PMGD en operación para esta subestación. Revisando las declaraciones en construcción para los proyectos de generación en el periodo comprendido entre junio 2021 a enero 2022 no se encuentran proyectos declarados para esta subestación (no se encuentra particularmente el proyecto PMGD Rari).

Tabla 5-8: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Panimávida.

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad	Tecnología	Fecha PES
Panimavida	T1	Colbún	Saturno Norte	4,5	Fotovoltaica	En pruebas
Panimavida	T2	Panimavida	Robleria	4,0	Hidro - pasada	feb-13
Panimavida	T2	Panimavida	Mercurio Sur	3,0	Fotovoltaica	abr-21

A pesar de que no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción para esta subestaciones se mantiene el análisis realizado en noviembre del 2021.

5.5.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/13,8 kV – 10 MVA S/E Panimávida.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Panimávida.

5.5.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E Panimávida cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “AMPLIACIÓN EN S/E PANIMÁVIDA” que consiste en el reemplazo de ambos transformadores de 5 MVA por equipos de 10 MVA provenientes de S/E Linares, incluido en el DE 418/2017 y actualmente en operación desde el 2019.

5.5.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

5.5.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/13,8 KV - S/E PANIMAVIDA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = Es la demanda mínima del bloque horas noche para el transformador en análisis.

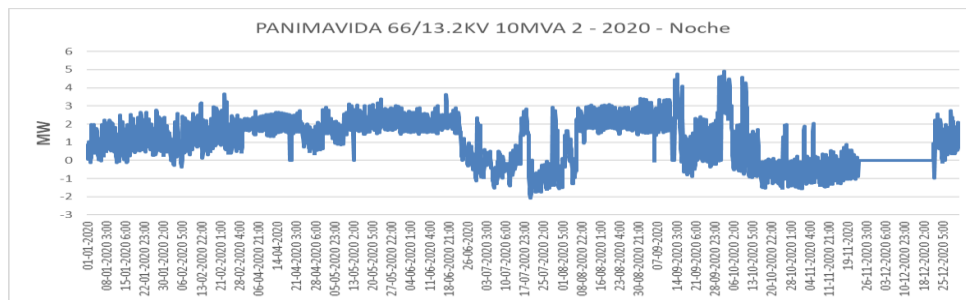


Figura 5.18. Potencia en transformador TR2 10 MVA S/E Panimávida – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -2,0 MW. Este valor corresponde a una inversión del flujo de -2,0 MW producto de los PMGD existentes.

No se consideran nuevos proyectos PMGD en el horizonte del estudio (mayo 2021 a noviembre 2021). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2\ S/E\ Panimávida} = -2,0\ MW - 0\ MW = -2,0\ MW$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E Panimávida.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{mindía}$ = Es la demanda del bloque horas día para el transformador en análisis.

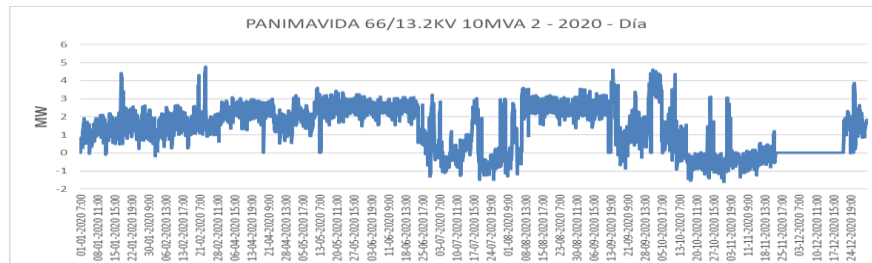


Figura 5.19. Potencia en transformador TR2 - 10 MVA S/E Panimávida – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -1,8 MW. Para la estimación de la demanda esperada para esta instalación debido a la inyección de PMGD se consideran los proyectos de la **Tabla 5-8** (no se considera al PMGD Roblería, ya que su operación se encuentra sumergida en la demanda 2020). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{Día TR2 S/E Panimávida} = -1,8 \text{ MW} - 3,0 \text{ MW} = -4,8 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Panimávida durante las horas de sol es menor a su capacidad nominal de 10 MVA.

Por todo lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR2 66/13,8 kV – 10 MVA de S/E Panimávida debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 4,8 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (20 MVA) de la línea 1x66 kV Panimávida -Tap Putagán, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 4,8 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

Finalmente hay que indicar que en el caso de considerar una inyección coincidente de los tres PMGD operando en S/E Panimávida (inyección estimada en 9,3 MW, ver **Tabla 5-8**), tampoco se generaría la saturación en la línea adyacente de capacidad 20 MVA a 35°C. A pesar de lo anterior, se debe recordar que existe el posible escenario de inyección coincidente (verano – día) donde de los proyectos PMGD de las subestaciones Panimávida y Chacahuín coincidan con la inyección de la

central Embalse Ancoa de 24 MW, que ocasionaría la saturación de la línea 1x66 kV Chacahuín - Linares¹³ (ver sección 3.2.3.4).

6. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR COPELEC

6.1 ANÁLISIS S/E SAN CARLOS

6.1.1 Entorno S/E San Carlos

La S/E San Carlos se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Ñuble. En la figura 6.1, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 6.1 Vista aérea S/E San Carlos.

Actualmente la S/E San Carlos posee un transformador AT/MT con tensiones 66/13,8 kV y una capacidad de 18,7 MVA. La figura 6.2 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

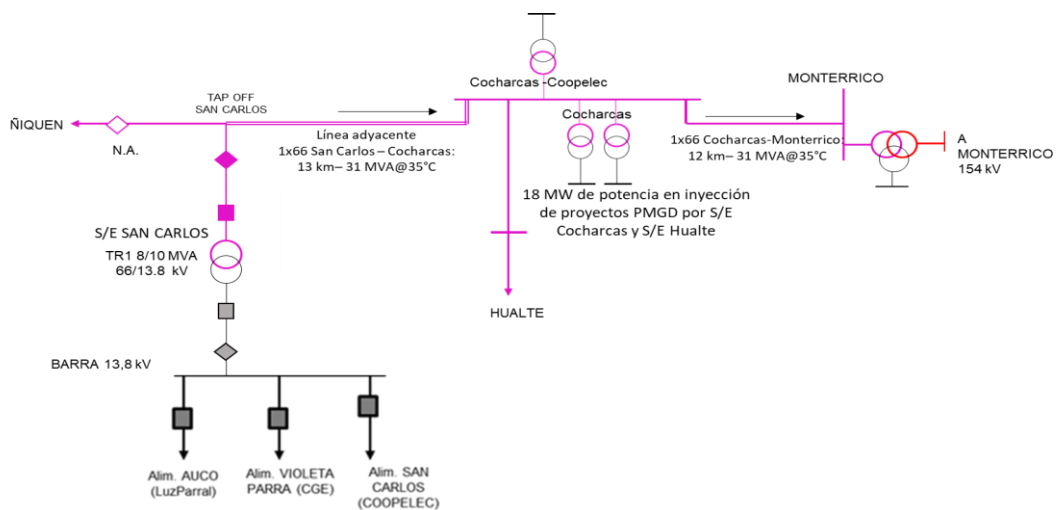


Figura 6.2. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Carlos y sistema adyacente.

¹³ Carta DE00082-22 del 07 de enero 2022.

6.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 6-1 y tabla 6-2 muestran los PMGD en operación y con ICC aprobado, respectivamente, informados por Copelec para esta subestación.

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

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad Nominal	Tecnología	Fecha PES
San Carlos	T1	San Carlos	Las Codornices	3	fotovoltaica	may-19
San Carlos	T1	San Carlos	Santa Luisa	2,6	fotovoltaica	ago-21
San Carlos	T1	Alico	MutuPin	9	fotovoltaica	jul-21

Tabla 6-2: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E San Carlos que se encuentran contenidos en Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” entre el periodo junio 2021 a enero 2022.

Res. Exenta Declaración en Construcción	Nombre PMGD	Propietario	Fecha PES original	Fecha PES estimada	Potencia Neta MW	Alimentador de Conexión	Subestación de Conexión	Trafo Conexión	Comentario
N° 435/oct-21	PMGD Parque PVP Itihue	Parque Solar Itihue SpA	dic-21	feb-22	9	Monte Blanco	San Carlos	TR1	S/C
N° 209/jun-21	PMGD San Carlos Solar	San Carlos Solar SpA	nov-21	feb-22	2,6	San Carlos	San carlos	TR1	S/C

6.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 18,7 MVA S/E San Carlos

A continuación, se detalla el análisis para la subestación San Carlos.

6.1.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E San Carlos cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado: “AMPLIACIÓN EN S/E SAN CARLOS” que consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 de 30 MVA, incluido en el DE 418/2017 y adjudicado en junio de 2020, con fecha de puesta en servicio estimada para diciembre de 2022.

