

## 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

---

Mayo de 2022

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

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

### REVISORES

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

### AUTORES

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

**CONTENIDO**

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>5</b>
<b>1. METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL INFORME</b>	<b>9</b>
1.1 ANTECEDENTES	9
1.2 PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACIÓN ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.	15
<b>2. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADOS POR EMPRESA CGE S.A</b>	<b>18</b>
2.1 ANALISIS S/E ALCONES	18
2.2 ANALISIS S/E BOLLENAR	21
2.3 ANALISIS S/E CABILDO	24
2.4 ANALISIS S/E CALAMA	28
2.5 ANALISIS S/E CHACAHUÍN	32
2.6 ANALISIS S/E CHIMBARONGO	35
2.7 ANALISIS S/E COMBARBALÁ	39
2.8 ANALISIS S/E TAP OFF DOLORES	42
2.9 ANALISIS S/E EL MAITÉN	44
2.10 ANALISIS S/E EL MANZANO CGE	48
2.11 ANALISIS S/E EL SALADO	52
2.12 ANALISIS S/E HERNÁN FUENTES	54
2.13 ANALISIS S/E ILLAPEL	57
2.14 ANALISIS S/E ITAHUE	61
2.15 ANALISIS S/E LA MANGA	63
2.16 ANALISIS S/E LA PALMA	66
2.17 ANALISIS S/E LEYDA	70
2.18 ANALISIS S/E LIHUEIMO	73
2.19 ANALISIS S/E MANDINGA	77
2.20 ANALISIS S/E MONTE PATRIA	80
2.21 ANALISIS S/E NANCAGUA	83
2.22 ANALISIS S/E NIRIVILO	86
2.23 ANALISIS S/E OVALLE	90
2.24 ANALISIS S/E PANGUILEMO	94
2.25 ANALISIS S/E POZO ALMONTE	97
2.26 ANALISIS S/E PUNITAQUI	100
2.27 ANALISIS S/E QUERO	103
2.28 ANALISIS S/E QUIANI	106
2.29 ANALISIS S/E QUINQUIMO	110
2.30 ANALISIS S/E RANGUILI	113
2.31 ANALISIS S/E RENGO	116
2.32 ANALISIS S/E SAN CARLOS	119
2.33 ANALISIS S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	123

<b>2.34 ANALISIS S/E SANTA ELVIRA</b>	<b>127</b>
<b>2.35 ANALISIS S/E SANTA ROSA</b>	<b>130</b>
<b>2.36 ANALISIS S/E VALLENAR</b>	<b>133</b>
<b>2.37 ANALISIS S/E VICUÑA</b>	<b>137</b>
<b><u>3. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR EL GRUPO CHILQUINTA ENERGÍA.</u></b>	<b>140</b>
<b>3.1 ANALISIS S/E EL MELÓN</b>	<b>140</b>
<b>3.2 ANALISIS S/E EL TOTORAL (LITORAL)</b>	<b>143</b>
<b><u>4. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR ENEL DISTRIBUCIÓN.</u></b>	<b>146</b>
<b>4.1 ANALISIS S/E MALLOCO</b>	<b>146</b>
<b><u>5. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR COPELEC.</u></b>	<b>150</b>
<b>5.1 ANALISIS S/E COCHARCAS</b>	<b>150</b>
<b><u>6. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADOS POR EL GRUPO SAESA (FRONTEL, ELECTRICA DE OSORNO, SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD).</u></b>	<b>154</b>
<b>6.1 ANALISIS S/E NEGRETE</b>	<b>154</b>
<b>6.2 ANALISIS S/E CABRERO</b>	<b>157</b>
<b>6.3 ANALISIS S/E LAUTARO</b>	<b>161</b>
<b><u>7. TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.</u></b>	<b>166</b>
<b><u>8. CONCLUSIONES.</u></b>	<b>167</b>

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe se realiza en cumplimiento de lo establecido en 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 5 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.

Este informe se desarrolla en base a la información y comentarios entregados por las empresas distribuidoras como respuesta a la carta DE01721-22, enviada por el Coordinador el 20 de abril del 2022. En esta ocasión dieron respuesta las empresas:

- Casablanca mediante la carta DE02317-22 de fecha 02/05/2022
- CGE S.A mediante la carta DE02337-22 de fecha 23/04/2022
- Chilquinta Energía respuesta recibida mediante correo enviado el 29/04/2022
- Coopelec mediante la carta DE02299-22 de fecha 02/05/2022
- Enel Distribución mediante la carta DE02288-22 de fecha 02/05/2022
- Frontel mediante la carta DE02305-22 de fecha 02/05/2022
- Litoral mediante la carta DE02297-22 de fecha 02/05/2022
- Luz Osorno mediante la carta DE02304-22 de fecha 02/05/2022
- Saesa mediante la carta DE02306-22 de fecha 02/05/2022

De esta manera el presente informe “Estudio de verificación de Congestiones por inyección de PMGD Mayo 2022” determina la existencia de congestiones<sup>1</sup> en las siguientes 46 instalaciones de transmisión zonal, de un total de 104 instalaciones informadas por las empresas distribuidoras.

**Tabla 1: Instalaciones que presentan congestión. Mayo 2022.**

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
Alcones	TR1 66/23 kV	1x66 kV Marchigue - Alcones	SI	NO	Ampliación en SE Alcones (en operación desde mar-21)	DE 418/2017
Bollenar	TR1 110/13,8 kV - 30 MVA	1x110 kV Bollenar - Tap off Alto Melipilla	SI	NO	NO	NO
Cabildo	TR1 110/23 kV - 30 MVA	1x110 kV Quinquimo - Cabildo	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua 1x110 kV Choapa-	NO	NO

<sup>1</sup> Se verifica congestiones en los transformadores AT/MT y líneas adyacentes de las subestaciones informadas, así como también se establece posibles escenarios de congestión debido al aporte de centrales y PMGD del entorno de la instalación en análisis.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
				Quinquimo) (ver sección 2.3.4)		
Calama	TR1 110/23 kV – 33 MVA	Terciario AUT N°5 220/110/23 kV – 30 MVA	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 2.4.4)	Ampliación S/E Calama (en operación desde nov-21)	NO
Chacahuín	TR2 66/15 kV -30 MVA	1x66 kV Chacahuín - Linares	SI	SI	Aumento de Capacidad Ltx 1x66 kV Chacahuín-Linares	DE 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
Cocharcas	TR1 66/13,8 kV – 12 MVA	1x66 kV Monterrico - Cocharcas	NO	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.10.3.4)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	DE 198/2019
Colbún	TSSAA 220/13,8 kV – 10 MVA	Sección de barra (5-6) 220 kV S/E Colbún	SI <sup>2</sup>	NO	NO	NO
Combarbalá	TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	1x66 kV Illapel - Combarbalá	SI	NO	Ampliación en SE Combarbalá (en operación desde jul-2020)	NO
Tap Off Dolores	TR1 110/24 kV - 2,8 MVA	1x110 kV Tap off Dolores – Pozo Almonte	SI	NO	NO	NO
El Manzano CGE	(TR1// TR2) 66/15 kV – (6,67 MVA - 4 MVA)	1x66 kV Las Cabras – El Manzano	SI	Si	Ampliación S/E El Manzano Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	DE 293/2018 desierto en 2 licitaciones DE 198/2019 desierto en 2 licitaciones
El Salado	TR1 110/23 kV – 15 MVA	1x110 kV Diego de Almagro – El Salado	SI	NO	NO	NO
Illapel	TR2 110/23 kV -30 MVA	1x110 kV Choapa – Illapel	SI	NO	NO	NO
Itahue	TR3 66/12 kV -5,2 MVA	TR1 154/66 kV - 100 MVA - T2 154/66 kV -56 MVA	SI	NO	NO	NO
La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Talca - La Palma	SI	Si (debido a aporte de inyección	Ampliación SE La Palma	DE 418/2017

<sup>2</sup> Congestionamiento de acuerdo con lo presentado por Colbún S.A en anexo de carta DE01393-22 recibida el 16/03/2022.

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
				de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.16.3.4)		
Leyda	TR1 110/13,8 kV – 12,5 MVA	1x110 kV Alto Melipilla Leyda	SI	NO	NO	NO
Lihueimo	TR3 66/13,8 kV – 12,5 MVA	1x66 Marchigue - Lihueimo	SI	NO	Ampliación en S/E Lihueimo (PES)	DE 198/2019
Mandinga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	1x66 Las Arañas - Mandinga	SI	NO	Ampliación en S/E Mandinga	DE 198/2019
Monte Patria	TR1 66/13,8 kV - 10 MVA	2x66 kV Ovalle - Monte Patria	SI	SI (en condición N-1)		
Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Nancagua - Placilla	SI	NO	Nueva S/E Puquillay	Ejecución obligatoria – Res. Exenta N° 468/2020
Negrete	TR1 66/23 kV – 16MVA	1x66 kV PE Buenos Aires – Negrete	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 6.1.3.4)	Ampliación S/E Negrete	DE 293/2018 y DE 198/2019
Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	1x66 kV San Javier - Nirivilo	NO	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua) (ver sección 2.22.3.4)	Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV	DE 418/2017
Ovalle	TR1 66/15 kV - 30 MVA	TR3 - TR4 110/66 kV - 60 MVA	SI	NO	Ampliación SE Ovalle	DE 198/2019
Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	1x66 kV Panguilemo- Talca	SI	NO (pero aportes de proyectos PMGD del entorno pueden saturar la línea) (ver sección 2.24.3.4)	NO	NO
Pozo Almonte	AT3 23/13,8 kV – 12 MVA	Terciario AT 220/110/13,8 kV - 25 MVA	SI	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno (ver sección 2.25.3.4)	NO	NO
Punitaqui	TR1 66/13,2 kV - 20 MVA	1x66 kV Ovalle – Punitaqui	SI	SI	NO	NO
Quereo	TR1 110/23 kV – 13 MVA	1x110 kV Choapa – Quereo	SI	NO	NO	NO
Quiani	TR1//TR2 66/13,8 kV - 5,6x2 MVA	1x66 kV Parinacota - Quiani	SI	SI	NO	NO
Quinquimo	TR1 110/23 kV – 20 MVA	1x110 kV Choapa – Quinquimo	NO	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.29.3.4)	Nueva S/E La Ligua	DE 229/2021
San Carlos	TR1 66/13,8 kV – 18,7 MVA	1x66 kV San Carlos – Cocharcas	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de	Ampliación SE San Carlos	DE 418/2017

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
				línea contigua 1x66 kV Cocharcas - Hualte) (ver sección 2.32.3.3)		
San Vicente de Tagua Tagua	TR2 66/15 kV – 25 MVA	1x66 kV San Fernando – La Ronda – Sn Vicente de TT	NO	NO (pero proyectos PMGD de S/E La Ronda pueden generar saturación) (ver sección 2.33.3.4)	Nueva Subestación Fuentecilla	Ejecución obligatoria – Res. Exenta N° 467 de 2020
Santa Elvira	TR1 - TR2 66/15 kV – 25 MVA	1x66 Tap El Nevado- Santa Elvira	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 2.34.3.4)	Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)	DE 171/2020
Santa Rosa CGE	66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV El Peumo - Santa Rosa	SI	NO	NO	NO
Vallenar	(TR1//TR2) 110/13,8 kV -10 MVA	1x110 kV Vallenar-Tap El Edén - Maitencillo	SI	SI	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	DE 185/2020
Malloco	TR1 110/12 kV - 22,4 MVA	1x110 kV San Bernardo - Malloco	SI	NO	NO	NO
Cabrero	TR2 66/23 kV - 16 MVA	1x66 kV Cabrero – Charrúa	SI	NO	NO	NO
Lautaro	TR1 66/13,2 kV – 10 MVA	1x66 kV Victoria – Lautaro	SI	NO	SI	DE 418/2017

Finalmente se debe indicar que este informe se hace cargo de la metodología e indicaciones de los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD<sup>3</sup>, 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 un comentario si en el entorno de las instalaciones a realizar la verificación de congestión, se encuentran proyectos PMGD y centrales mayores a 9 MW.

<sup>3</sup> 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. METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL INFORME**

### **1.1 ANTECEDENTES**

Para la elaboración del informe de mayo 2022, se considera la información y comentarios entregados por las empresas distribuidoras como respuesta a la carta DE01721-22 enviada por el Coordinador el 20 de abril del 2022. A continuación, se muestran las empresas que dieron contestación a la comunicación del Coordinador:

- Casablanca mediante la carta DE02317-22 de fecha 02/05/2022
- CGE S.A mediante la carta DE02337-22 de fecha 23/04/2022
- Chilquinta Energía respuesta recibida mediante correo enviado el 29/04/2022
- Coopelec mediante la carta DE02299-22 de fecha 02/05/2022
- Enel Distribución mediante la carta DE02288-22 de fecha 02/05/2022
- Frontel mediante la carta DE02305-22 de fecha 02/05/2022
- Litoral mediante la carta DE02297-22 de fecha 02/05/2022
- Luz Osorno mediante la carta DE02304-22 de fecha 02/05/2022
- Saesa mediante la carta DE02306-22 de fecha 02/05/2022

Considerando lo anterior, más lo indicado en los artículos 2-14 y -2-25 de la NTCO de PMGD de Julio de 2019, el Coordinador verificará congestión de instalaciones de transmisión zonal en caso de determinarse flujo inverso en las instalaciones informadas por las empresas distribuidoras y, en el caso de establecerse una congestión, la NTCO de PMGD indica que se deben instruir restricciones a la generación de PMGD.

A continuación, la Tabla 2 muestra las subestaciones informadas por las empresas distribuidoras como respuesta a la carta DE01721-22 enviada por el Coordinador el 20 de abril del 2022. Esta tabla incluye los proyectos PMGD con ICC vigente (informados por las empresas), así como los proyectos PMGD con declaración en construcción con fecha a abril 2022. Finalmente se debe indicar que se incluye una columna que indica el flujo por el transformador considerando solo el aporte por proyectos PMGD (no incluye la demanda por el equipo). Se ratificará una posible congestión en aquellos casos donde el transformador de la subestación presente inversión de flujo y se analizará la instalación adyacente de acuerdo con lo establecido en las secciones 1.2.

**Tabla 1-1: Instalaciones a verificar congestión por inyección de PMGD**

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW <sup>4</sup> (1)-[(2)+(4)]
CGE	Alameda	TR2 66/15 kV 25MVA	25		-	33	4	15	2	10
CGE	Alcones	TR2 66/23 kV 15 MVA	15	-	-	21	3	9	1	6
CGE	Alhué	TR1 66/23 kV - 20 MVA	20	10	2	24	6	3	1	7
ENEL	Batuco	TR1 110/12 kV - 37,5 MVA	37,5	4	2	1	2	27	3	7
CGE	Bollenar	TR1 110/13,2 -20 MVA	30	23	6	21	6	12	2	-5
CGE	Cabildo	TR1 110/25 kV 30MVA	30	30	8	33	7	24	4	-24
Grupo SAESA	Cabrero	TR1 66/13,8 kV-16 MVA	16	-	-	-	-	-	-	16
Grupo SAESA	Cabrero	TR2 66/23 kV-16 MVA	16	22	4	36	6	9	1	-15
CGE	Calama	TR1 110/23 kV 33 MVA	33	27	3	21	3	9	1	-3
CGE	Calama	TR2 110/23 kV 33 MVA	33	9	1	9	1	-	-	24
CGE	Caldera	TR1 110/23 kV 12 MVA	12	-	-	27	3	9	1	3
Grupo Chilquinta	Catemu	TR2 44/12 kV - 16 MVA	16	12	5	11	2	3	1	1
CGE	Cauquenes	TR3 66/13,8 kV - 12 MVA	12	-	-	44	9	6	2	6
CGE	Cerrillos	TR1 110/23 kV - 30 MVA	30	3	1	35	6	11	2	16
ENEL	Chacabuco	TR3 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	3	2	0	1	50
ENEL	Chacabuco	TR1 110/12 kV - 50 MVA	50					0	1	50
CGE	Chacahuín	TR2 66/15 kV -30 MVA	30	36	4	30	6	12	2	-18
CGE	Chillán	TR1 66/15 kV 25 MVA	25	-	-	-	-	9	1	16
CGE	Chillán	TR2 66/15 kV 25 MVA	30	12	2	-	-	5	1	12
COPELEC	Chillán	TR4 66/13,8 - 30 MVA	30	12	2	8	3	-	-	18
CGE	Chimbarongo	TR1 66/15 kV -9 MVA	9	9	1	9	1	-	-	-
CGE	Chimbarongo	TR2 66/15 kV -9 MVA	9	6	2	9	1	9	1	-6

<sup>4</sup> Esta columna indica el flujo por el transformador, considerando solo el aporte por proyectos PMGD. No se considera la demanda por el equipo.