6.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

6.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV - S/E SAN CARLOS.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

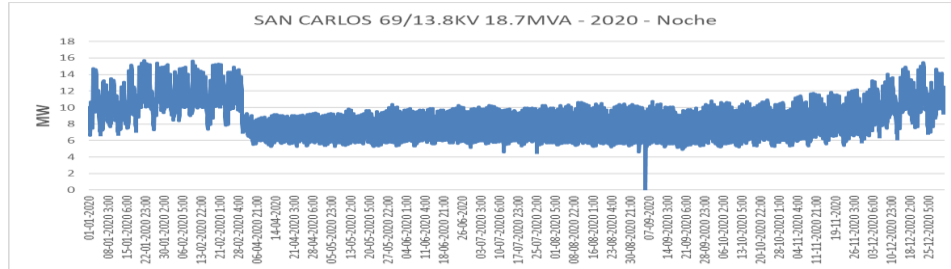


Figura 6.3. Potencia en transformador TR1 18,7 MVA S/E San Carlos – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR1 de esta subestación, corresponde a 5,0 MW. Esta subestación solo posee PMGD del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche} \text{ TR2 S/E San Carlos} = 5,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 5,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR1 de S/E San Carlos.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

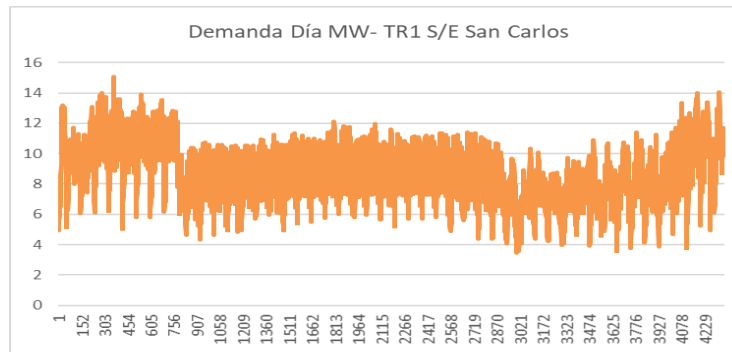


Figura 6.4. Potencia en transformador TR1 – 18,7 MVA S/E San Carlos – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo horas día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 4,0 MW. Para la estimación de la potencia en el transformador de esta instalación se consideran los proyectos PMGD contenidos en las **Tabla 6-1** y **Tabla 6-2** (No se incluye el PMGD Las Codornices ya que su puesta en servicio es en el año 2019 y su operación esta sumergida en la demanda 2020). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Dia TR1 S/E San Carlos}} = 4,0 \text{ MW} - 24,2 \text{ MW} = -20,2$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR1 de la S/E San Carlos durante las horas de sol es mayor a la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 18,7 MVA.

Por todo lo anterior, se identifica la existencia de congestión en el transformador TR1 66/13,8 kV – 18,7 MVA de S/E San Carlos debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 20,2 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (31 MVA) de la línea 1x66 kV San Carlos – Cocharcas, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20,2 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

A pesar de lo anterior se identifica una condición de riesgo de saturación para la línea 1x66 kV Cocharcas-Monterrico, considerando un escenario de generación coincidente de los proyectos PMGD conectados a la S/E Hualte y S/E Cocharcas equivalentes a 18 MW sumados a los 20,2 MW provenientes de S/E San Carlos (ver Figura 6.2).

6.2 ANÁLISIS S/E COCHARCAS

La S/E Cocharcas se encuentra emplazada en la comuna de San Carlos, la cual pertenece a la Región del Ñuble. En la Figura 6.5, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 6.5 Vista aérea S/E San Cocharcas.

Actualmente la S/E Cocharcas posee tres transformador AT/MT: un transformador AT/MT perteneciente a Copelec de características 66/13,8 kV -12 MVA y dos transformadores de CGE S.A con características 66/15 kV 4,2 MVA y la otra unidad 66/13,8 kV -5 MVA. La **Figura 6.6** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

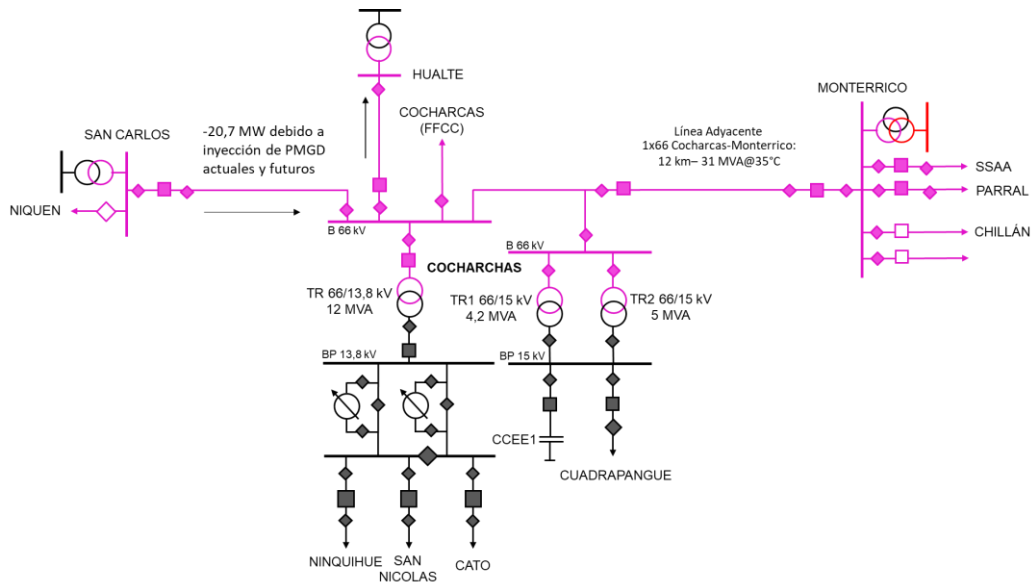


Figura 6.6. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Carlos.

6.2.1 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

La tabla 6-3 muestra los proyectos PMGD en operación e inyectando energía en la S/E Cocharcas.

Tabla 6-3: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E San Carlos.

Subestación	Transformador	Alimentador	PMGD	Capacidad Nominal	Tecnología	Fecha PES
Cocharcas	TR 66/13,8-12 MVA - Copelec	San Nicolas	Cocharcas	2,8	Fotovoltaica	jul-21
Cocharcas	TR 66/13,8-12 MVA - Copelec	San Nicolas	Las Lechuzas	3,0	Fotovoltaica	sept-19
Cocharcas	TR 66/13,8-12 MVA - Copelec	Niniquhue	Santa Ester	3,0	Fotovoltaica	jul-21
Cocharcas	TR 66/13,8-12 MVA - Copelec	Cato	Santa Rita	2,7	Fotovoltaica	abr-21
Cocharcas	T1 66/15 kV -4,2 MVA CGE	Río Ñuble	Dadincó	3,0	Fotovoltaica	jun-21

Importante hay que mencionar que a la fecha 30 de enero no se encuentran proyectos PMGD declarados en construcción contenidos en alguna resolución emitida por la CNE. Sin embargo, la empresa Copelec señala en su carta DE06638-21 la existencia de tres proyectos PMGD con ICC y que suman una potencia de 8,2 MW. De la tabla 6-3 podemos observar que el análisis de verificación de congestiones se realizara para el Transformador AT/MT de la empresa Copelec.

6.2.2 Análisis de Verificación de Congestión para TR 66/13,8 kV – 12 MVA S/E Cocharcas-Copelec.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación San Carlos.

6.2.2.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E San Carlos cuenta con el siguiente proyecto de expansión decretado (DE N°198/2019): “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas” que consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas, que actualmente posee un conductor CU 1/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 56 MVA a 35°C con sol.

6.2.2.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

6.2.2.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR 66/13,8 KV – 12 MVA S/E COCHARCAS -COPELEC

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

$\Sigma D_{minnoche}$ = Es la demanda mínima para el bloque horas noche del transformador en análisis.

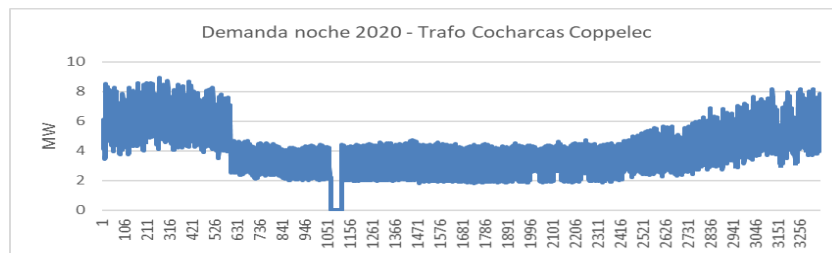


Figura 6.7. Potencia en transformador TR Cocharcas -Copelec – horas noche.

La demanda mínima considerada en el bloque noche en el transformador de esta subestación, corresponde a 2,0 MW. Esta subestación solo posee PMGD del tipo fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche \text{ TR_Cocharcas-Copelec}} = 2,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 2,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR 66/13,8 kV – 12 MVA S/E Cocharcas-Copelec.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

$\Sigma D_{\text{mín día}}$ = Es la demanda mínima del bloque horas día para el transformador en análisis.