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW <sup>4</sup> (1) -[(2)+(4)]
Grupo SAESA	Cholguán	TR1 220/23 kV - 50 MVA	50	-	-	69	10	18	3	32
COPELEC	Cocharcas	TR 66/13,8 kV - 12 MVA Copelec	12	9	3	11	4	3	1	-
CGE	Colbún	T-SSAA 230/13,8 kV - 10 MVA	10	-	-	9	1	9	1	1
CGE	Colchagua	TR2 66/15 kV - 18,7 MVA	18,7	6	3	18	4	9	1	4
CGE	Combarbalá	(TR1//TR2) 66/13,8 kV-2,6 MVA	5,2	4	2	-	-	-	-	1
CGE	Combarbalá	TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	5	3	1	3	1	3	1	-1
CGE	Constitución	TR3 66/25 -13,2 kV - 30 MVA	30	17	4	19	3	9	1	4
CGE	Curicó	TR1 66/13,2 kV - 25 MVA	25	3	1	18	2	-	-	22
CGE	Curicó	TR3A//TR3B 66/13,2 kV - 6,25/5,2 MVA	11,45	3	2	69	9	6	2	2
CGE	Curicó	TR2 66/15,3 - 30 MVA	30	0	1	42	6	9	1	21
CGE	Curicó	TR5 66/25-15 kV - 30 MVA	30	-	-	9	1	9	1	21
CGE	Dolores	TR1 110/24 kV - 2,8 MVA	2,8	-	-	9	1	9	1	-6
CGE	Duqueco	TR1 66/23 kV - 30 MVA	30	5	2	32	6	18	2	7
Grupo SAESA	Duqueco	TR1 66/23 kV - 30 MVA	30	5	2	32	6	18	2	7
CGE	El Avellano	(TR1// TR2)[7] 66/23 kV - 10/11 MVA	21	5	2	27	4	15	2	2
CGE	El Maitén	TR1 66/13,8 kV - 10 MVA	10	6	2	10	3	4	1	-
CGE	El Manzano CGE	TR1//TR2 66/15 kV - 6,67/4 MVA	10,67	16	4	12	2	9	1	-14
ENEL	El Manzano Enel	TR1 110/23 kV - 20 MVA	20	9	2	-	-	9	2	2
ENEL	El Manzano Enel	TR2 110/23 kV - 20 MVA	20	4	2	-	-	10	2	6
Grupo Chilquinta	El Melón	TR2 44/12 kV - 8 MVA	8	-	-	12	2	9	1	-1
CGE	El Salado	TR1 110/24 kV - 15 MVA	15	9	1	6	1	6	1	-
Grupo Chilquinta	El Totoral	TR1 66/12 kV - 8 MVA	8	3	1	9	1	9	1	-4
CGE	Hernán Fuentes	TR1 110/23 kV - 20 MVA	20	18	2	11	3	3	1	-1

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW <sup>4</sup> (1)-[(2)+(4)]
CGE	Hospital	TR1 66/12 kV - 18,7 MVA	18,7	-	-	29	4	17	2	2
CGE	Illapel	TR2 110/24 kV - 13 MVA	13	18	6	9	3	3	1	-8
CGE	Isla de Maipo	TR1 66/12 kV - 25 MVA	25	21	3	16	5	3	1	1
CGE	Isla de Maipo	TR3 66/23 kV - 30 MVA	30	-	-	36	4	9	1	21
CGE	Itahue	TR3 66/13,8 kV - 6,25 MVA	6,25	3	1	6	1	6	1	-3
CGE	La Manga	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	10	17	4	21	6	6	2	-13
CGE	La Negra	TR1 110/23 kV - 20 MVA	20	-	-	27	3	9	1	11
CGE	La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	10	18	3	19	4	10	3	-18
CGE	La Ronda	TR1 66/15 kV - 13,3 MVA	13,3	-	-	9	2	6	1	7
CGE	La Vega <sup>5</sup>	TR1 66/23 kV - 10 MVA	10	6	2	6	2	3	1	1
Grupo SAESA	Lautaro	TR1 66/24-14,4 kV - 10 MVA	10	9	2	18	2	9	1	-8
CGE	Leyda	TR1 110/12,5 kV - 12,5 MVA	12,5	9	3	15	3	6	2	-2
CGE	Licanten	TR1 66/23 kV - 10 MVA	10	-	-	15	3	6	2	4
CGE	Lihueimo	TR3 66/13,8 kV - 12,5 MVA	12,5	9	3	9	3	6	1	-2
ENEL	Lo Boza	TR3 110/12 kV - 50 MVA	50	17	1	-	-	15	2	18
CGE	Loreto	TR1 66/15 kV - 10,5 MVA	10,5	3	1	18	4	3	1	5
CGE	Los Angeles	TR1 66/23 kV-25 MVA	25	-	-	35	5	18	2	7
CGE	Los Angeles	TR2 66/23 kV - 30MVA	30	-	-	3	1	3	1	27
Grupo SAESA	Los Sauces	TR1 66/23 kV - 16 MVA	16	6	2	12	4	9	3	1
ENEL	Macul	TR3 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	-	-	1	1	50
CGE	Mallico	TR1 110/12 kV - 22,5 MVA	22,5	12	2	55	8	21	3	-10
CGE	Mallico	TR3 110/23 kV 37,5 MVA	37,5	3	1	15	2	6	1	29
CGE	Mandinga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	8	9	3	12	2	9	1	-10

<sup>5</sup> A la fecha de emisión de este informe CGE S.A no ha informado el ID del equipo Cooper Power VR-32 de 100 Amperes

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW <sup>4</sup> (1)-[(2)+(4)]
CGE	Monte patria	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	10	23	3	12	4	3	1	-16
Grupo SAESA	Nahuelbuta	TR1 66/13,2 - 16 MVA	16	-	-	24	4	3	1	13
CGE	Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	10	13	2	6	2	3	1	-6
Grupo SAESA	Negrete	TR1 66/23 kV - 16 MVA	16	13	4	23	6	6	2	-2
CGE	Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	5,2	3	1	3	1	3	1	-1
CGE	Ovalle	TR1 66/23 kV-25 MVA	25	30	8	68	9	30	4	-34
CGE	Ovalle	TR2 66/23 kV - 30MVA	30	9	2	15	2	18	2	3
ENEL	Pajaritos	TR1 110/12 kV - 50 MVA	50	3	1	18	2	2	1	45
CGE	Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	9	9	2	3	1	3	1	-3
CGE	Paniahue	TR1 66/24 -13,8 kV - 20 MVA	20	7	1	18	4	6	2	7
Grupo SAESA	Pichirropulli	TR2 66/23 kV - 10 MVA	10	4	4	14	3	-	-	7
CGE	Pozo Almonte	AUTR N°3 - 13,8/23 kV - 12 MVA	12	12	2	21	3	9	1	-9
CGE	Pukara	TR1 66/13,8 kV - 21 MVA	21	-	-	21	3	9	1	12
CGE	Punitaqui	TR1 66/13,2 kV - 20 MVA	20	12	3	36	4	18	2	-10
CGE	Quelentaro	Terciario 220/110/13,8 kV - 30 MVA	30	14	3	18	2	-	-	16
CGE	Quereo	TR1 66/23 kV - 13 MVA	13	11	4	30	4	18	2	-16
CGE	Quiani	TR1//TR2 66/13,8 kV - 5,6 MVA	11,2	-	-	30	4	21	3	-10
CGE	Quinquimo	TR1 110/23 kV - 20 MVA	20	12	4	30	4	9	1	-1
CGE	Quirihue	TR1 66/33/23 kV - 10 MVA	10	6	1	3	1	3	1	1
CGE	Ranguili	TR1 66/13,8 kV//TR2 66/13,2 kV-5,2//5 MVA	10,2	8	2	12	2	3	1	-1
CGE	Rauquén	TR1 66/13,2 kV - 25 MVA	25	9	1	12	2	3	1	13
CGE	Rauquén	TR2 66/13,2 kV - 30 MVA	30	18	2	9	1	-	-	12
CGE	Rengo	TR2 66/15.3KV -30 MVA	30	14	3	33	5	18	2	-2
CGE	Salamanca	(TR1 // TR2)[3] 110/23 kV-10MVA	10	6	2	21	3	3	1	1

EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW <sup>4</sup> (1)-[(2)+(4)]
CGE -COPELEC	San Carlos_CGE	TR1 66/13,8 kV - 18,7 MVA	18,7	18	4	24	4	9	1	-10
CGE	San Francisco de Mostazal	TR2 69/15,3 kV - 30 MVA	30	12	2	18	4	9	1	9
ENEL	San Joaquin	TR3 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	-	-	3	1	47
CGE	San Vicente de Tagua Tagua	TR2 66/14,8 kV - 25 MVA	25	32	5	27	7	6	2	-12
CGE	Santa Elvira	(TR1//TR2)[4] 66/15 kV -25 MVA	25	12	2	48	7	18	2	-5
CGE	Santa Rosa	66/23 kV - 20 MVA	20	21	4	15	5	3	1	-4
CGE	Talca	TR2 66/25-15 kV - 30 MVA	30	-	-	56	9	9	1	21
CGE	Tuniche	TR1 66/15 kV - 30 MVA	30	11	2	33	5	18	2	1
CGE	Uribe	110/23 kV - 21 MVA	21	-	-	18	2	18	2	3
CGE	Vallenar	(TR1//TR2)[5] 110/13,8 kV -10 MVA	20	9	1	27	3	18	2	-7
CGE	Vicuña	110/23 kV - 24 MVA	24	15	5	29	6	9	1	-
ENEL	Vitacura	TR2 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	12	2	1	2	49

## 1.2 PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CONGESTIONES EN INSTALACIÓN ZONAL POR INYECCIÓN DE PMGD.

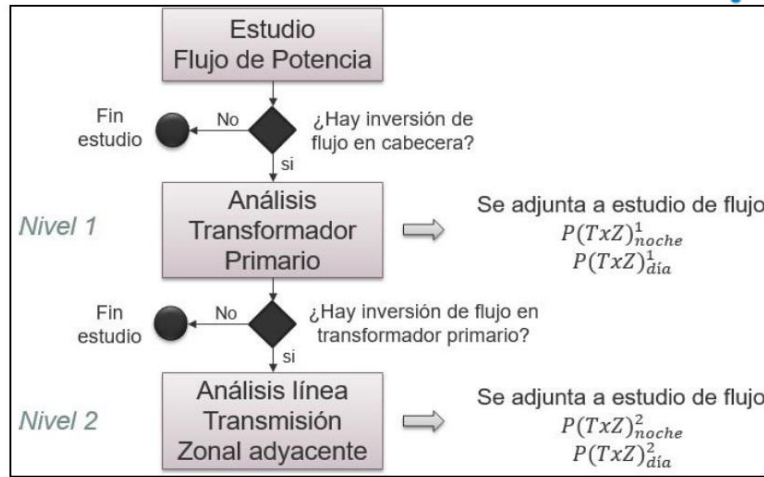
### 1.2.1 Consideraciones que cumplir PMGD en análisis.

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: se tendrán presente los proyectos en construcción (proyectos que afecten a las instalaciones zonales en análisis), contenidos en la Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida con plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos” por parte del Coordinador.
2. Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia: se 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 2021 correspondiente a cada transformador, la medida de los transformadores considera la operación de los PMGD conectados a estos elementos.
3. Grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte considerando como fecha estimada de conexión de los PMGD la incluida en su declaración en construcción: se considerarán los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en la Resolución Exenta, que “Declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción”, emitida con plazo previo de un mes a la publicación del “Informe de Verificación de Congestionamientos” por parte del Coordinador.

### 1.2.2 PROCEDIMIENTO GENERAL

Teniendo presente la sección anterior, si de la aplicación de los puntos 1,2,3 de la sección 1.2 al set de proyectos informados por las empresas queda un conjunto de 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 1-1. 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:

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

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

Donde:

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

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



$\sum D_{\min \text{DÍA}}$  = 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.

$\sum \text{PMGD}$  = 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  $\sum D_{\min \text{-noche}}$  y  $\sum D_{\min \text{-día}}$  se considerará la demanda del año 2021 en condición de operación normal, se establecerán los bloques día y noche de acuerdo a lo estipulado en la tabla 1 contenida en el artículo 2-19 de la NTCO de PMGD julio 2019. Los valores de demanda mínima tanto para los bloques día y noche se considerarán como el percentil 0,1 del vector horario de la demanda 2021.

Para el caso de los subíndices,  $\sum \text{PMGD}_{\text{NS}}$ ,  $\sum \text{PMGD}_{\text{SCA}}$  y  $\sum \text{PMGD}$  se considerarán los PMGD en operación y los PMGD que se encuentren contenidos en alguna declaración en construcción emitida por la CNE hasta el periodo abril 2022.

De esta manera y siguiendo las fórmulas descritas anteriormente, el Coordinador revisará el nivel de congestión para las instalaciones contenidas en la Tabla 1-1 y que muestren un flujo inverso debido a la inyección de PMGD versus la capacidad nominal de los transformadores informados.

Se debe mencionar que para el análisis de congestión de las líneas adyacente a este conjunto de instalaciones se considerará un escenario restrictivo, que corresponde a un escenario verano 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.

## 2. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADOS POR EMPRESA CGE S.A

### 2.1 ANALISIS S/E ALCONES

#### 2.1.1 S/E Alcones y entorno.

La S/E Alcones se encuentra emplazada en la comuna de Marchigüe, la cual pertenece a la Región de O'Higgins. 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 Alcones.

Actualmente la S/E Alcones posee dos transformadores AT/MT nivel de tensión 66/23 kV. EL transformador T1 tiene una capacidad de 10 MVA y la unidad TR2 una capacidad de 15 MVA. Esta instalación se conecta al resto del sistema de transmisión por medio de la línea 1x66 kV Marchigüe-Alcones, que tiene una extensión de 10 km. A continuación, en la Ilustración 1 se muestra un esquema de la instalación.

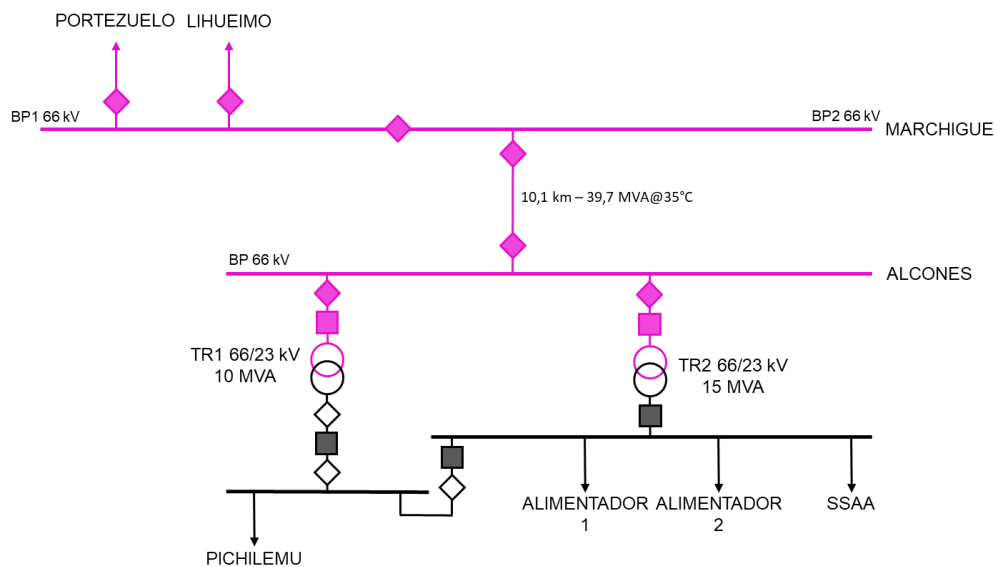


Figura 2-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Alcones y línea de transmisión que la conecta.

### 2.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-1: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Alcones.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Planta Fotovoltaica Cóndor	Declaración en construcción declarada	abr-22	N° 373/sep-21	9	Fotovoltaico	Pichilemu	T1	
Parque Fotovoltaico Rinconada Alcones	Declaración en construcción declarada	may-22	N° 503/nov-21	9	Fotovoltaico	Pichilemu	T1	

### 2.1.3 Consideraciones para análisis de posible congestión.

A continuación, las consideraciones para el análisis de subestación Alcones.

#### 2.1.3.1 Grado de avance efectivo de las obras de transmisión zonal.

Esta instalación cuenta con el siguiente proyecto en operación (PES real 01/03/2021), “Ampliación en SE Alcones”, que consiste en la instalación de un segundo transformador de poder 69/25-15,3 kV – 10/12,5/15 MVA. A la fecha no se tienen información de la empresa distribuidora sobre posibles reconfiguraciones en la red Dx que modifiquen la cargabilidad de estas unidades transformadoras en esta instalación.

#### 2.1.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1.

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

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1., es decir los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo diciembre 2021 - abril 2022.

### 2.1.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-2: Potencia en transformador TR1 10 MVA S/E Alcones– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador
Alcones 66/23 kV – 10 MVA	10	1	0	0	1	N/A

De la **Tabla 2-2**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-3: Potencia en transformador TR1 -10 MVA S/E Alcones– bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Alcones 66/23 kV 10MVA	10	2	0	-18	-16	-6

De la **Tabla 2-3** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Alcones 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 debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario especial para la línea adyacente correspondiente al escenario verano – bloque día. De esta manera, el flujo por la línea 1x66 kV Marchigue - Alcones debido a la inyección de PMGD es de 16MW, este valor es menor a los 40 MVA correspondientes a la capacidad nominal a 35°C de la línea (ver **Figura 2-1**). Por lo anterior se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 16 \text{ MW} < 40 \text{ MVA}$$

## 2.2 ANALISIS S/E BOLLENAR

### 2.2.1 S/E Bollenar y 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 2, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 2. 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 Figura 2-2 muestra un diagrama simplificado de la S/E Bollenar.

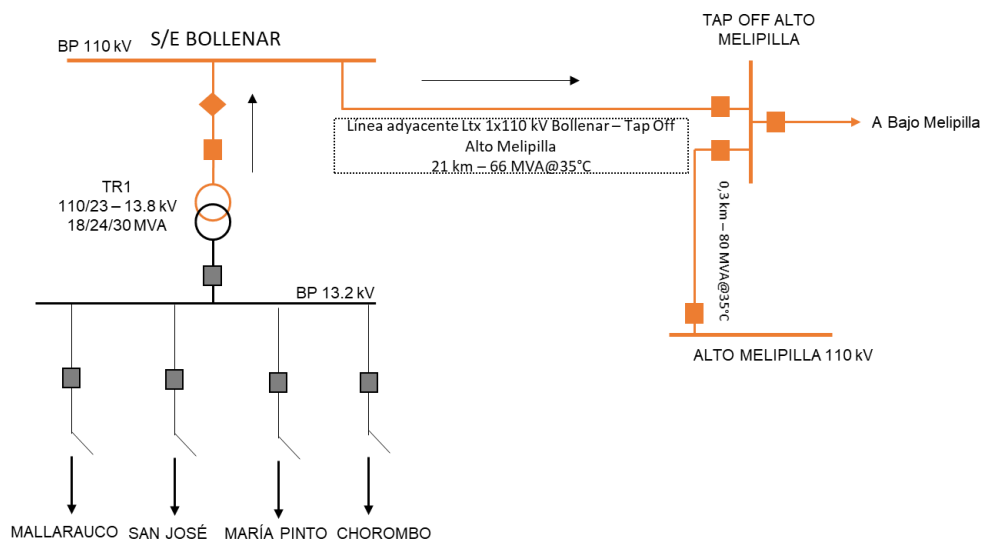


Figura 2-2. Diagrama Unilineal simplificado S/E Bollenar y línea de transmisión que la conecta.

## 2.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-4: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Bollenar.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PFV El Queltehue	Conectado	ago-17	N/A	3,0	Fotovoltaico	Chorombo	T1	
PFV El Pilpen	Conectado	sept-17	N/A	3,0	Fotovoltaico	Chorombo	T1	
El Campesino	Conectado	nov-17	N/A	2,0	Gas Natural	Mallarauco	T1	
Planta Solar Maria Pinto	Conectado	feb-20	N/A	3,0	Fotovoltaico	Maria Pinto	T1	
Lirio del Campo XV	Conectado	sept-20	N/A	3,0	Fotovoltaico	Mallarauco	T1	
Los Molinos 3	Conectado	jun-21	N/A	9,0	Fotovoltaico	SAN JOSE	T1	
PMGD FV Falcón	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 209/jun-21	3,0	Fotovoltaico	Chorombo	T1	
Dinamo	Puesta en servicio declarada	dic-22	N° 26/ene-22	3,0	Fotovoltaico	Chorombo	T1	
PFV Los Cisnes	Puesta en servicio declarada	oct-23	N° 139/mar-22	6,0	Fotovoltaico	Maria Pinto	T1	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 junio de 2022.

## 2.2.3 Consideraciones para análisis de posible congestión.

A continuación, las consideraciones para el análisis de subestación Bollenar.

### 2.2.3.1 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 Bollenar.

### 2.2.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1.

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

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1., es decir los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo diciembre 2021 - abril 2022.