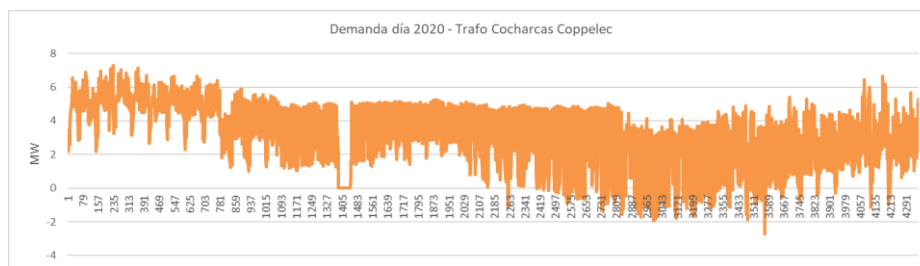


Figura 6.8. Potencia en transformador TR Cocharcas -Copelec – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo horas día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a -2,0 MW. Además, para la estimación de la potencia en el transformador de esta instalación se consideran los proyectos PMGD contenidos en la tabla 6-3 (no se considera la participación del PMGD Las Lechuzas debido a que su operación se encuentra sumergida en la demanda 2020). Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR1 S/E San Carlos}} = -2,0 \text{ MW} - 11,5 \text{ MW} = -13,5 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circula por el transformador TR 66/13,8 -12 MVA Copelec perteneciente a la S/E Cocharcas durante las horas de sol, es mayor a la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 12 MVA.

Por lo anterior, se identifica la existencia de congestión en el transformador TR 66/13,8 -12 MVA Copelec perteneciente a la S/E Cocharcas debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 13,5 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (31 MVA) de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 13,5 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

A pesar de lo anterior, si se considera la inyección de los proyectos PMGD de la S/E San Carlos (20,7 MW) que están aguas arriba de la S/E Cocharcas (ver Figura 6.5), se tiene una inversión de flujo de 33,5 MW que puede ocasionar la saturación de la línea mencionada anteriormente en un escenario adicional verano-día.

7. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR EEPA

7.1 ANÁLISIS S/E LA PINTANA

7.1.1 Entorno S/E La Pintana

La S/E La Pintana se encuentra emplazada en la comuna de Puente Alto, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. En la figura 7.1, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Figura 7.1 Vista aérea S/E La Pintana.

Actualmente S/E La Pintana posee 4 transformadores AT/MT con tensiones 110/12,5 kV, de los cuales 3 poseen una potencia de 25 MVA y el restante 20 MVA encontrándose este último en reserva. La figura 7.2 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

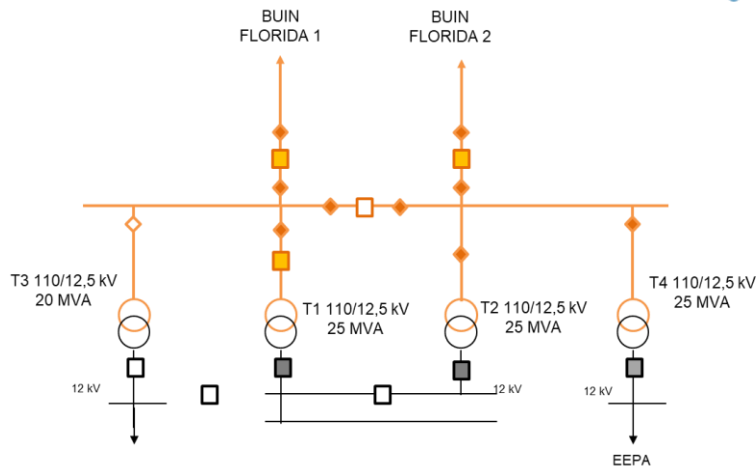


Figura 7.2. Diagrama Unilineal simplificado S/E La Pintana

7.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

La tabla 7-1 muestra los PMGD en operación informados por el grupo EEPA para esta subestación.

De acuerdo con los antecedentes presentados por EEPA, no se informan PMGD con ICC aprobado en esta subestación.

Tabla 7-1: Proyectos PMGD con ICC aprobados y punto de conexión a S/E San Carlos

<i>Subestación</i>	<i>Transformador</i>	<i>Alimentador</i>	<i>PMGD</i>	<i>Capacidad nominal [MW]</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Fecha PES</i>
La Pintana	T2	EL RODEO	PMGD "LOS BAJOS"	5.5 MW	Hidro	sept-19

7.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 110/12,5 kV – 25 MVA S/E La Pintana.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación La Pintana.

7.1.3.1 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 S/E la Pintana.

7.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

7.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR - S/E LA PINTANA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

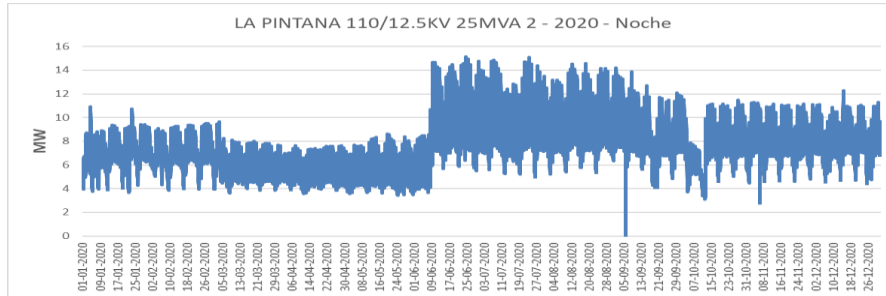


Figura 7.3. Potencia en transformador TR2 16 MVA S/E La Pintana – horas noche.