### 2.2.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-5: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Bollenar – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador
BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA	30	4	2	0	2	N/A

De la **Tabla 2-5**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-6: Potencia en transformador TR1 -30 MVA S/E Bollenar– bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA	30	5	-23	-12	-30	0,3

De la **Tabla 2-6** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Bollenar durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario especial para la línea adyacente correspondiente al escenario verano – bloque día. De esta manera, el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 30 MW (no existe generación adicional en el entorno), este valor 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 2-2). Por lo anterior se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = - 30 \text{ MW} < 66 \text{ MVA}$$

## 2.3 ANALISIS S/E CABILDO

### 2.3.1 S/E Cabildo y entorno.

La S/E Cabildo se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Valparaíso provincia de Petorca. 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 Cabildo.

Actualmente la S/E Cabildo posee dos transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/23kV, uno de ellos posee una capacidad de 13 MVA y se encuentra en estado de reserva conectado. El otro transformador es de capacidad 30 MVA y se encuentra en servicio. Esta instalación se conecta al sistema de transmisión por medio de la línea 1x110 kV Quinquimo – Cabildo, la cual tiene una extensión de 29 km y capacidad de 63 MVA a 35°C ambiente. La Figura 2-3 muestra un diagrama simplificado de la S/E Cabildo.



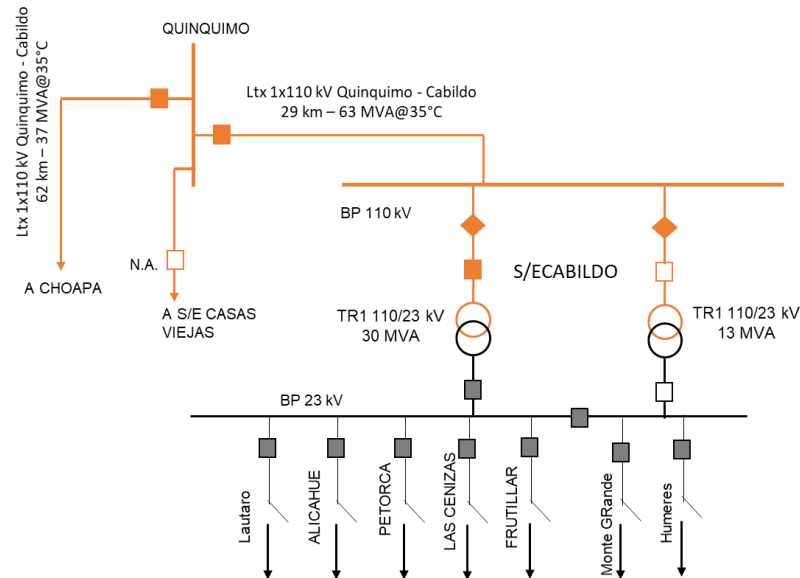


Figura 2-3. Diagrama Unilineal simplificado S/E Cabildo y línea de transmisión que la conecta.

### 2.3.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-7: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Cabildo.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Planta Fotovoltaica Fortuna Uno	Conectado	abr-18	N/A	3,0	Fotovoltaico	Humeres	T1	
Parque solar Santa Julia	Conectado	abr-16	N/A	3,0	Fotovoltaico	Petorca	T1	
Manuel Montt (Ex Chicolco)	Conectado	jun-19	N/A	3,0	Fotovoltaico	Petorca	T1	
Parque Fotovoltaico Cabilsol	Conectado	may-17	N/A	6,0	Fotovoltaico	Monte Grande	T1	
Proyecto Alicahue Solar	Conectado	ago-18	N/A	3,0	Fotovoltaico	Alicahue	T1	
Parque Solar FV El Quemado	Conectado	jul-18	N/A	3,0	Fotovoltaico	Alicahue	T1	
Esfena	Conectado	jul-21	N/A	6,0	Fotovoltaico	Alicahue	T1	
Los Paltos (Parque FV)	Conectado	ene-20	N/A	3,0	Fotovoltaico	Humeres	T1	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
La Fortuna Dos (Reingreso))								
PMGD Cabildo	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 109/feb-22	9,0	Fotovoltaico	Monte Grande	T1	
PFV Los Jotes	Puesta en servicio declarada	ago-22	N° 24/ene-22	3,0	Fotovoltaico	Monte Grande	T1	
Don Renato	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 193/mar-22	2,9	Fotovoltaico	Humeres	T1	
Jardin Solar Petorca	Puesta en servicio declarada	feb-23	N° 304/abr-22	9,0	Fotovoltaico	Alicahue	T1	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 julio de 2022.

### 2.3.3 Consideraciones para análisis de posible congestión.

A continuación, las consideraciones para el análisis de subestación Cabildo.

#### 2.3.3.1 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 Cabildo.

#### 2.3.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1.

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

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1., es decir los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo diciembre 2021 - abril 2022.

### 2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/25KV - S/E CABILDO.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-8: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Cabildo – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	MW Congestión en transformador
CABILDO 110/25KV 30MVA 1	30	10	-	-	10	N/A

De la **Tabla 2-5**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-9: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Cabildo – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	MW Congestión en transformador
CABILDO 110/25KV 30MVA 1	30	11	-30	-24	-43	-13

De la **Tabla 2-6** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cabildo durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario especial para la línea adyacente correspondiente al escenario verano – bloque día. De esta manera, el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 43 MW. Este valor es menor a los 63 MVA correspondientes a la capacidad nominal a 35°C de la línea 1x110 kV Quinquimo - Cabildo (ver **Figura 2-3**). Por lo anterior se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 43\text{MW} < 63 \text{ MVA}$$

Finalmente es importante de mencionar, que si bien la inversión de flujo en el transformador TR1 de la S/E La Cabildo (-13 MW) no genera la saturación en la línea 1x110 Quinquimo - Cabildo, en el mediano y largo plazo puede existir un escenario de máxima coincidencia de generación de proyectos PMGD aguas arriba de la S/E la S/E Cabildo que pueden generar la saturación de la línea 1x110 kV Quinquimo – Choapa de capacidad 36,7 MVA a 35°C. El escenario anterior se condiciona

a una máxima inyección de los proyectos PMGD conectados en S/E Quinquimo (11,4 MW de proyectos en operación y 9 MW asociados a proyectos declarados en construcción), los cuales sumados a los 43 MW provenientes de S/E Cabildo pueden saturar los 36,7 MVA de la línea 1x110 kV Choapa-Quinquimo.

## 2.4 ANALISIS S/E CALAMA

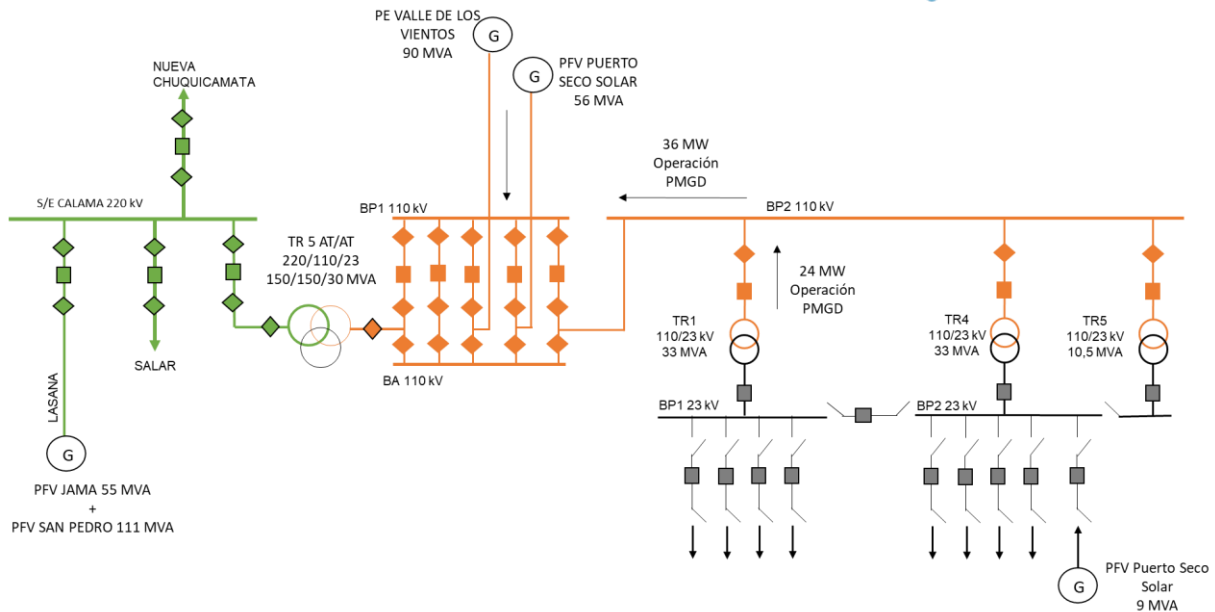
### 2.4.1 S/E Calama y entorno.

La S/E Calama se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Antofagasta provincia del Loa. En la Ilustración 4, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación. Se debe indicar que la S/E Calama perteneciente a CGE colinda con la S/E Calama operada por la empresa Transemel.



Ilustración 4. Vista aérea S/E Calama.

Actualmente la S/E Calama posee un transformador AT/AT de características 220/110/23 kV – 150/120/50 MVA. En su nivel de tensión 110 kV posee tres transformadores con nivel de tensión 110/23 kV y capacidad 33 MVA. Esta instalación se conecta al sistema de transmisión por medio de las líneas 1x220 kV Salar– Calama de capacidad 300 MVA a 35°C extensión 17,5 km y de la línea 1x220 kV Nueva Chuquicamata -Calama, la cual tiene una extensión de 29 km. La Figura 2-4 muestra un diagrama simplificado de la S/E Calama y su entorno.



**Figura 2-4. Diagrama Unilineal simplificado S/E Calama y línea de transmisión que la conecta.**

#### 2.4.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-10: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Calama.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conexión o estimada de conexión	Resolución CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Trafor de Conexión	Comentario
Calama Solar 1 S.A.	Conectado	abr-17	N/A	9	Fotovoltaico	Chorrillos	T4	
San Juan Solar II	Conectado	ene-21	N/A	9	Fotovoltaico	Florida	T1	
San Juan Solar V	Conectado	jun-20	N/A	9	Fotovoltaico	Florida	T1	
Amaro II	Conectado	sept-21	N/A	9	Fotovoltaico	Grecia	T1	
Planta Fotovoltaica Pangui	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 268/abr-22	9	Fotovoltaico	Grecia	T1	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

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conexión o estimada de conexión	Resolución CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Trafor de Conexión	Comentario
								dentro del mes de julio de 2022.

### 2.4.3 Consideraciones para análisis de posible congestión.

A continuación, las consideraciones para el análisis de subestación Calama.

#### 2.4.3.1 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 Calama.

#### 2.4.3.2 Niveles de demanda proyectados para la zona de influencia.

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1.

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

Se considera lo indicado en la sección 1.2.1., es decir los proyectos PMGD que se encuentren contenidos en alguna Res. Exenta “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” emitida por la CNE entre el periodo diciembre 2021 - abril 2022.

### 2.4.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23KV - S/E CALAMA.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-11: Potencia en transformador TR1 33 MVA S/E Calama – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
CALAMA 110/23 KV N°1	33	11	-	-	11	11

De la **Tabla 2-11**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-12: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Cabildo – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
CALAMA 110/23 KV Nº1	33	10	-27	-9	-26	N/A

De la **Tabla 2-12** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Calama durante las horas de sol no es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 33 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario especial para la instalación adyacente correspondiente al escenario verano – bloque día. De esta manera, el flujo por el secundario del transformador AT/AT 220/110 kV – 150 MVA debido a la inyección conjunta de proyectos PMGD es de 36 MW. Este valor es menor a los 150 MVA correspondientes a la capacidad nominal del transformador AT/AT de esta instalación (ver **Figura 2-4**). Por lo anterior se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 36 \text{ MW} < 150 \text{ MVA}$$

Finalmente es importante de mencionar que, si bien la inyección de potencia de los proyectos PMGD provenientes de los transformadores zonales de S/E Calama no genera la saturación del Transformador AT/AT de la instalación, si se puede establecer un escenario de máxima coincidencia de generación tanto de proyectos PMGD como de centrales mayor a 9 MW conectadas en la barra 110 kV de esta subestación. El escenario anterior se establece en una inyección coincidente de las centrales Valle de los Vientos (90 MW) y central Puerto Seco Solar (56 MW), los cuales sumados a los proyectos PMGD (36 MW) pueden saturar la capacidad del transformador AT/AT 220/110 kV – 150 MVA de S/E Calama (ver **Figura 2-4**).

## 2.5 ANALISIS S/E CHACAHUÍN

### 2.5.1 S/E Chacahuín y 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 5. 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 2-5 muestra un diagrama simplificado de la S/E Chacahuín.

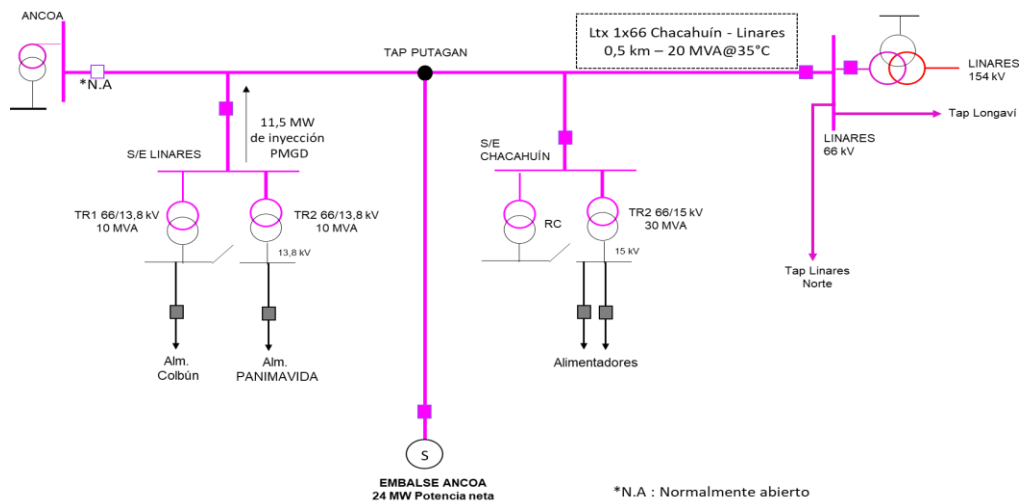


Figura 2-5. Diagrama Unilineal simplificado de S/E Chacahuín y línea adyacente que la conecta al sistema de transmisión

### 2.5.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.



**Tabla 2-13: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Chacahuín.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conexión o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafor de Conexión	Comentario
Ciprés XXIV	Conectado	ene-21	N/A	9	Fotovoltaico	CUNACO	T2	
Linares Solar (Reingreso)	Conectado	may-21	N/A	9	Fotovoltaico	SAN GABRIEL	T2	
La Ballica Norte III (San Antonio)	Conectado	dic-21	N/A	9	Fotovoltaico	Yerbas Buenas	T2	
Las Catitas	Conectado	abr-22	N/A	9	Fotovoltaico	Presidente Ibañez	T2	
PMGD FV Linares San Antonio	Puesta en servicio declarada	dic-21	N° 137/abr-21	2,9	Fotovoltaico	San Antonio	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (mar-23) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
PMGD San Yolando	Puesta en servicio declarada	ene-23	N° 159/mar-22	9,0	Fotovoltaico	Maipú	T2	

### 2.5.3 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.

#### 2.5.3.1 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 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.

#### 2.5.3.2 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.

### 2.5.3.3 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.

### 2.5.3.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-14: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Chacahuín – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW Congestión en transformador
CHACAHUÍN 66/15KV 30MVA T2	30	7	-	-	7	N/A

De la **Tabla 2-14**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-15: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Cabildo – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	MW Congestión en transformador
CHACAHUÍN 66/15KV 30MVA T2	30	8	-36	-12	-40	-10

De la **Tabla 2-15** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Chacahuín durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente a S/E Chacahuín. De esta manera el flujo por la línea 1x66 Linares – Chacahuín (ver **Figura 2-5**) debido a la inyección de PMGD es de 40 MW (escenario verano -día), valor que es mayor

a los 20 MVA de capacidad nominal a 35°C de la instalación adyacente. De esta manera se determina la existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 40MW > 20 \text{ MVA}$$

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 arriba 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 2-5). Esta condición debe ser monitoreada para la aplicación de las limitaciones de inyección respectivas.

## 2.6 ANALISIS S/E CHIMBARONGO

### 2.6.1 S/E Chimbarongo y 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 6. 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. La Figura 2-6 muestra un diagrama simplificado de la S/E Chimbarongo.

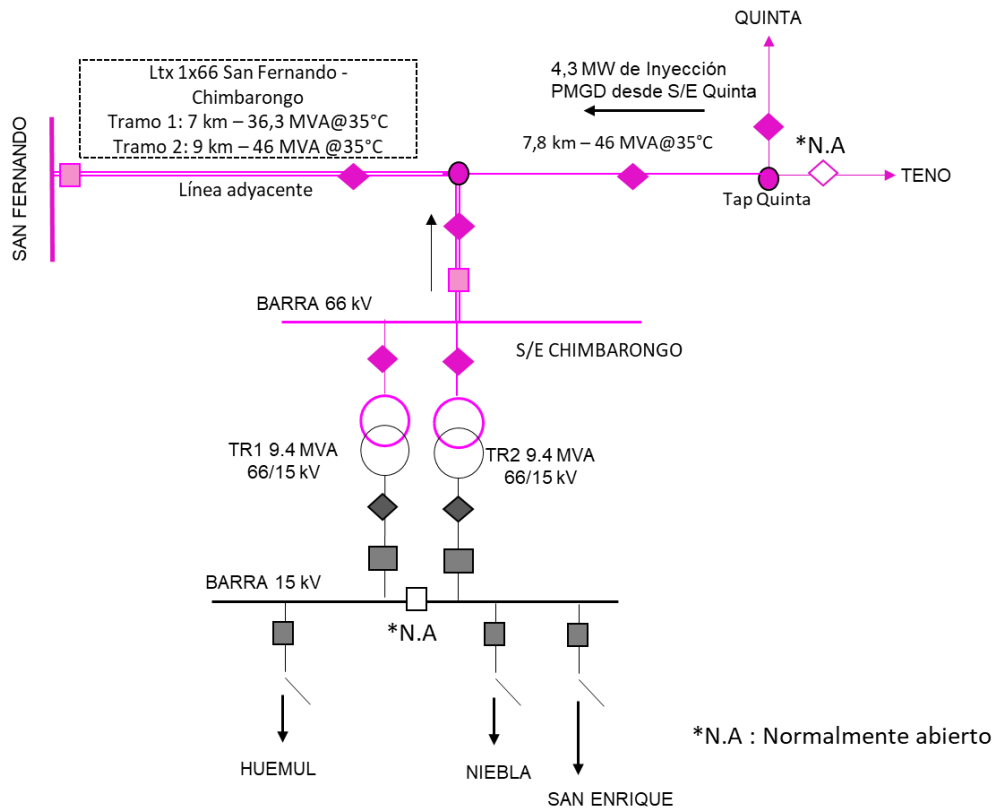


Figura 2-6. Diagrama Unilineal simplificado S/E Chimbarongo y línea de transmisión a la cual se conecta.

## 2.6.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-16: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Chimbarongo.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha puesta en servicio o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque FV Chimbarongo	Conectado	nov-17	N/A	3	Fotovoltaico	HUEMUL	T2	
Membrillo	Conectado	feb-21	N/A	3	Fotovoltaico	HUEMUL	T2	
FV GR Romeral Uno	Conectado	dic-20	N/A	9	Fotovoltaico	San Enrique	T1	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha puesta en servicio o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Chimbarongo Solar	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 372/sep-21	9	Fotovoltaico	Niebla	T2	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.

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

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

#### 2.6.3.1 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.

#### 2.6.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.6.3.3 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 1.2.

#### 2.6.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 Y 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

Tabla 2-17: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Chimbarongo – bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T1	9	1	-	-	1	N/A
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T2	9	3	-	-	3	N/A

De la **Tabla 2-17**, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 1 MW para la unidad T1 y de 3 MW para la unidad T2. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-18: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Chimbarongo – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Pécrcntil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T1	9	1	-9	-	-8	N/A
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T2	9	1	-6	-9	-14	-4

De la **Tabla 2-18** podemos determinar que el transformador TR1 no tendrá congestión debido a la inyección de PMGD, sin embargo, la unidad TR2 tendrá una potencia de -14 MW, lo que ocasiona la congestión de este transformador en el bloque horas sol 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 1x66 kV San Fernando – Chimbarongo (ver **Figura 2-6**) adyacente a S/E Chimbarongo. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 22 MW, valor que es menor a los 36,36 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea adyacente. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 22MW < 36,3 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que la S/E Quinta, la cual se encuentra aguas abajado de la instalación en análisis (ver **Figura 2-6**), cuenta con 4,3 MW de proyectos PMGD en operación y con 6 MW de proyectos declarados en construcción. Considerando esta inyección más el aporte de los proyectos

PMGD de S/E Chimbarongo (22 MW), tampoco se establece una congestión en la línea 1x66 kV San Fernando – Chimbarongo.

## 2.7 ANALISIS S/E COMBARBALÁ

### 2.7.1 S/E Combarbalá y entorno.

La S/E Combarbalá se encuentra emplazada en la comuna de Combarbalá, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. 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 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 2-7 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

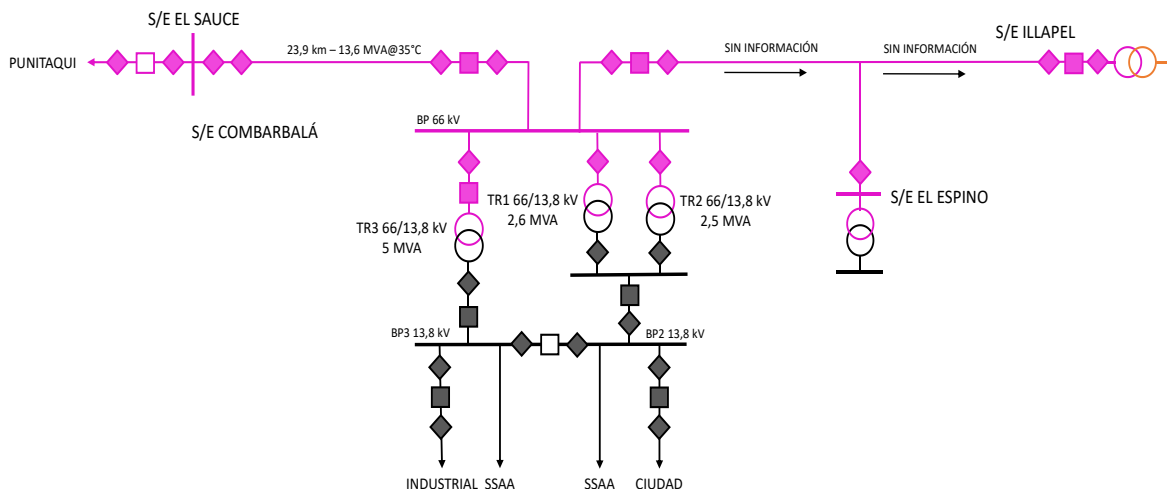


Figura 2-7. Diagrama Unilineal simplificado S/E Combarbalá y su conexión al sistema de transmisión zonal.

## 2.7.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-19: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Chimbarongo.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o estimada de conexión	Resolución Original - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Bellavista - Lomas Coloradas	Conectado	jun-14	N/A	2	Fotovoltaico	Ciudad	T1/T2	
Casas Blancas	Conectado	jun-14	N/A	2	Fotovoltaico	Ciudad	T1/T2	
PSF El Salitral	Conectado	sept-20	N/A	3	Fotovoltaico	Industrial	T3	
Jacarandá XV	Puesta en servicio declarada	nov-21	N° 137/abr-21	3	Fotovoltaico	Industrial	T3	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (dic-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

## 2.7.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR3 55/13,8 kV 5 MVA - S/E Combarbalá.

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

### 2.7.3.1 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.

### 2.7.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

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

### 2.7.3.3 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.

### 2.7.3.4 VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR 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:

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

**Tabla 2-20: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E Combarbalá – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
COMBARBALA 66/13.2KV 5MVA T3	5	0	-	-	0	N/A

De la **Tabla 2-20**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-21: Potencia en transformador TR1 30 MVA S/E Combarbalá – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
COMBARBALA 66/13.2KV 5MVA T3	5	0	-3	-3	-6	-1

De la **Tabla 2-21** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR3 de la S/E Combarbalá durante las horas de sol es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 5 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en la unidad TR2 debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Combarbalá- Illapel de capacidad nominal 20 MVA a 35°C. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 6 MW, valor que es menor a la capacidad de la línea en análisis, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 6 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

## 2.8 ANALISIS S/E TAP OFF DOLORES

### 2.8.1 S/E Tap Off Dolores y entorno.

La S/E Tap Off Dolores se encuentra emplazada en la comuna de Huara, la cual pertenece a la Región de Tarapacá provincia Del Tamarugal. 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 Tap off Dolores

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 2-7 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

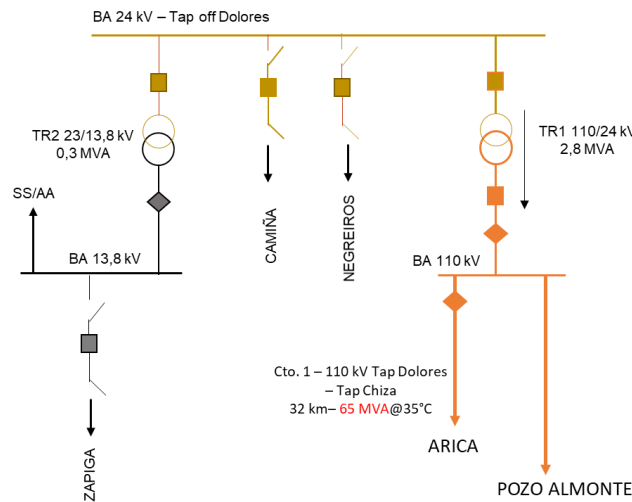


Figura 2-8. Diagrama Unilineal simplificado S/E Tap off Dolores y su conexión al sistema de transmisión zonal.

## 2.8.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-22: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Tap Off Dolores.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
FV Dolores	Próximo a Interconexión	may-23	N° 297/abr-22	9	Fotovoltaico	Negreiros	T1	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 julio de 2022.

## 2.8.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/24 kV 2,8 MVA - S/E Tap Off Dolores.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Tap Off Dolores.

### 2.8.3.1 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.

### 2.8.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

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

### 2.8.3.3 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.

### 2.8.3.4 VERIFICACIÓN DE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/24 KV 2,8 MVA - S/E TAP OFF DOLORES.

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:

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

**Tabla 2-23: Potencia en transformador TR1 S/E Tap Off Dolores – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TAP OFF DOLORES 110/24 KV 2,8MVA	3	0	-	-	3	N/A

De la **Tabla 2-23**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-24: Potencia en transformador TR1 S/E Tap Off Dolores – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TAP OFF DOLORES 110/24 KV 2,8MVA	3	0	0	-9	-9	-6

De la **Tabla 2-24** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Tap off Dolores durante las horas de sol, es mayor que la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 2,8 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión en la unidad TR1 debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV Tap off Dolores – Pozo Almonte de capacidad nominal 65 MVA a 35°C. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 6 MW, valor que es menor a la capacidad de la línea en análisis, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 6 \text{ MW} < 65 \text{ MVA}$$

## 2.9 ANALISIS S/E EL MAITÉN

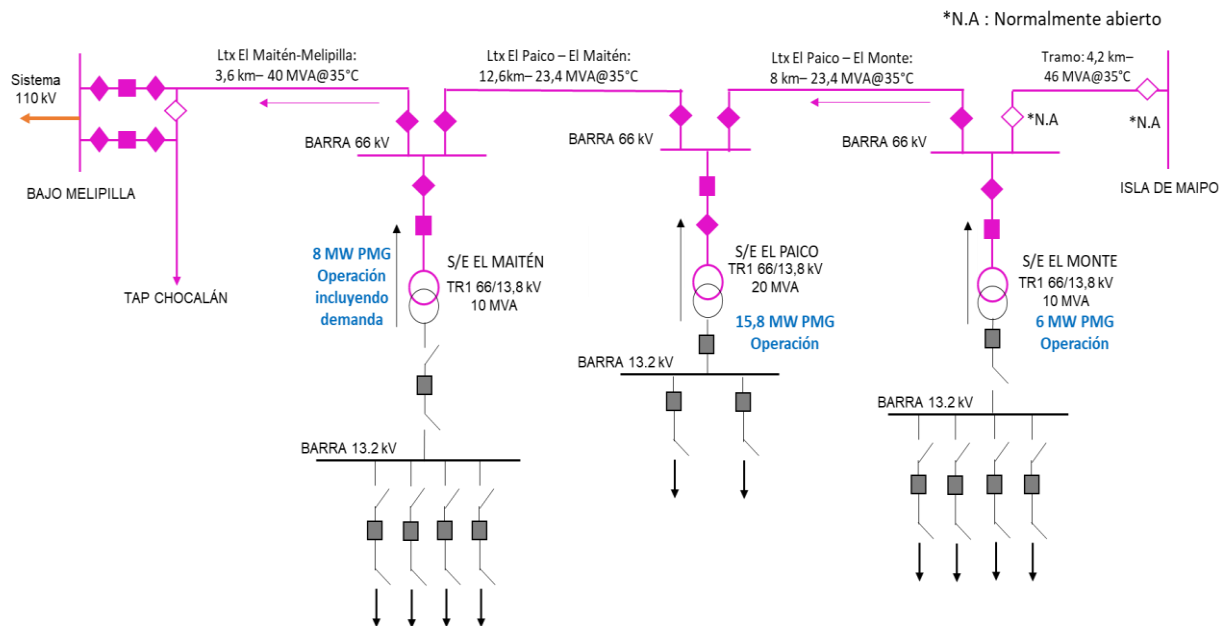
### 2.9.1 S/E El Maitén y entorno.

La S/E El Maitén se encuentra emplazada en la comuna de Melipilla, la cual pertenece a la Región Metropolitana. 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 El Maitén**

Actualmente la S/E Maitén posee un transformadores AT/MT con nivel de tensión 66/13,8 kV y capacidad 10 MVA. Aguas debajo de esta subestación se conectan las instalaciones El Paico y El Monte. La S/E El Maitén se conecta al sistema eléctrico mediante la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén de longitud 3,6 km. La **Figura 2-9** muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.



**Figura 2-9. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Maitén y línea de transmisión a la cual se conecta.**

## 2.9.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-25: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E EL Maitén.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Quillay XV	Conectado	sept-20	N/A	3	Fotovoltaico	POMAIRES	T1	
PMGD Puente 3 MW	Conectado	ene-21	N/A	3	Fotovoltaico	LUMBRERAS	T1	
PSF Puangue	Puesta en servicio declarada	ago-22	N° 76/feb-22	4	Fotovoltaico	LUMBRERAS	T1	

### 2.9.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV - 10 MVA S/E El Maitén.

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

#### 2.9.3.1 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 Maitén.

#### 2.9.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.9.3.3 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 1.2.

#### 2.9.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 Y 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-26: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E El Maitén – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
EL MAITEN 69/13.8KV 10MVA	10	2	-	-	2	N/A

De la **Tabla 2-26**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 2 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-27: Potencia en transformador TR2 30 MVA S/E El Maitén – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
EL MAITEN 69/13.8KV 10MVA	10	2	-6	-4	-8	N/A

De la **Tabla 2-27** podemos determinar que el transformador TR1 no tendrá congestión debido a la inversión de flujo por inyección de PMGD, determinándose la no la congestión de este transformador en el bloque horas sol debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén (ver **Figura 2-9**) adyacente a S/E El Maitén. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 8 MW, valor que es menor a los 40 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea adyacente. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 8 \text{ MW} < 36,3 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que la S/E El Maitén, posee instalaciones aguas abajo de su punto de conexión (ver **Figura 2-9**), estas instalaciones aportan con 6 MW (PMGD en operación S/E El Monte) y con 15 MW (PMGD en operación y con declaración de puesta en servicio asociada a S/E El Paico). De esta manera el aporte por inyección de proyectos PMGD, en operación y con declaración en construcción de las subestaciones El Maitén, El Monte y El Paico suma 29 MW (considerando un escenario de generación coincidente). Este valor de inyección de 29 MW sigue siendo menor que la capacidad nominal de la línea adyacente 1x66 kV Bajo Melipilla – El Maitén (ver **Figura 2-9**), por lo tanto, tampoco se determina una congestión para esta instalación.

## 2.10 ANALISIS S/E EL MANZANO CGE

### 2.10.1 S/E El Manzano CGE y entorno.

La S/E El Manzano se encuentra emplazada en la comuna de Las Cabras, la cual pertenece a la Región de Libertador Bernardo O'Higgins provincia de Cachapoal. 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 El Manzano CGE

Actualmente la S/E EL Manzano cuenta con dos transformadores AT/MT operando en paralelo. Estos transformadores tienen un nivel de tensión de 66/15 kV con capacidad de 6,67 MVA la unidad TR1 y la unidad TR2 tiene una capacidad de 4 MVA. Esta instalación se conecta al resto del sistema mediante la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano (longitud 13,8 km). La **Figura 2-10** muestra un esquema simplificado de lo descrito anteriormente.



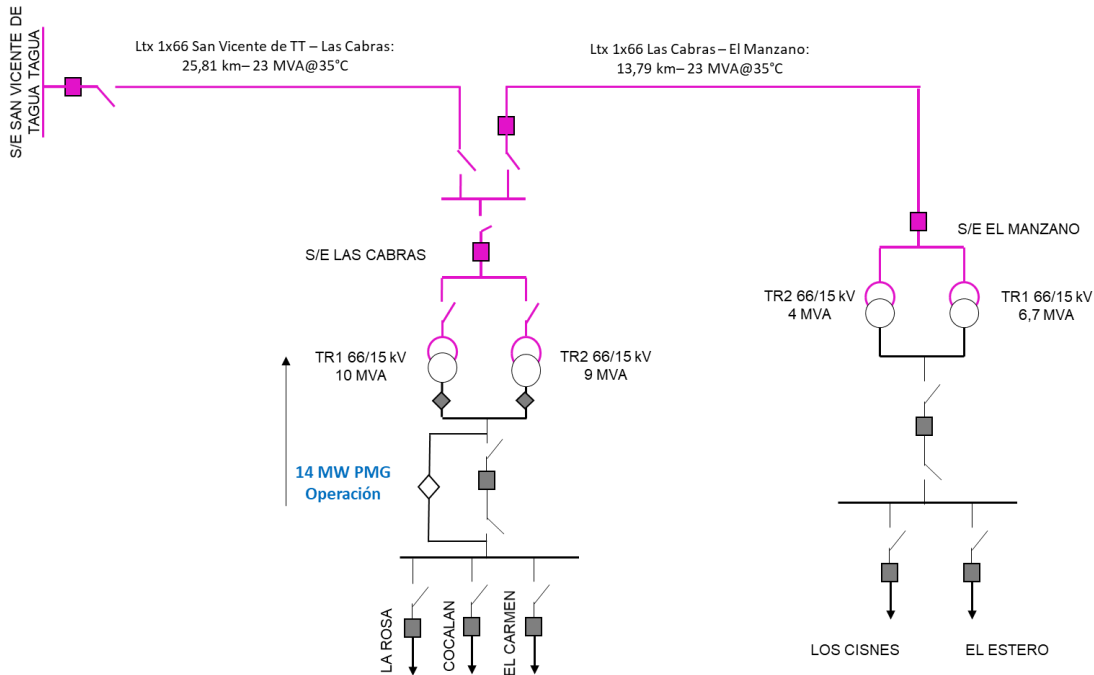


Figura 2-10. Diagrama Unilineal simplificado S/E EL Manzano y línea de transmisión a la cual se conecta.

## 2.10.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-28: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E El Manzano CGE.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PS Don Eugenio	Conectado	sept-17	N/A	3	Fotovoltaico	EL ESTERO	T1	
Luna	Conectado	oct-18	N/A	3	Fotovoltaico	LOS CISNES	T1 // T2	
PMGD Queule	Conectado	nov-18	N/A	6,9	Fotovoltaico	EL ESTERO	T1	
El Manzano II	Conectado	dic-19	N/A	2,7	Fotovoltaico	El Estero	T1	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
El Ranchillo	Puesta en servicio declarada	dic-24	N° 72/feb-22	9	Fotovoltaico	Los Cisnes	T1 // T2	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 mayo de 2022.

### 2.10.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1//TR2 66/15 kV - 6,67/4 MVA S/E El Manzano CGE.

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

#### 2.10.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

Se debe indicar que esta instalación cuenta con dos proyectos de expansión declarados desiertos, uno de ellos “Ampliación S/E El Manzano” (licitada en 2 procesos, último llamado (DE 185/2020) no recibió ofertas) y el proyecto “Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano” (Licitada en 2 procesos, último llamado (DE 185/2020) no recibió ofertas.)

#### 2.10.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.10.3.3 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 1.2.

#### 2.10.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1//TR2 66/15 KV - 6,67/4 MVA S/E EL MANZANO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

Tabla 2-29: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E El Manzano– bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
EL Manzano T1//T2	10,6	2,2	-	-	2,2	N/A

De la **Tabla 2-29**, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 2,2 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-30: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E EL Manzano – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
EL Manzano T1//T2	10,6	1,2	-15	-9	-24	<b>-14,6</b>

De la **Tabla 2-30** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación ocasiona la congestión de los transformadores T1 y T2 de S/E El Manzano.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Las Cabras – El Manzano (ver **Figura 2-10**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 24 MW, valor que es menor a los 23 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea adyacente. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 24 \text{ MW} < 23 \text{ MVA}$$

También se debe indicar que la línea consecutiva 1x66 kV Las Cabras – San Vicente de Tagua Tagua también puede ver sobrepasada su capacidad (23 MVA a 35°C) al considerar un escenario de inyección coincidente entre los proyectos PMGD de las subestaciones El Manzano y Las Cabras (ver **Figura 2-10**).