La demanda mínima considerada en el intervalo de noche en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 4,0 MW.

Esta subestación no posee PMGD operativos ni proyectados en este análisis. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario noche corresponde a:

$$P(TxZ)_{noche TR2 S/E La Pintana} = 4,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 4,0 \text{ MW}$$

La potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a la capacidad nominal del transformador TR2 de la S/E La Pintana.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con:

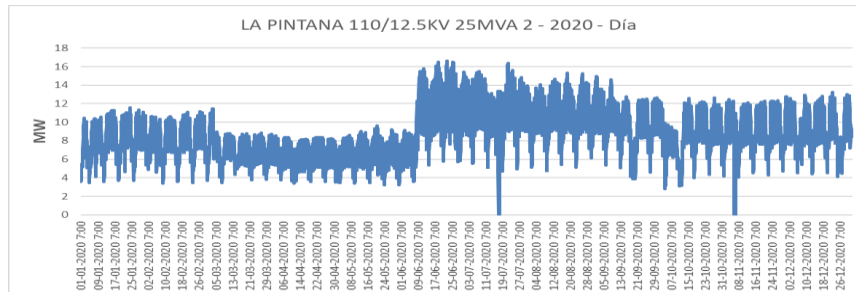


Figura 7.4. Potencia en transformador T2 - 25 MVA S/E La Pintana – horas día.

La demanda mínima considerada en el intervalo de día en el transformador TR2 de esta subestación, corresponde a 4,0 MW.

Esta subestación no posee PMGD operativos ni proyectados en este análisis. Por lo anterior, la potencia estimada que circulará por esta instalación en horario de día corresponde a:

$$P(TxZ)_{\text{Día TR2 S/E San Carlos}} = 4,0 \text{ MW} - 0 \text{ MW} = 4,0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR2 de S/E La Pintana durante las horas de sol es menor a la capacidad nominal de esta unidad correspondiente a 25 MVA.

Por todo lo anterior, no se identifica la existencia de congestión en el transformador TR2 110/12,5 kV – 25 MVA de S/E La Pintana debido a la inyección de PMGD.

8. ANÁLISIS DE TRANSFORMADORES OPERADOS POR ENGIE

8.1 ANÁLISIS S/E POZO ALMONTE

8.1.1 S/E Pozo Almonte entorno.

La S/E Pozo Almonte se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Tarapacá. En la ilustración 37, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación



Ilustración 37. Vista aérea S/E Quelentaro.

Actualmente la S/E Pozo Almonte posee dos transformadores AT/AT con nivel de tensión 220/110/13,8 kV, cuya capacidad en el terciario es de 25 MVA y un transformador AT/AT con características 110/66/13,8 KV de 30 MVA en su lado AT. Los clientes regulados de la zona se conectan a través del transformador TR3 de características 23/13,8 kV 12 MVA, el cual se conecta al terciario del transformador AT/AT TR2. La **Figura 3-56** muestra un diagrama simplificado de la S/E Pozo Almonte.

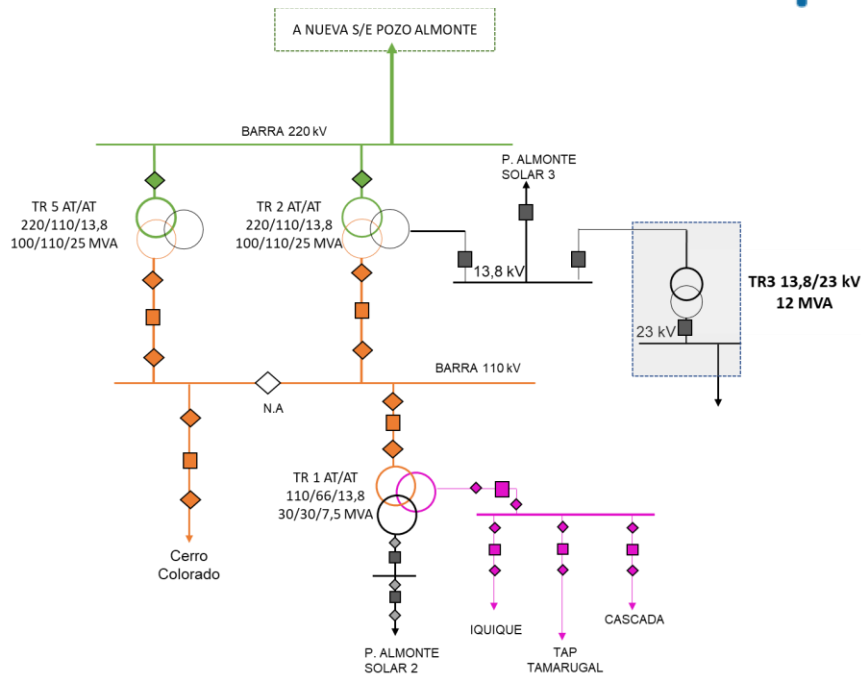


Figura 8-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Pozo Almonte y sistema de transmisión adyacente que la conecta.