## 2.11 ANALISIS S/E EL SALADO

### 2.11.1 S/E El Salado y entorno.

La S/E El Salado se encuentra emplazada en la comuna de Chañaral, la cual pertenece a la Región de Atacama. 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 El Salado

Figura 2-11. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Salado y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.11.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-31: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E El Salado.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PMGD FV Salado Uno	Conectado	abr-20	N/A	9	Fotovoltaico	El Salar	T1	
Concorde (ex Salar Dos)	Puesta en servicio declarada	sept-23	N° 243/abr-22	6	Fotovoltaico	El Salar	T1	

### 2.11.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV – 15 MVA S/E El Salado.

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

#### 2.11.3.1 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 .

#### 2.11.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.11.3.3 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 1.2.

#### 2.11.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV – 15 MVA S/E EL SALADO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-32: Potencia en transformador TR1 S/E EL Salado– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
EL SALADO 110/24KV 15MVA	15	0	0	0	0	N/A

De la **Tabla 2-32**, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 0,1 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-33: Potencia en transformador TR1 S/E EL Salado – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio	Potencia horas día en trafo por	MW Congestión en trafo
----------------------	-----------------------	-------------------------------------	----------------------	-------------------------	---------------------------------	------------------------

				declarada MW	inyección PMGD MW	
EL SALADO 110/24KV 15MVA	15	0	-9	-6	-15	0

De la **Tabla 2-33** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación ocasiona la congestión del transformadores TR1 de S/E El Salado.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x110 kV Diego de Almagro – El Salado (ver **Figura 2-11**) adyacente a S/E El Salado. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 15 MW, valor que es menor a los 84 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación. Importante de mencionar que la S/E Chañaral, la cual se abastece de S/E El Salado, no posee proyectos PMGD en operación, así como tampoco proyectos PMGD con declaración en construcción.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 15\text{MW} < 84 \text{ MVA}$$

Adicionalmente se debe indicar que en el entorno de la S/E El Salado se encuentra la central Chañares de capacidad 36 MW, por lo tanto en el caso de considerar un escenario de inyección coincidente de esta central con los proyectos PMGD de S/E El Salado, no se establece una saturación de la línea 1x110 kV Diego de Almagro – El Salado (ver er **Figura 2-11**)

## 2.12 ANALISIS S/E HERNÁN FUENTES

### 2.12.1 S/E Hernán Fuentes y entorno.

La S/E Hernán Fuentes se encuentra emplazada en la comuna de Copiapó, la cual pertenece a la Región de Atacama. 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 Hernán Fuentes.

Actualmente la S/E Hernán Fuentes cuenta con un transformador AT/MT de características 110/23 kV -20 MVA. Esta instalación se conecta al sistema por medio de la línea 1x110 kV Cardones -Copiapó Hernán Fuentes de longitud aproximada de 21 km. La Figura 2-12 muestra un esquema simplificado de lo descrito anteriormente.

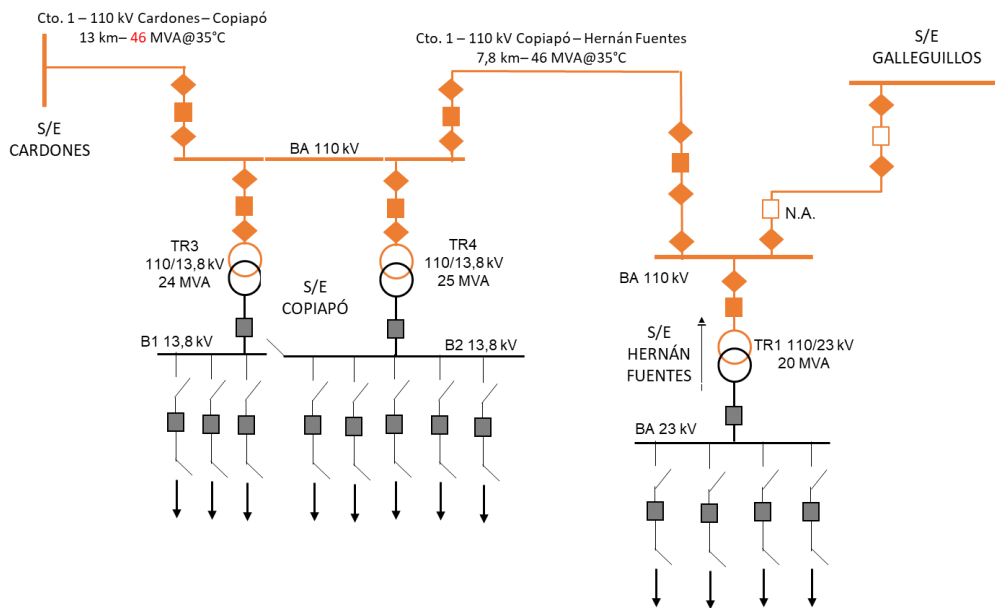


Figura 2-12. Diagrama Unilineal simplificado S/E Hernán Fuentes y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.12.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-34: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Hernán Fuentes.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxim a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Valle Solar Este 2	Conectado	sept-18	N/A	9	Fotovoltaico	BODEGA	T1	
Valle Solar Oeste 2	Conectado	sept-18	N/A	9	Fotovoltaico	Piedra Colgada	T1	
PFV El Ñandu	Puesta en servicio declarada	abr-23	N° 73/feb-22	3	Fotovoltaico	UDA	T1	

### 2.12.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV -20 MVA S/E Hernán Fuentes.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Hernán Fuentes.

#### 2.12.3.1 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 Hernán Fuentes.

#### 2.12.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.12.3.3 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 1.2.

#### 2.12.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TR1 110/23 KV -20 MVA S/E HERNÁN FUENTES.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-35: Potencia en transformador TR1 S/E Hernán Fuentes – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 110/23 kV	20	4	0	0	4	N/A



De la **Tabla 2-35**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 4 MW valor menor a la capacidad nominal del equipo transformador. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-36: Potencia en transformador TR1 S/E Hernán Fuentes – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 110/23 kV	20	4	-18	-3	-17	N/A

De la **Tabla 2-36** podemos determinar que el flujo inverso que circulará por el transformador TR1 es menor a la capacidad nominal, por ende, se determina la no congestión de este equipo debido a la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV Copiapó – Hernán Fuentes (ver **Figura 2-12**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en los transformadores en análisis es de 17 MW, valor que es menor a los 46 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 17MW < 46 MVA$$

Finalmente se debe indicar que en la subestación conectada aguas arriba de S/E Hernán Fuentes solo posee 9MW asociados a inyección de proyectos PMGD, por lo tanto, la generación del entorno tampoco genera un escenario adicional que pueda saturar la línea en análisis.

## 2.13 ANALISIS S/E ILLAPEL

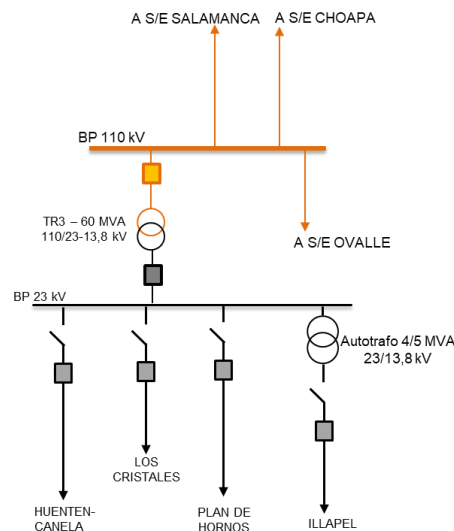
### 2.13.1 S/E Illapel y entorno.

La S/E Illapel se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de Coquimbo provincia de Choapa. 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 Illapel.**

Actualmente, la S/E Illapel posee un transformador AT/MT nivel de tensión 66/24-13,8 kV de 13 MVA. Esta instalación se energiza al sistema de transmisión por medio de la línea 1x110 kV Illapel – Choapa. La Figura 2-13 muestra un diagrama simplificado de la mencionada.



**Figura 2-13. Diagrama Unilineal simplificado S/E Illapel y línea de transmisión a la cual se conecta.**

### 2.13.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-37: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Illapel.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque Solar Cuz Cuz	Conectado	dic-16	N/A	3	Fotovoltaico	Huente Canela	T2	
Bellavista Reingreso	Conectado	mar-16	N/A	3	Fotovoltaico	Huente Canela	T2	
Canesa Solar I	Conectado	jul-19	N/A	3	Fotovoltaico	Los Cristales	T2	
Illapel 5x (Reingreso)	Conectado	may-19	N/A	3	Fotovoltaico	Plan de Hornos	T2	
Canelillo X	Conectado	nov-20	N/A	3	Fotovoltaico	Los Cristales	T2	
Fotovoltaica Las Cocinillas (Reingreso)	Conectado	nov-20	N/A	3	Fotovoltaico	Los Cristales	T2	
Siete colores	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 157/mar-22	3	Fotovoltaico	Independencia	T2	

### 2.13.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 110/23 kV -30 MVA S/E Illapel.

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

#### 2.13.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

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

#### 2.13.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.13.3.3 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 1.2.

#### 2.13.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 110/23 KV -30 MVA S/E ILLAPEL.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-38: Potencia en transformador TR2 S/E Illapel – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Illapel 110/23 kV	13	4	0	0	4	N/A

De la **Tabla 2-38**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-39: Potencia en transformador TR2 S/E Illapel – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Pércntil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Illapel 110/23 kV	13	4	18	3	-17	-4

De la **Tabla 2-39** se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Illapel durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 13 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV Choapa – Illapel (ver **Figura 2-6**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en la instalación es de 17 MW, valor que es menor a los 64 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento adyacente.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 17\text{MW} < 64 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que la S/E Illapel conecta aguas abajo con la S/E Combarbalá 66 kV y alimenta a la S/E Salamanca en nivel de tensión 110 kV. Por lo anterior, se debe considerar un escenario de generación coincidente de estas instalaciones junto a la subestación Illapel. La generación coincidente entre las subestaciones Combarbalá y Salamanca por proyectos PMGD es de 10 MW, lo cual sumado a la generación de Illapel no ocasionaría la saturación de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel.

## 2.14 ANALISIS S/E ITAHUE

### 2.14.1 S/E Itahue y entorno.

La S/E Itahue se encuentra emplazada en la comuna de Molina, la cual pertenece a la Región De Maule provincia de Curicó. 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 Itahue.**

Actualmente la S/E Itahue cuenta con tres niveles de tensión: 220 kV, 154 kV y 66 kV. En el nivel de tensión 66 kV se encuentra el transformador AT/MT “TR3 66/12 kV – 5 MVA (6,25 MVA etapa forzada)”. La **Figura 2-14** muestra un diagrama simplificado de la S/E Itahue

**Figura 2-14. Diagrama unilineal simplificado S/E Itahue e instalación adyacente**

### 2.14.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-40: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. TR1 S/E Itahue.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
San Camilo II	Conectado	abr-21	N/A	3	Fotovoltaico	PULMODON	T3	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Itahue Solar 3	Puesta en servicio declarada	ago-22	N° 142/mar-22	6	Fotovoltaico	Pulmodon	T3	

### 2.14.3 Análisis de Verificación de Congestión para Transformador TR3 66/12 kV -5,2 MVA S/E Itahue.

#### 2.14.3.1 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.

#### 2.14.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 2.14.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR3 66/12 kV -5,2 MVA S/E ITAHUE

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-41: Potencia en transformador TR3 S/E Itahue – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
TR3 66/12 kV	5,2	0	0	0	0	N/A

De la **Tabla 2-41**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-42: Potencia en transformadores TR3 S/E Itahue – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-día	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión transformador en MW
TR3 66/12 kV	5,2	0	-3	-6	-9	<b>-3,8</b>

De la **Tabla 2-42** se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Illapel durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 5,2 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

La instalación adyacente a los transformadores AT/MT de S/E Itahue corresponde a los transformadores TR1 y TR5 de 154/66 kV de 100 MVA ambos, los cuales no ven saturada su capacidad nominal debido a la inyección de los proyectos PMGD (4 MW) proveniente de los transformadores AT/MT de esta instalación.

## 2.15 ANALISIS S/E LA MANGA

### 2.15.1 S/E La Manga y 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 15, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



**Ilustración 15. 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.





Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Nilhué	Puesta en servicio declarada	dic-21	N° 34/ene-21	3	Fotovoltaico	CORNECHE	T1	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jun-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 2.15.3 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.

#### 2.15.3.1 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.

#### 2.15.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.15.3.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

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

**Tabla 2-44: Potencia en transformador TR1 S/E La Manga – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
La Manga TR1 66/15 kV	20	6	0	0	6	N/A

De la **Tabla 2-44**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-45: Potencia en transformador TR1 S/E La Manga – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
La Manga TR1 66/15 kV	20	6	-17	-6	-17	N/A

De la **Tabla 2-45**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E La Manga durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 La Manga – Tap Nihue y 1x66 kV Tap Nihue – reguladora Rapel (ver **Figura 2-15**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de -17 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 17MW < 39 MVA$$

## 2.16 ANALISIS S/E LA PALMA

### 2.16.1 S/E La Palma y 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 16, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 16. 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.

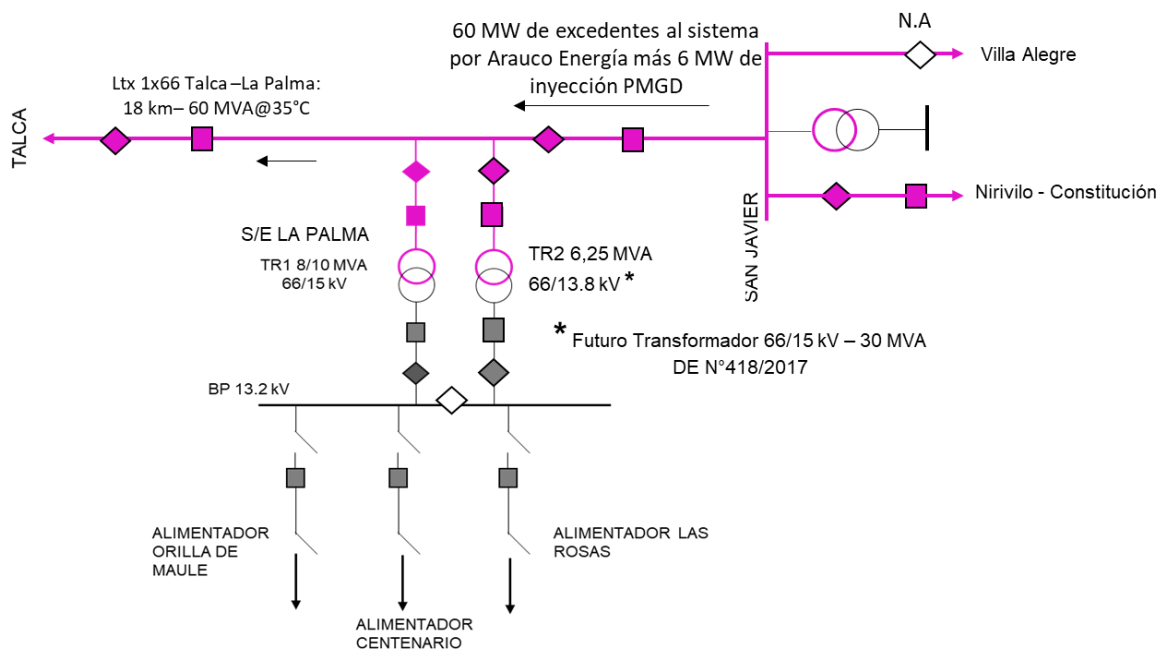


Figura 2-16. Diagrama Unilineal simplificado S/E La Palma y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.16.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-46: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E La Palma

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Tricahue	Conectado	feb-20	N/A	3	Fotovoltaico	ORILLA DE MAULE	T1	
Parque FV El Paso	Conectado	dic-20	N/A	6	Fotovoltaico	ORILLA DE MAULE	T1	
Parque FV Santa Fe	Conectado	mar-20	N/A	9	Fotovoltaico	CENTENARIO	T1	
Parque Orilla del Maule	Puesta en servicio declarada	nov-22	N° 502/nov-21	6	Fotovoltaico	Orilla de Maule	T1	
PMGD San Javier I	Puesta en servicio declarada	oct-21	N° 57/feb-21	2,5	Fotovoltaico	Las Rosas	T3 Nuevo	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (may-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
PFV El Tiuque	Puesta en servicio declarada	ago-22	N° 160/mar-22	1,5	Fotovoltaico	Centenario	T1	

### 2.16.3 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.

#### 2.16.3.1 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 Infotecnica este proyecto se encuentra en operación a partir del 28 de febrero del 2022.

#### 2.16.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 2.16.3.4 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:

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

**Tabla 2-47: Potencia en transformador TR1 S/E La Palma – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche- Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
LA PALMA TR1 66/15 kV	10	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 2-47**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación en el bloque de horas sin sol.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-48: Potencia en transformador TR1 S/E La Palma – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
LA PALMA TR1 66/15 kV	10	4	-18	-10	-24	<b>-14</b>

De la **Tabla 2-48**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E La Palma durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación. Sin embargo, se debe indicar que a partir del mes de marzo del 2022 se encuentra disponible al servicio el nuevo transformador TR3 66/15 kV – 30 MVA en S/E La Palma. A la fecha no se encuentra información disponible sobre el plan de traspaso de carga entre la unidad TR1 y TR3 de esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 Talca -la Palma (ver **Figura 2-16**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 24 MW, valor que es menor a

la capacidad nominal a 35°C de la línea (60 MW). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 24 \text{ MW} < 60 \text{ MVA}$$

Finalmente es importante de mencionar, que si bien la inversión de flujo en el transformador TR1 de la S/E La Palma (-24 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 de conectados aguas abajo de la S/E La Palma (ver **Figura 2-16**).

## 2.17 ANALISIS S/E LEYDA

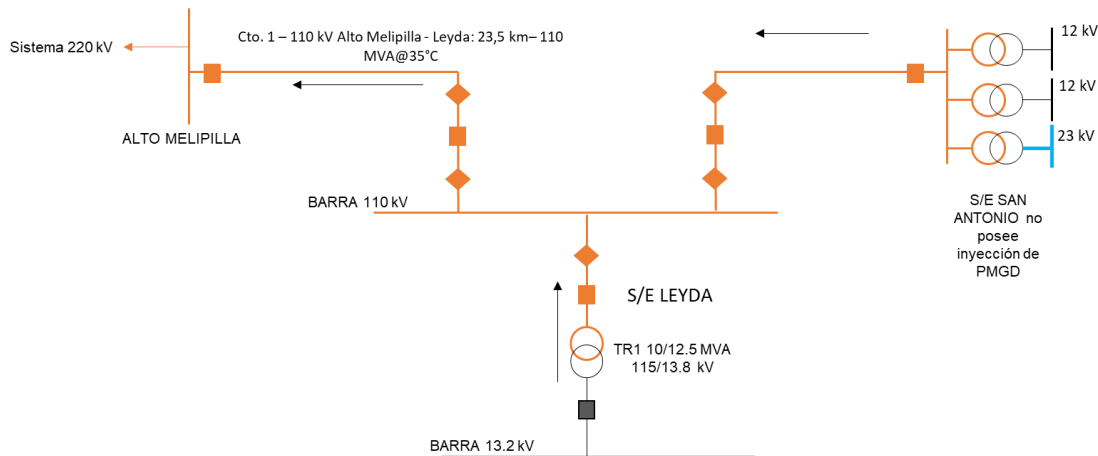
### 2.17.1 S/E La Leyda y entorno.

La S/E Leyda se encuentra emplazada en la comuna de San Antonio, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. En la Ilustración 17, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



**Ilustración 17. 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 2-17** muestra un diagrama simplificado de la S/E Leyda.



**Figura 2-17. Diagrama Unilineal simplificado S/E Leyda línea de transmisión adyacente que la conecta.**

### 2.17.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-49: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Leyda**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Ermitaño	Conectado	abr-18	N/A	3	Diésel/Fuel Oil	EL TURCO	T1	
PMGD Sepultura	Conectado	jul-18	N/A	3	Diésel/Fuel Oil	EL TURCO	T1	
TREBO	Conectado	mar-22	N/A	2,97	Fotovoltaico	EL TURCO	T1	
San Antonio Malvilla	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 249/jul-21	2,99	Fotovoltaico	Malvilla	T1	
Las Palmas del Verano Solar III	Puesta en servicio declarada	jul-22	N° 61/ene-22	2,8	Fotovoltaico	Huinca	T1	

### 2.17.3 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.

### 2.17.3.1 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.

### 2.17.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 2.17.3.4 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:

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

**Tabla 2-50: Potencia en transformador TR1 S/E Leyda – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche- Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 110/13,8	12,5	2	6	0	8	N/A

De la **Tabla 2-50**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación en el bloque horas sin sol.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-51: Potencia en transformador TR1 S/E Leyda – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 110/13,8	12,5	2	9	6	13	-0,5

De la **Tabla 2-51** se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Leyda durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12,5 MVA.



Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación. Importante de mencionar que dentro del parque de generación existe un bloque de 6 MW asociado a generación diésel, los cuales no tienen un perfil de generación similar al fotovoltaico.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV Alto Melipilla - Leyda (ver **Figura 2-17**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 13 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (110 MW). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

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

## 2.18 ANALISIS S/E LIHUEIMO

### 2.18.1 S/E Lihueimo y 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 18, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



**Ilustración 18. 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 2-18** 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.

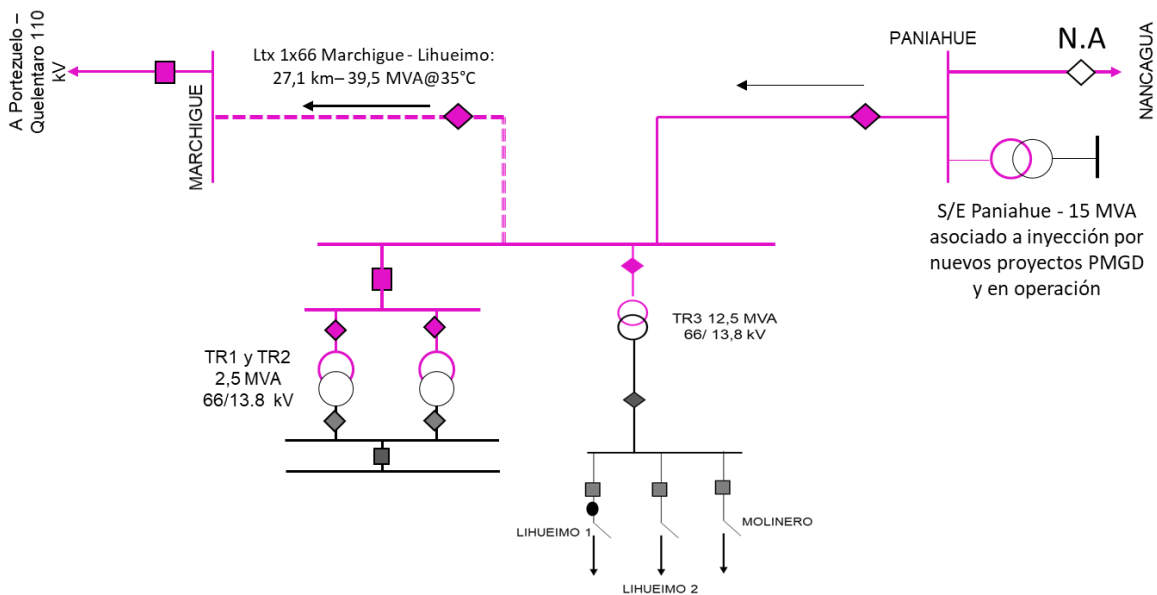


Figura 2-18. Diagrama Unilineal simplificado S/E Lihueimo<sup>6</sup> y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 2.18.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-52: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Lihueimo

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Crucero	Conectado	feb-19	N/A	3	Fotovoltaico	Molineros	T3	
Parque Solar Fotovoltaico Peralillo	Conectado	nov-20	N/A	3	Fotovoltaico	Molineros	T3	
Parque Colchagua	Conectado	ene-22	N/A	3	Fotovoltaico	El Barco	T3	

<sup>6</sup> Diagrama unilineal corresponde al informado en la plataforma Infotecnica por la empresa que opera la instalación con fecha de modificación 25-11-2019.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PMGD Newentún	Puesta en servicio declarada	ene-22	N° 340/sep-21	6	Fotovoltaico	El Barco	T3	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (ago-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 2.18.3 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.

#### 2.18.3.1 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.

#### 2.18.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.18.3.4 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:

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

Tabla 2-53: Potencia en transformador TR3 S/E Lihueimo – bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche-Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR3 66/13,8 kV	12,5	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 2-53**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-54: Potencia en transformador TR3 S/E Lihueimo – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR3 66/13,8 kV	12,5	2	-9	-6	<b>-13</b>	<b>-0,5</b>

De la **Tabla 2-54** se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Lihueimo durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12,5 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación en el bloque horas sol.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 Marchigüé - Lihueimo (ver **Figura 2-17**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 13 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (39 MVA). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

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

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 Marchigüé – Lihueimo.

## 2.19 ANALISIS S/E MANDINGA

### 2.19.1 S/E Mandinga y 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 19 se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 19. 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 **Figura 2-19** 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.

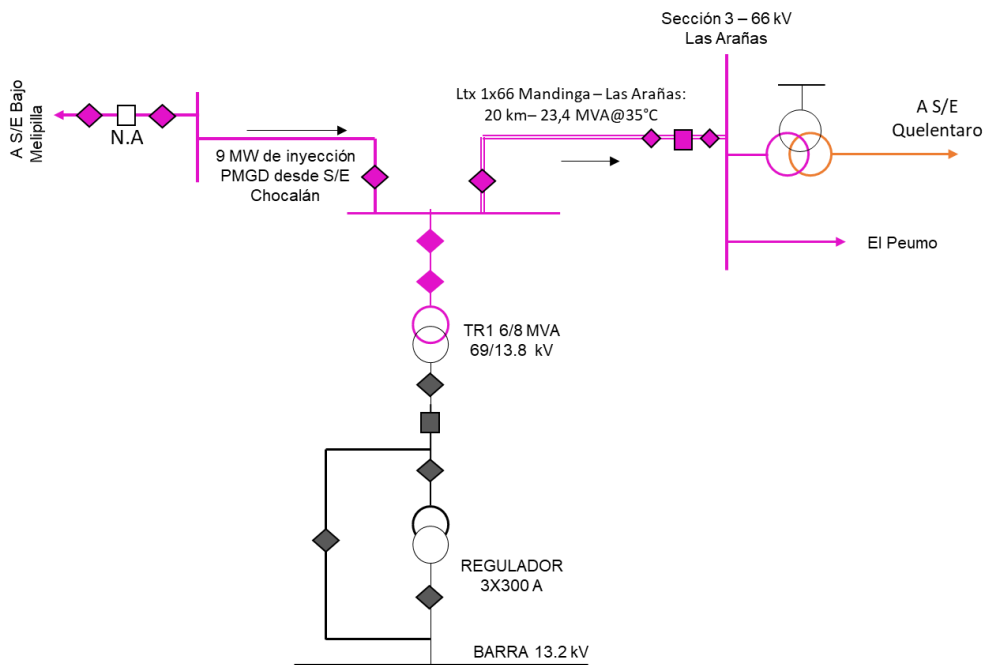


Figura 2-19. Diagrama Unilineal simplificado S/E Mandinga y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 2.19.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-55: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Mandinga**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PFV Las Turcas	Conectado	may-17	N/A	3	Fotovoltaico	TANTEHUE	T1	
RMA D - Malinke	Conectado	may-21	N/A	3	Fotovoltaico	SAN MANUEL	T1	
Mandinga Uno	Puesta en servicio declarada	jun-22	N° 89/mar-21	9	Fotovoltaico	Tantehue	T1	

### 2.19.3 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.

#### 2.19.3.1 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.

#### 2.19.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.19.3.4 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:

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

**Tabla 2-56: Potencia en transformador TR1 S/E Mandinga – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche-Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
TR1 66/13,2 kV	8	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 2-56**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-57: Potencia en transformador TR1 S/E Mandinga – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
TR1 66/13,2 kV	8	3	-6	-9	<b>-12</b>	<b>-4</b>

De la **Tabla 2-57** se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Mandinga durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 8 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Mandinga – Las Arañas (ver **Figura 2-19**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 12 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (23 MVA). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 12 \text{ MW} < 23 \text{ MVA}$$

Adicionalmente, se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador de la S/E Mandinga (-12 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.

## 2.20 ANALISIS S/E MONTE PATRIA

### 2.20.1 S/E Monte Patria y entorno.

La S/E Monte Patria se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Coquimbo provincia de Limarí. 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 Monte Patria.

Actualmente la S/E Monte Patria posee dos transformadores AT/MT, la unidad TR1 en nivel de tensión 66/13,2 kV y la unidad TR2 en nivel de tensión 66/23 kV. Ambas unidades tienen una capacidad de 10 MVA. Esta subestación se conecta al sistema por medio de la línea 2x66 kV Ovalle – Monte Patria (longitud 30 km). La **Figura 2-20** muestra un diagrama simplificado de la S/E Monte Patria.



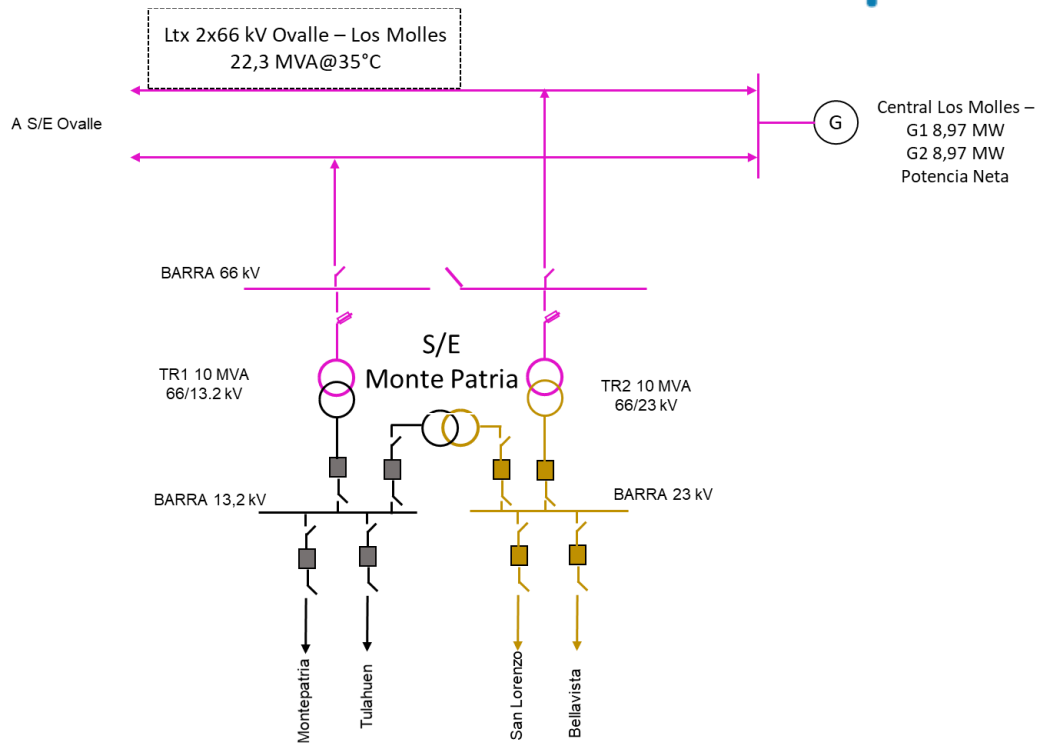


Figura 2-20. Diagrama Unilineal simplificado S/E Monte Patria y línea de transmisión a la cual se conecta.

## 2.20.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-58: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Monte Patria.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxim a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Elektragen Montepatria	Conectado	jul-07	N/A	9	Diésel/Fuel Oil	Bellavista	T2	
PMGD La Paloma	Conectado	abr-10	N/A	5	Hidro	El Palqui	T1	
Las Mollacas	Conectado	mar-21	N/A	9	Fotovoltaico	San Lorenzo	T2	
Monte Patria El Palqui	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 582/dic-21	3	Fotovoltaico	El Palqui	T1	

### 2.20.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV -10 MVA y TR2 66/23 kV– 10 MVA S/E Monte Patria.

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

#### 2.20.3.1 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 Monte Patria.

#### 2.20.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.20.3.3 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 1.2.

#### 2.20.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV - S/E MONTE PATRIA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-59: Potencia en transformador TR1 y TR2 S/E Monte Patria – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Monte Patria TR1 66/13,8 kV	10	1	0	0	1	N/A
Monte Patria TR2 66/23 kV	10	2	-9	0	-7	N/A

De la **Tabla 2-59**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para los transformadores de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-60: Potencia en transformador TR1 y TR2 S/E Monte Patria – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Monte Patria TR1 66/13,8 kV	10	1	-5	-3	-7	N/A
Monte Patria TR2 66/23 kV	10	2,5	-18	0	-15,5	-5,5

De la **Tabla 2-60**, se establece que, los proyectos PMGD en operación y con declaración en construcción no congestionan la unidad TR1 de esta subestación. Sin embargo, los proyectos PMGD en operación de la unidad TR2 ocasionan la saturación de esta unidad. La saturación de este equipo (TR2) depende del perfil de inyección del PMGD Elektragen Monte Patria, el cual es un motor de combustión interna diésel.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 2x66 kV Ovalle - Monte Patria (ver **Figura 2-20**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 22,5 MW, valor que es mayor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (22,3 MVA). Determinándose la existencia de congestión por inyección de PMGD para esta línea adyacente en la condición de N-1.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 22,5 \text{ MW} > 22,3 \text{ MVA}$$

Adicionalmente se debe considerar el escenario adicional de generación coincidente entre los proyectos PMGD de la subestación Monte Patria y la central Los Molles, de capacidad de inyección máxima de 18 MW. Si la inyección coincidente ocurre durante el bloque horas día – verano, la situación puede ocasionar la saturación de la línea 2x66 kV Ovalle - Monte Patria en condición N-1.

## 2.21 ANALISIS S/E NANCAGUA

### 2.21.1 S/E Nancagua y 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 21, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 21. 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.

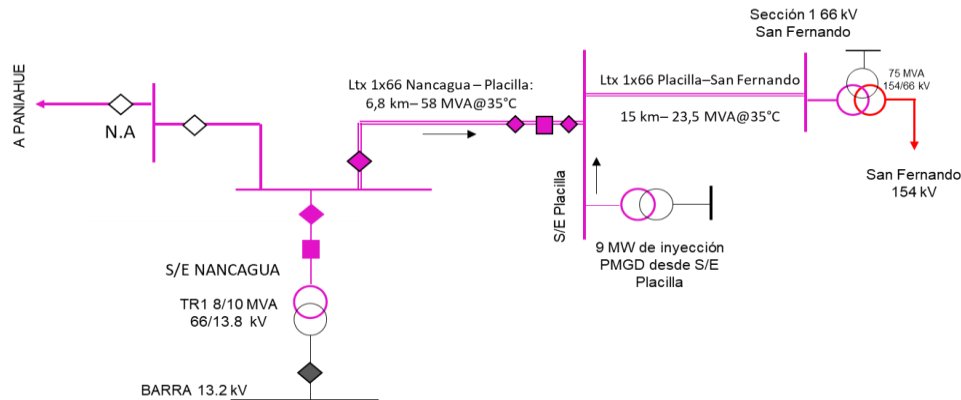


Figura 2-21. Diagrama Unilineal simplificado S/E Nancagua y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 2.21.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-61: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Nancagua.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxim a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
BU GR Rovian	Conectado	may-19	N/A	7	Fotovoltaico	Nancagua	T1	
Parque Nancagua	Conectado	mar-22	N/A	6	Fotovoltaico	Nancagua	T1	
PFV EL RUN RUN (EX CIENTOCUARENTAICINCO)	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 27/ene-22	3	Fotovoltaico	Puquillay	T1	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

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
								mes de abril de 2022.

### 2.21.3 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.

#### 2.21.3.1 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).

#### 2.21.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.21.3.4 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:

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

**Tabla 2-62: Potencia en transformador TR1 S/E Nancagua – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche-Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 66/13,8 kV	10	3	0	0	3	N/A

De la **Tabla 2-62**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-63: Potencia en transformador TR1 S/E Nancagua – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 66/13,8 kV	10	3	-13	-3	-13	-3

De la **Tabla 2-63**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Nancagua durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Placilla - Nancagua. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 13 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (58 MW). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

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

Adicionalmente se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador de la S/E Nancagua (13 MW) más la inyección de los proyectos PMGD de S/E Placilla (-9 MW), no generan la saturación en la línea consecutiva 1x66 kV Placilla -San Fernando de 24 MVA de Capacidad a 35°C (ver **Figura 2-21**).

## 2.22 ANALISIS S/E NIRIVILO

### 2.22.1 S/E Nirivilo y 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 22, se muestra una vista aérea de la zona, en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 22. 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.