8.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD que se encuentran conectados al transformador TR3 y en operación.

Tabla 8-1: Proyectos PMGD en Operación e inyectando energía a S/E Pozo Almonte.

NOMBRE	POTENCIA MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	TECNOLOGIA	RECURSOS	PES	TR asociado
PFV PAS1	9,0	Pampino	Pozo Almonte	Fotovoltaico	Fotovoltaico	04-11-2015	TR3
PFV Tamarugo	3,0	Pampino	Pozo Almonte	Fotovoltaico	Fotovoltaico	30-06-2021	TR3

Para esta instalación no se encuentran proyectos PMGD con ICC vigentes contenidas en alguna resolución que declara la puesta en servicio de instalaciones de generación emitidas por la CNE en el periodo junio 2021 a enero 2022.

8.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR3 23/13,8 kV – 12 MVA S/E Pozo Almonte.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Pozo Almonte.

8.1.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, se debe indicar que esta subestación cuenta con el proyecto de expansión “Ampliación en S/E Pozo Almonte” contenido en el Decreto exento N°198/2019. Este proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 110/23 kV de capacidad 30 MVA en la S/E Pozo Almonte con sus respectivos paños de conexión a las barras de alta y media tensión. Adicionalmente, el proyecto incluye el reemplazo del transformador existente 110/66/13,8 kV de

30/30/7,5 MVA, por un nuevo equipo de transformación con la misma cantidad de devanados y de, al menos, 90/90/7,5 MVA de capacidad.

8.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 2 de este informe.

8.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR3 23/13,8 KV – 12 MVA S/E POZO ALMONTE.

De acuerdo con lo establecido en la sección 2 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 2 de este informe.

- Nivel de Congestión Nocturno:

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

Con:

$\Sigma D_{min\ noche}$ = es la demanda mínima del bloque horas noche asociada al transformador en análisis.

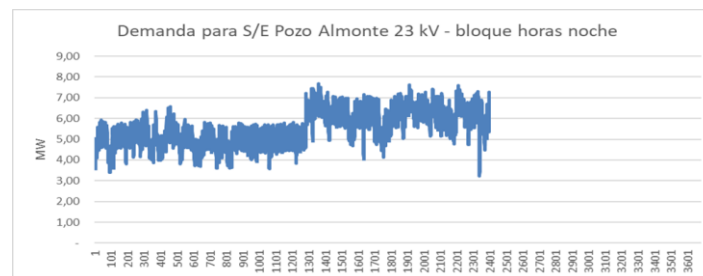


Figura 8-2. Potencia en transformador TR1 de S/E Pozo Almonte – Bloque horas noche.

De la Figura 8-2, se obtiene que la demanda mínima del transformador TR3 corresponde al valor de 3 MW, la evaluación se realiza considerando la no existencia de PMGD que operan por medio de una fuente de energía primaria distinta a la solar, por lo tanto, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Pozo Almonte, en horario noche es de:

$$P(TxZ)_{noche\ TR2} = 3\ MW = 3\ MW$$

De esta manera la potencia que circula por la instalación en horas sin sol es menor a los 12 MVA de capacidad nominal del transformador TR3 de S/E Pozo Almonte.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

Con: ΣD_{mindia} = es la demanda mínima promedio del bloque horas día asociada al transformador en análisis.

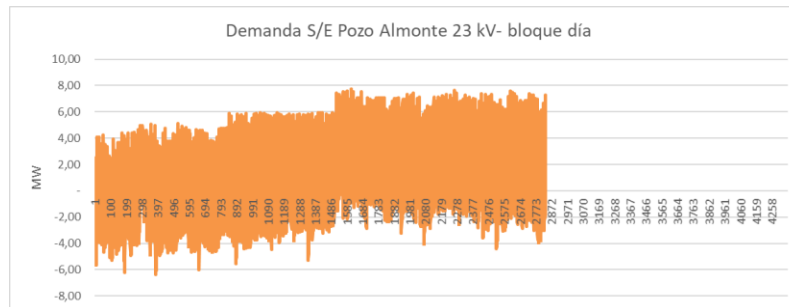


Figura 8-3. Potencia en transformador TR1 -S/E Pozo Almonte – Bloques horas día

De la **Figura 8-3** podemos determinar que la demanda mínima promedio correspondiente a las horas día es de -6 MW para el transformador TR3 esta subestación. Los proyectos PMGD que deben ser considerados son los contenidos en la **Tabla 8-1**, tal que su puesta en servicio sea a partir del segundo semestre 2020, siempre y cuando su efecto no se aprecie en la demanda 2020 con el fin de no duplicar su efecto. Por lo anterior la estimación de potencia que circulará por el terciario del transformador de la S/E Pozo Almonte corresponden a:

$$P(TxZ)_{Dia TR2 i} = -6,0 \text{ MW} - 3,0 \text{ MW} = -9.0 \text{ MW}$$

De esta manera, la potencia que circulara por el transformador TR3 de la Pozo Almonte durante las horas de sol, es menor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 2.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente al transformador analizado, para este caso la instalación adyacente corresponde al terciario del transformador AT/AT TR2 de S/E Pozo Almonte. De esta manera se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador TR3 no genera la saturación del terciario del transformador AT/AT 220/110/13,8 kV – de potencia 25 MVA.

9. 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 con 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.

10. CONCLUSIONES.

La actualización del informe “Estudio de verificación de Congestionamientos por inyección de PMGD noviembre 2021” determinar la existencia de congestiones en las siguientes instalaciones de transmisión zonal:

Tabla 10-1: Instalaciones que presentan congestión. Actualización a Informe publicado en noviembre 2021.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión
Chacahuín	TR2 66/15 kV -30 MVA	1x66 kV Chacahuín - Linares	NO	SI	Aumento de Capacidad Ltx 1x66 kV Chacahuín-Linares	293/2018 Desierto en dos procesos licitatorios
Chimbarongo	(TR1 // TR2) 66/15 kV -9 MVA	1x66 kV San Fernando - Chimbarongo	SI	NO	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno	ITP 2021
La Manga	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV La Manga - Tap Nihue	SI	NO	Aumento de Capacidad en S/E La Manga	Ejecución obligatoria 13° Transitorio
La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Talca - La Palma	SI	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno)	Ampliación SE La Palma	DE 418/2017
Mandiga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	1x66 Las Arañas - Mandinga	SI	NO	Ampliación en S/E Mandinga	DE198/2019
Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Nancagua - Placilla	SI	NO	Ampliación en S/E Nancagua	Ejecución obligatoria 13° Transitorio
Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	1x66 kV San Javier - Nirivilo	NO	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua)	Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV	DE 418/2017
Ovalle	TR1 66/23 kV-25 MVA; TR2 66/23 kV - 30MVA	(TR1//TR2) 110/69/23 kV -60 MVA	SI	NO	Ampliación SE Ovalle	DE198/2019
Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	1x66 kV Panguilemo- Talca	SI	SI	NO	

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión
Santa Elvira	(TR1//TR2) 66/15 kV -25 MVA	1x66 kV Santa Elvira -Tap El Nevado	NO	SI (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)	DE 171/2020
Ranguilí	(TR1 //TR2) 66/13,2 kV - 5,2 MVA	1x66 kV Ranguilí - Hualañé	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua)	No	
Alcones	TR2 66/23 kV 15 MVA	1x66 kV Alcones - Marchigue	SI	NO	Ampliación SE Alcones	DE 418/2017
Vallenar	(TR1//TR2) 110/13,8 kV -10 MVA	1x110 kV Vallenar-Tap El Edén -Maitencillo	SI	NO	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	DE 185/2020
Combarbalá	(TR1//TR2) 66/13,8 kV-2,6 MVA; TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	1x66 kV Combarbalá - Los Espinos -Illapel	SI	NO	Ampliación SE Combarbalá	DE 418/2017
Santa Rosa	66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV El Peumo - Santa Rosa	SI	NO	No	
El Avellano	(TR1// TR2) 66/23 kV - 11 MVA	1x66 kV Los Ángeles - El Avellano	SI	NO	Ampliación SE El Avellano	DE 418/2017
Negrete	TR1 66/23 kV – 16 MVA	1x66 kV Negrete- PE Buenos Aires - Los Ángeles	SI	SI	Ampliación en S/E Negrete	DE 293/2017
Cabrero	TR1 66/13,8 kV-16 MVA; TR2 66/23 kV-16 MVA	1x66 kV Cabrero - Charrúa	SI	NO	No	
San Rafael	TR1 110/12 kV - 25 MVA	Cto1. 110 kV Tap San Rafael - San Rafael	No	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Nueva S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	DE 418/2017
San Carlos	TR1 66/13,8 kV – 18,7 MVA	1x66 kV San Carlos – Cocharcas	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua))	Ampliación SE San Carlos	DE 418/2017
Cocharcas	TR 66/13,8 kV - 12 MVA Copelec	1x66 kV Monterrico – Cocharcas	SI	SI (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	DE 198/2019