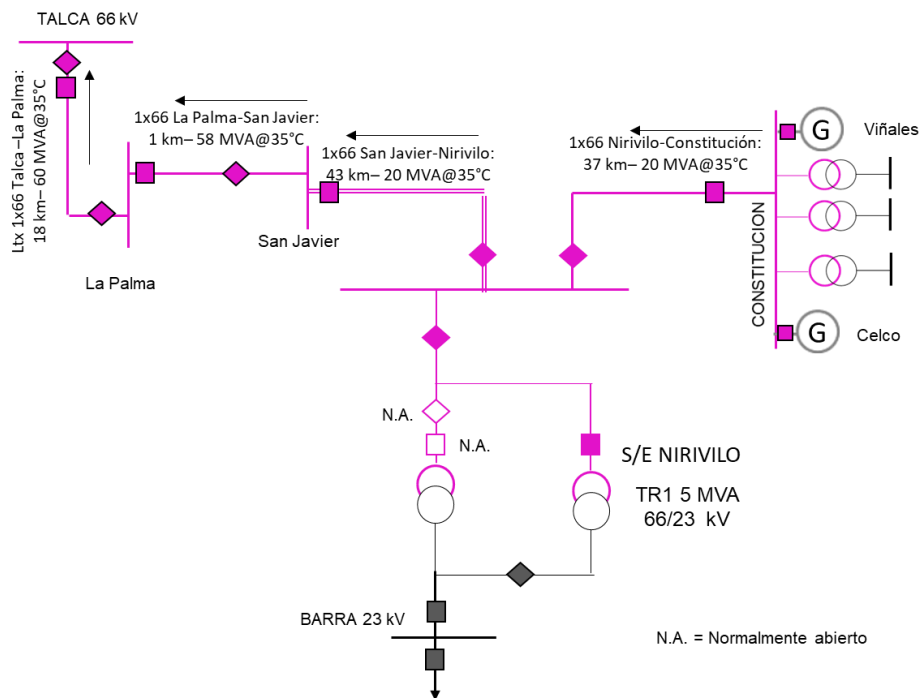


Figura 2-22. Diagrama Unilineal simplificado S/E Nirivilo y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 2.22.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-64: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Nirivilo.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectada o estimada de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Villa Cruz 7	Conectado	feb-20	N/A	3	Fotovoltaico	Santa Olga	T2	
Loica	Puesta en servicio declarada	ene-22	N° 279/ago-21	3	Fotovoltaico	Santa Olga	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (nov-22) se encuentra en análisis de la CNE lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 2.22.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1//TR2 66/23 kV – 5 MVax2 S/E Nirivilo.

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

#### 2.22.3.1 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.

#### 2.22.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

Tabla 2-65: Potencia en transformador TR1 S/E Nirivilo – bloque horas noche 2021.



Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión transformador en MW
Nirivilo TR1 66/23 kV	10	3	0	0	3	N/A

De la **Tabla 2-65**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-66: Potencia en transformadores TR1 S/E Nirivilo – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión transformador en MW
Nirivilo TR1// TR2 66/23 kV	10	0	-3	-3	-6	N/A

De la **Tabla 2-66**, se establece que la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 (operando en paralelo) de la S/E Nirivilo durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de estas unidades, correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 Nirivilo – San Javier (ver **Figura 2-22**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 6 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (20 MVA). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 6 \text{ MW} < 20 \text{ MVA}$$

Es importante de mencionar, que si bien la inversión de flujo en los transformadores de la S/E Nirivilo (-6 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 2-22**).

## 2.23 ANALISIS S/E OVALLE

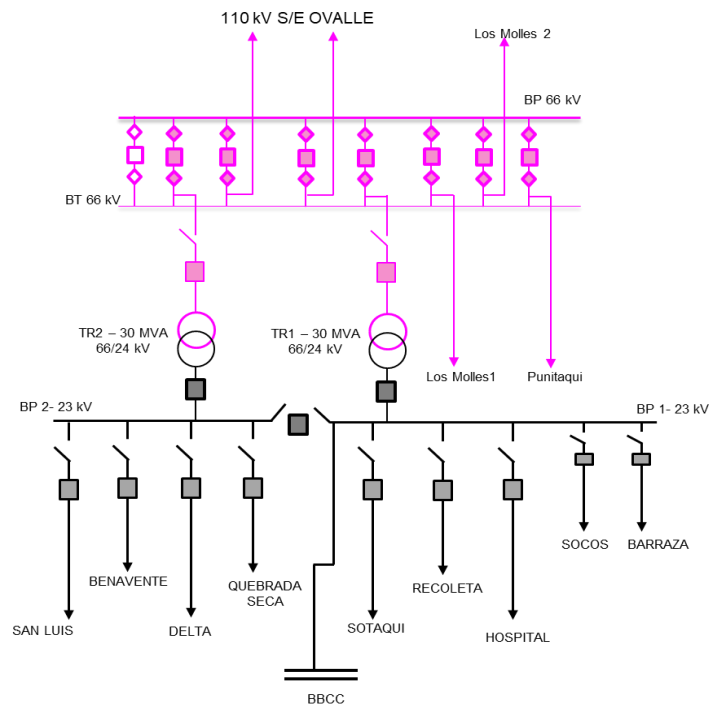
### 2.23.1 S/E Ovalle y entorno.

La S/E Ovalle se encuentra emplazada en la comuna de Ovalle, la cual pertenece a la Región de Coquimbo. 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 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 2-23 muestra un diagrama simplificado de la S/E Ovalle.



**Figura 2-23. Diagrama unilineal S/E Ovalle**
**2.23.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados**

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-67: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. TR1 S/E Ovalle.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Las Mollacas	Conectado	ene-16	N/A	3	Fotovoltaico	Hospital	T1	
Parque fotovoltaico Lagunilla	Conectado	nov-15	N/A	3	Fotovoltaico	Recoleta	T1	
La Chapeana	Conectado	ene-16	N/A	3	Fotovoltaico	SOTAQUI	T1	
La Chimba Bis	Conectado	may-20	N/A	3	Fotovoltaico	Hospital	T1	
Campo Lindo Bis	Conectado	mar-21	N/A	2,78	Fotovoltaico	Socos	T1	
Parque Ovalle Norte	Conectado	dic-20	N/A	9	Fotovoltaico	San Luis	T1	
Green	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 89/mar-21	9	Fotovoltaico	Sotaqui	T1	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (may-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
Recoleta 2	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 171/may-21	9	Fotovoltaico	Recoleta	T1	
Anisillo	Puesta en servicio declarada	jun-22	N° 407/oct-20	9	Fotovoltaico	Hospital	T1	
Samo Bajo Bis	Puesta en servicio declarada	feb-23	N° 305/abr-22	3	Fotovoltaico	SOTAQUI	T1	

**Tabla 2-68: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. TR2 S/E Ovalle.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	Conectado	nov-16	N/A	6	Fotovoltaico	Delta	T2	Ovalle
Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	Conectado	may-18	N/A	3	Fotovoltaico	Delta	T2	Ovalle
Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol (exSiberiaDos)	Conectado	mar-18	N/A	3	Fotovoltaico	Quebrada Seca	T2	
Impulso Solar Las Lloyas	Conectado	ene-19	N/A	3	Fotovoltaico	Quebrada Seca	T2	
Aegiceras	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 89/mar-21	9	Fotovoltaico	Delta	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jun-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
Cesius	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 89/mar-21	9	Fotovoltaico	Quebrada Seca	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jun-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.

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

#### 2.23.3.1 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 Ovalle.

#### 2.23.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-69: Potencia en transformadores TR1 y TR2 S/E Ovalle – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
TR1 66/15 kV	25	10	0	0	10	N/A
TR2 66/15 kV	25	6	0	0	6	N/A

De la **Tabla 2-69**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para los transformadores de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-70: Potencia en transformadores TR1 y TR2 S/E Ovalle – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión transformador en MW
TR1 66/15 kV	30	10	-24	-30	-44	<b>-14</b>
TR2 66/15 kV	30	5	-15	-18	-28	N/A

De la **Tabla 2-70**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Ovalle durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 30 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- 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 y que abastecen de manera independiente a las unidades TR1 y TR2. Los equipos TR3 y TR4 no ven saturada su capacidad nominal debido a la inyección de los proyectos PMGD proveniente de los transformadores AT/MT de esta instalación ya que ninguna unidad ve sobrepasado su capacidad nominal.

## 2.24 ANALISIS S/E PANGUILEMO

### 2.24.1 S/E Panguilemo y entorno.

La S/E Panguilemo se encuentra emplazada en la comuna de Talca, la cual pertenece a la Región del Maule. 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 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 2-24 muestra un diagrama simplificado de la S/E Panguilemo.

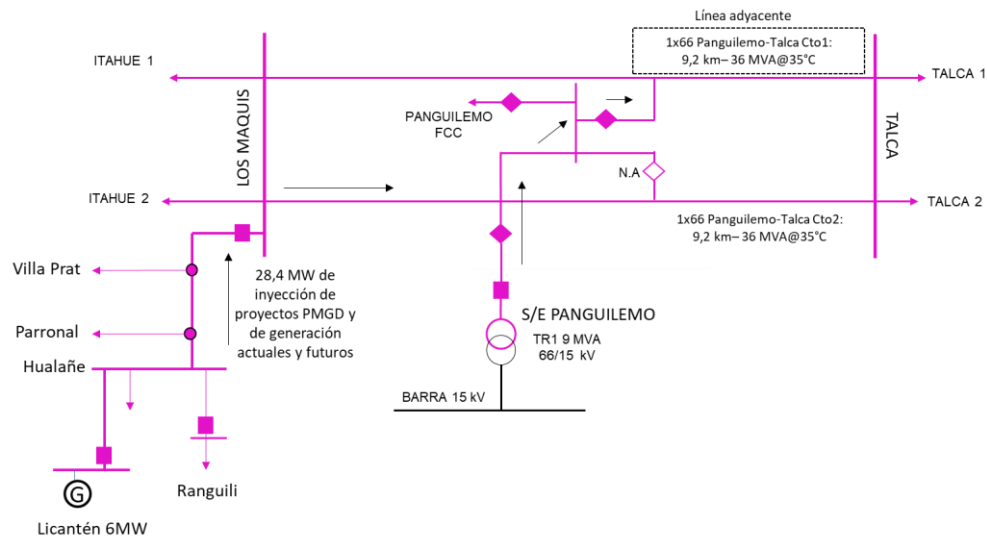


Figura 2-24. Diagrama Unilineal simplificado S/E Panguilemo y línea de transmisión adyacente que la conecta.

## 2.24.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-71: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Panguilemo.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Parque Fotovoltaico Las Perdices	Conectado	jul-19	N/A	3	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	
Parque Panguilemo	Conectado	mar-22	N/A	6	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	
Panguilemo	ICC Vigente	abr-22	N° 498/dic-20	3	Fotovoltaico	AERODROMO	T1	

## 2.24.3 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.

### 2.24.3.1 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.

### 2.24.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

De acuerdo con lo establecido en la sección 1.2 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:

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

**Tabla 2-72: Potencia en transformador TR1 S/E Panguilemo – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 66/15 kV	9	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 2-72**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 2 MW. Por lo anterior, se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-73: Potencia en transformador TR1 S/E Panguilemo – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
TR1 66/15 kV	9	2	-9	-3	-10	<b>-1</b>

De la **Tabla 2-36**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Panguilemo durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 9 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 Panguilemo - Talca ver Figura 2-24. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 10 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea (36 MVA). De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 10 \text{ MW} < 36 \text{ MVA}$$

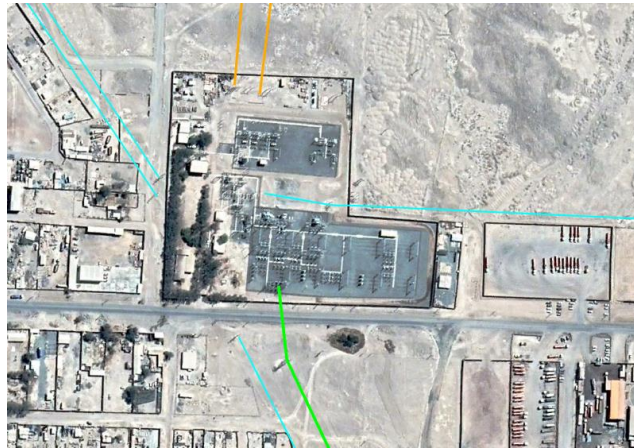
Si bien la inversión de flujo en el transformador de la S/E Panguilemo (-10 MW) no genera saturación de la línea 1x66 kV Panguilemo – Talca cto.1, se debe considerar un escenario de posible congestión en el mediano plazo, el cual comprende una inyección coincidente de energía (equivalente a 37,5 MW) 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 Ranguili), ver Figura 2-24.



## 2.25 ANALISIS S/E POZO ALMONTE

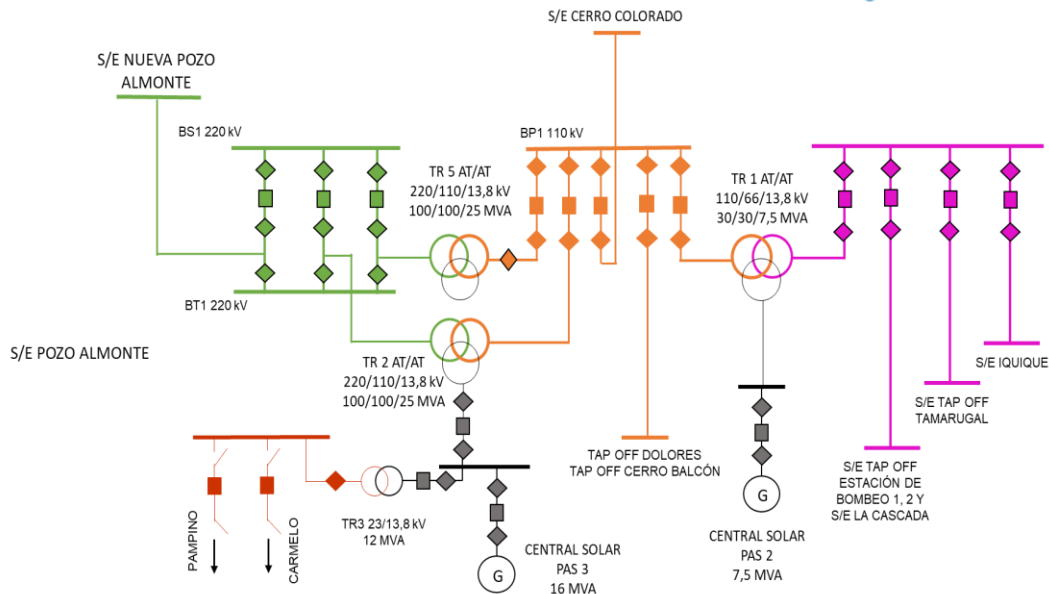
### 2.25.1 S/E Pozo Almonte y entorno.

La S/E Pozo Almonte se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Tarapacá provincia del Tamarugal. 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 Pozo Almonte**

Actualmente la S/E Pozo Almonte cuenta con dos transformadores AT/AT de nivel de tensión 220/110 kV ambos y capacidad 100 MVA cada uno. Del terciario de la unidad ATRN°2 (nivel de tensión 13,2 kV y 25 MVA) se conecta el alimentador Pampino. Esta instalación también posee un transformador AT/AT de nivel de tensión 110/66 kV el cual abastece a las instalaciones Iquique, Tamarugal y Cascada. Esta instalación se conecta al sistema mediante la línea 1X220 kV Lagunillas-Nueva Pozo Almonte-Pozo Almonte (longitud 73 km). La **Figura 2-26** muestra un esquema simplificado de la instalación descrita anteriormente.



**Figura 2-25. Diagrama Unilineal simplificado S/E Pozo Almonte y línea de transmisión a la cual se conecta.**

### 2.25.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-74: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Pozo Almonte.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Solarpark (Pozo al Monte Solar I)	Conectado	jun-15	N/A	9	Fotovoltaico	Pampino	T1	
Tamarugo (actualización Reingreso)	Conectado	jun-21	N/A	3	Fotovoltaico	Pampino	T1	
PMGD Ceresuela Uno 9 MW	Puesta en servicio declarada	may-25	N° 178/mar-22	9	Fotovoltaico	Pampino	T1	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 junio de 2022.

### 2.25.3 Análisis de Verificación de Congestión para AT3 23/13,8 kV – 12 MVA S/E Pozo Almonte.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación Pozo Almonte.

#### 2.25.3.1 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 .

#### 2.25.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.25.3.3 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 1.2.

#### 2.25.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR AUT3 23/13,8 KV – 12 MVA S/E POZO ALMONTE.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

Tabla 2-75: Potencia en transformador TR1 S/E EL Salado– bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Aut TR3 23/13,8	12	3	0	0	4	N/A

De la **Tabla 2-75**, se obtiene que la demanda mínima para la unidad AUT TR3 de esta subestación corresponde a 3 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

Tabla 2-76: Potencia en transformador TR1 S/E EL Salado – bloque horas día 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Aut TR3 23/13,8	12	4	-12	-9	-17	-5

De la **Tabla 2-76**, se establece que, la potencia que circulará por la unidad ATR3 de la S/E Pozo Almonte durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 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 ATR2 de S/E Pozo Almonte de capacidad 25 MVA. De esta manera se debe indicar que la inversión de flujo en el transformador ATR3 no genera la saturación del terciario del transformador AT 220/110/13,8 kV – de potencia 25 MVA

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 17\text{MW} < 25 \text{ MVA}$$

Sin embargo, se debe indicar que existe un escenario de inyección coincidente que involucra a los proyectos PMGD de la unidad ATR3 más la generación de la central Pozo Almonte Solar III de capacidad 16 MVA. En este escenario de inyección simultánea se puede alcanzar un bloque de 32 MW de inyección renovable que puede saturar la capacidad del terciario de la unidad AT 220/110/13,8 kV – de potencia 25 MVA.

## 2.26 ANALISIS S/E PUNITAQUI

### 2.26.1 S/E Punitaqui y entorno.

La S/E Punitaqui se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Coquimbo provincia de Limarí. 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 Punitaqui

Actualmente la S/E Punitaqui cuenta con un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,2 kV y capacidad 20 MVA. Esta instalación se conecta al sistema mediante la línea 1x66 kV Ovalle - Punitaqui (longitud 41 km). La **Figura 2-26** muestra un esquema simplificado de la instalación descrito anteriormente.

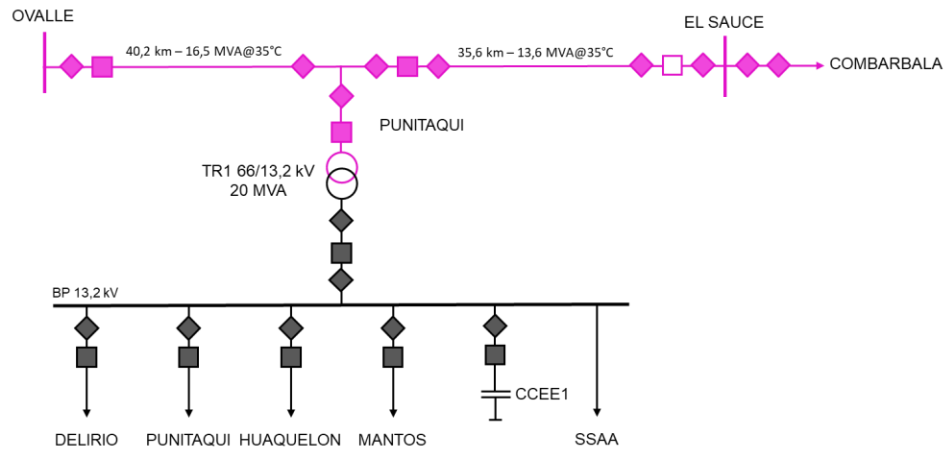


Figura 2-26. Diagrama Unilineal simplificado S/E Punitaqui y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.26.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-77: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Punitaqui.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Elektragen Punitaqui	Conectado	jul-07	N/A	9	Diésel/Fuel Oil	Delirio	T1	
Planta Solar Divisadero	Conectado	nov-16	N/A	3	Fotovoltaico	Huaquelon	T1	
Expansion Parque Solar Divisadero	Conectado	jul-16	N/A	0,4	Fotovoltaico	Huaquelon	T1	
Algarrobo	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 209/jun-21	9	Fotovoltaico	El Hinojo	T1	
Salado	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 209/jun-21	9	Fotovoltaico	Huaquelón	T1	

### 2.26.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,2kV – 20 MVA S/E Punitaqui.

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

#### 2.26.3.1 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 .

#### 2.26.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.26.3.3 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 1.2.

#### 2.26.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV – 15 MVA S/E EL SALADO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

Tabla 2-78: Potencia en transformador TR1 S/E Punitaqui– bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio	Potencia horas noche en trafo por	MW Congestión en trafo
----------------------	-----------------------	----------------------	----------------------	-------------------------	-----------------------------------	------------------------

		percentil 0,1 MW		declarada MW	inyección PMGD MW	
Punitaqui TR1 66/13,2 KV	20	0	-9	0	-9	N/A

De la **Tabla 2-78**, se obtiene que la potencia estimada para el transformador de esta subestación bloque horas noche corresponde a 9 MW, lo cual es menor a la capacidad nominal del equipo. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-79: Potencia en transformador TR1 S/E Punitaqui– bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
Punitaqui TR1 66/13,2 KV	20	0	-12	-18	-30	<b>-10</b>

De la **Tabla 2-79**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Punitaqui durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la adyacente línea 1x66 kV Ovalle – Punitaqui (ver **Figura 2-11**) a S/E Punitaqui. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 30 MW, valor que es mayor a los 17 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 30 \text{ MW} > 17 \text{ MVA}$$

## 2.27 ANALISIS S/E QUEROO

### 2.27.1 S/E Quereo y 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 27, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 27. 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 2-27 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

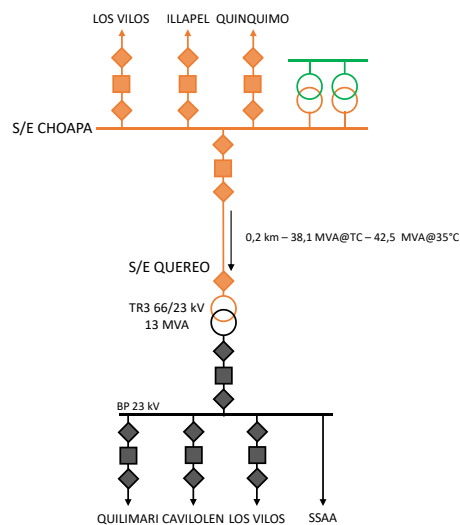


Figura 2-27. Diagrama Unilineal simplificado S/E Quereo y su conexión al sistema de transmisión zonal.

### 2.27.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-80: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Quereo.



Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Transformador de Conexión	Comentario
Conchali	Conectado	feb-18	N/A	3	Diésel/Fuel Oil	Los Vilos	T1	
PV Norte Chico I	Conectado	jun-19	N/A	2	Fotovoltaico	Quilimari	T1	
Caracas I	Puesta en servicio declarada	jun-22	N° 38/ene-20	9	Diésel/Fuel Oil	Quilimari	T1	
PSFV Maimalican	Puesta en servicio declarada	mar-23	N° 242/abr-22	9	Fotovoltaico	Quilimari	T1	

### 2.27.3 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.

#### 2.27.3.1 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 Quereo.

#### 2.27.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.27.3.4 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:

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

Tabla 2-81: Potencia en transformador TR1 S/E Hernán Fuentes – bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche- Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación noche MW	PMGD PES declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 110/23 kV	13	4	-3	-9	-8	N/A

De la **Tabla 2-81**, se obtiene que la potencia que circula por el transformador de esta subestación corresponde a 8 MW, lo cual es menor a su capacidad nominal. Por lo anterior, se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-82: Potencia en transformador TR1 S/E Hernán Fuentes – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	Congestión en trafo MW
TR1 110/23 kV	13	4	-5	-18	-19	-6

De la **Tabla 2-82**, se establece que, la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Quereo durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 13 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV Choapa – Quereo (ver **Figura 2-27**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en la subestación en análisis es de 19 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (38 MVA) de la línea, 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.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 19 \text{ MW} < 38 \text{ MVA}$$

## 2.28 ANALISIS S/E QUIANI

### 2.28.1 S/E Quiani y entorno.

La S/E Quiani se encuentra emplazada en la comuna de Arica, la cual pertenece a la Región de Arica y Parinacota provincia de Arica. 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 Quiani

Actualmente la S/E Quiani cuenta con tres transformadores AT/MT, las unidades TR1 y TR2 de características 66/13,8 kV – 5,65 MVA operan en paralelo y la unidad TR3 66/13,8 kV – 21 MVA opera de forma independiente. Esta instalación se conecta al sistema mediante la línea 1x66 kV Quiani -Estruc. N°6 - Parinacota (longitud 7,2 km). La **Figura 2-28** muestra un esquema simplificado de la instalación descrito anteriormente.

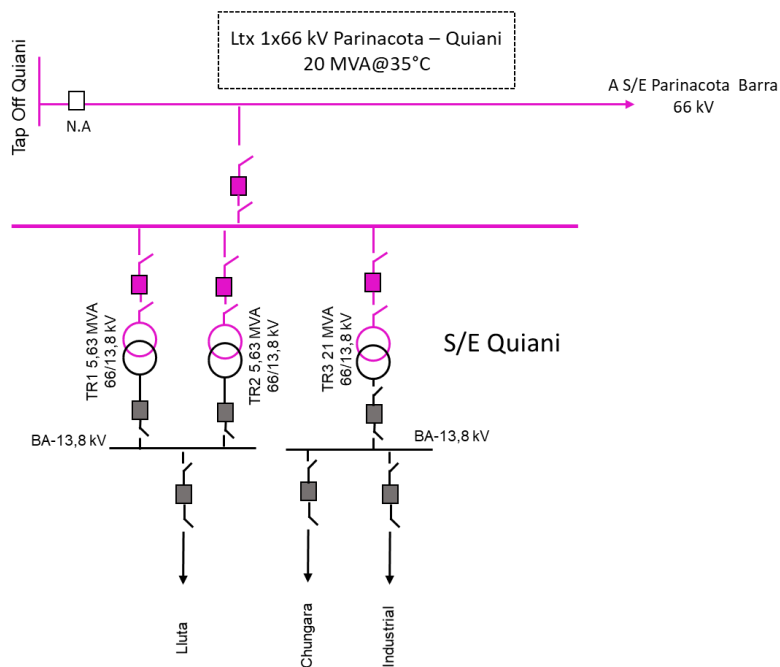


Figura 2-28. Diagrama Unilineal simplificado S/E Quiani y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.28.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-83: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Quiani.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PMGD FV Río Lluta Sur	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 88/feb-22	3	Fotovoltaico	Lluta	T1//T2	
CE Pampa Concordia A9	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 143/mar-22	9	Fotovoltaico	Lluta	T1//T2	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de junio de 2022.
Parque Tacna	Puesta en servicio declarada	dic-22	N° 215/mar-22	9	Fotovoltaico	Norte	T3	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 junio de 2022.

### 2.28.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1//TR2 66/13,8 kV - 5,6x2 MVA y TR3 66/13,8 kV -21 MVA S/E Quiani.

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

#### 2.28.3.1 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 .

#### 2.28.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

### 2.28.3.3 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 1.2.

### 2.28.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1//TR2 66/13,8 kV - 5,6 MVA S/E QUIANI.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-84: Potencia en transformadores S/E Quiani– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1//TR2	11,2	0	0	0	0	N/A
TR3	21	0	0	0	-9	N/A

De la **Tabla 2-84**, se obtiene que la demanda mínima, para los transformadores TR1 y TR2 que operan en paralelo y la unidad TR3, corresponde a 0 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-85: Potencia en transformadores S/E Quiani – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1//TR2	11,2	0	0	-12	-12	-0,8
TR3	21	0	0	-9	-9	N/A

De la **Tabla 2-85**, se establece que, la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 que operan en paralelo en esta subestación durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 11,2 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación. Para la unidad TR3 no se determina la existencia de congestión por la inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x66 kV Parinacota - Quiani (ver **Figura 2-28**) . De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados a la subestación en análisis es de 21 MW, valor que es mayor a los 20 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 21\text{MW} > 20 \text{ MVA}$$

## 2.29 ANALISIS S/E QUINQUIMO

### 2.29.1 S/E Quinquimo y entorno.

La S/E Quinquimo se encuentra emplazada en la comuna de Papudo, la cual pertenece a la Región de Valparaíso provincia de Papudo. En la **Ilustración 28**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



**Ilustración 29. Vista aérea S/E Quinquimo**

Actualmente la S/E Quinquimo cuenta con un transformadores AT/MT de características 110/23 kV -20 MVA. Esta instalación se conecta al sistema mediante la línea 1x110 kV Choapa - Quinquimo (longitud 62 km). La **Figura 2-29** muestra un esquema simplificado de la instalación descrito anteriormente.

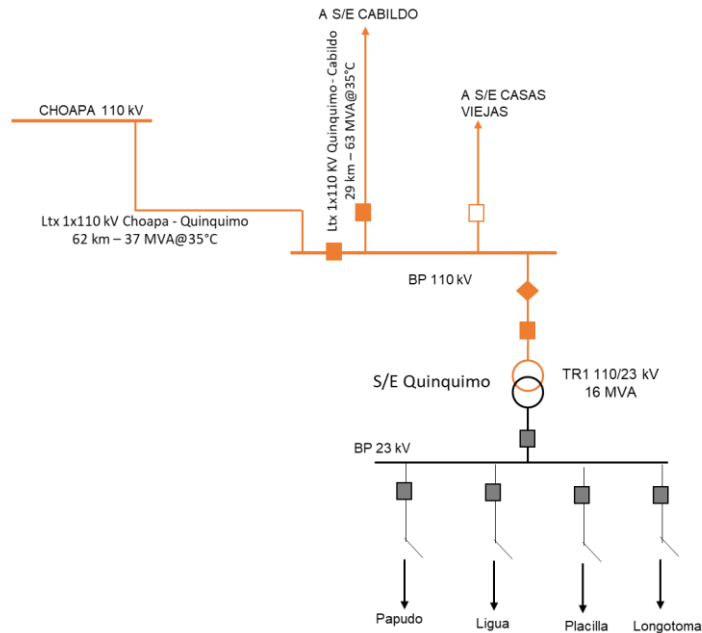


Figura 2-29. Diagrama Unilineal simplificado S/E Quinquimo y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.29.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-86: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Quinquimo.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Proyeto Fotovoltaico Ariztia 2015	Conectado	ene-19	N/A	3	Fotovoltaico	Longotoma	T1	
Parque Fotovoltaico La Ligua (Reingreso)	Conectado	ago-19	N/A	3	Fotovoltaico	LA LIGUA	T1	
Jaururo Solar	Conectado	jul-19	N/A	3	Fotovoltaico	Placilla	T1	
Jaururo Solar II (La Ligua)	Conectado	mar-20	N/A	3	Fotovoltaico	Placilla	T1	
El Ingenio	Puesta en servicio declarada	jul-22	N° 264/abr-22	9	Fotovoltaico	La Ligua	T1	

### 2.29.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/23 kV – 20 MVA S/E Quinquimo.

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

#### 2.29.3.1 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 .

#### 2.29.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2.

#### 2.29.3.3 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 1.2.

#### 2.29.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/23 KV – 20 MVA S/E QUINQUIMO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-87: Potencia en transformador TR1 S/E Quinquimo– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Quinquimo TR1 110/23 kV	20	7	0	0	7	N/A

De la **Tabla 2-87**, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 7 MW. Por lo anterior, se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-88: Potencia en transformador TR1 S/E Quinquimo – bloque horas día 2021.**



Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Quinquimo TR1 110/23 kV	20	5	-12	-9	-16	N/A

De la **Tabla 2-88**, podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación no ocasiona la congestión del transformadores TR1 de S/E Quinquimo.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x110 kV Choapa - Quinquimo (ver **Figura 2-29**) adyacente a esta instalación. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 16 MW, valor menor a los 36 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 16\text{MW} < 36\text{MVA}$$

Adicionalmente, se debe indicar que en el entorno de la S/E Quinquimo (específicamente aguas abajo) se encuentra la S/E Cabildo, la cual tiene un flujo inverso de 43 MW producto de la inyección de proyectos PMGD en operación y con puesta en servicio declarada. De esta manera los 43 MW aportados por S/E Cabildo sumado a los 16 MW provenientes de S/E Cabildo pueden generar la saturación de la línea línea 1x110 kV Choapa – Quinquimo, en un escenario de generación coincidente en horas sol con aplicación de restricción de capacidad de líneas por temperatura.

## 2.30 ANALISIS S/E RANGUILI

### 2.30.1 S/E Ranguili y entorno.

La S/E Ranguili se encuentra emplazada en la comuna de lolol, la cual pertenece a la Región de O’Higgins. 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 Ranguili.**

Actualmente la S/E Ranguili 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 2-30 muestra un diagrama simplificado de la S/E Ranguili.

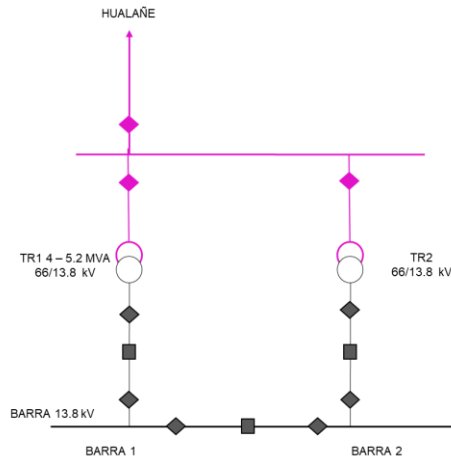


Figura 2-30. Diagrama Unilineal simplificado S/E Ranguili

### 2.30.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-89: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Ranguili.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectada o estimada de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
EL Ranguil	Conectado	feb-19	N/A	3	Fotovoltaico	Paredones	T1//T2	
Parque FV La Frontera	Conectado	nov-17	N/A	5	Fotovoltaico	Paredones	T1//T2	
Ranguil II V3	Puesta en servicio declarada	jul-22	N° 339/sep-21	3	Fotovoltaico	Patacon	T1//T2	

### 2.30.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 5,2 MVA S/E Ranguili.

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

#### 2.30.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

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

### 2.30.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 2.30.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1//TR2 66/13,8 KV – 5,2 MVA S/E RANGUILI.

De acuerdo con lo establecido en la sección 1.2 de este informe, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-90: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E Ranguili– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Ranguili TR1//TR2	10,4	1	0	0	1	N/A

De la **Tabla 2-90**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 1 MW. Por lo anterior, se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-91: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E Ranguili – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Ranguili TR1//TR2	10,4	2	-8	-3	-9	N/A

De la **Tabla 2-91** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación no ocasiona la congestión en los transformadores TR1//TR2 de S/E Ranguili.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x66 kV Ranguili – Hualañe adyacente a esta subestación (ver **Figura 2-30**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectados en el transformador en análisis es de 9 MW, valor que es menor los 40 MVA de capacidad de la línea a 35°. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

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

## 2.31 ANALISIS S/E RENGO

### 2.31.1 S/E Rengo y entorno.

La S/E Rengo se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de O’Higgins provincia de Cachapoal. 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 Rengo.**

Actualmente la subestación Rengo posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/15 kV y capacidad 30 MVA. Esta instalación se conecta al sistema a través de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rengo de 0,5 km de longitud y a través de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Pelequén.

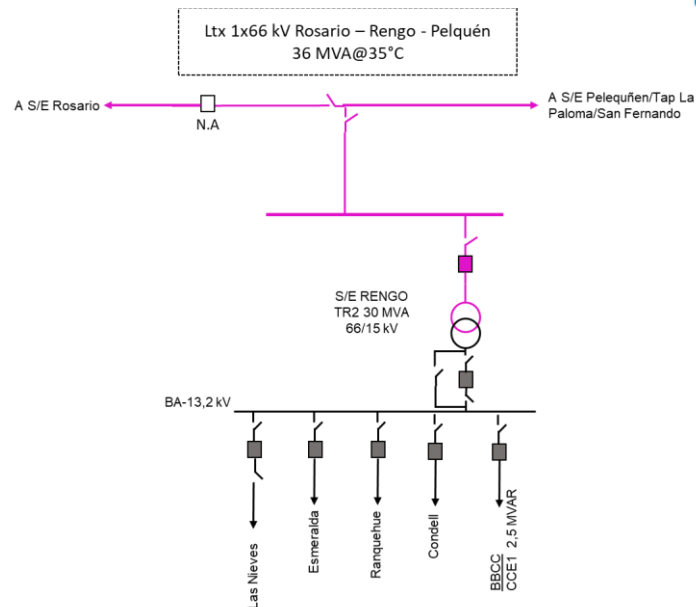


Figura 2-31. Diagrama Unilineal simplificado S/E Rengo y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.31.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-92: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Rengo.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Pitotoy Solar	Conectado	abr-20		3	Fotovoltaico	PANQUEHUE	T2	
Queltehue Solar (Reingreso)	Conectado	abr-20		3	Fotovoltaico	PANQUEHUE	T2	
FV BU GR Rinconada	Conectado	dic-19		8	Fotovoltaico	LAS NIEVES	T2	
PFV 146	Puesta en servicio declarada	oct-23	N° 137/mar-22	9	Fotovoltaico	Condell	T2	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de junio de 2022.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PLANTA SOLAR LOS MIGUELES	Puesta en servicio declarada	mar-23	N° 301/abr-22	9	Fotovoltaico	Esmeralda	T2	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 julio de 2022.

### 2.31.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/15 kV – 30 MVA S/E Rengo.

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

#### 2.31.3.1 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 .

#### 2.31.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.31.3.3 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 1.2.

#### 2.31.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/15 KV – 30 MVA S/E RENGÓ.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-93: Potencia en transformador TR2 S/E Rengo– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
RENGO TR2 66/15 kV	30	7	0	0	7	N/A

De la **Tabla 2-93**, se obtiene que la demanda mínima para los transformadores de esta subestación corresponde a 0,1 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-94: Potencia en transformador TR2 S/E Rengo – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
RENGO TR2 66/15 kV	30	8	-14	-18	-24	N/A

De la **Tabla 2-94** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación no ocasiona la congestión del transformador TR2 de S/E Rengo.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Pelequén – Tap Rengo (ver **Figura 2-31**) adyacente a la subestación Rengo. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 24 MW, valor que es menor a los 36 MVA de capacidad nominal de la línea a 35°C. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 24MW < 36 MVA$$

## 2.32 ANALISIS S/E SAN CARLOS

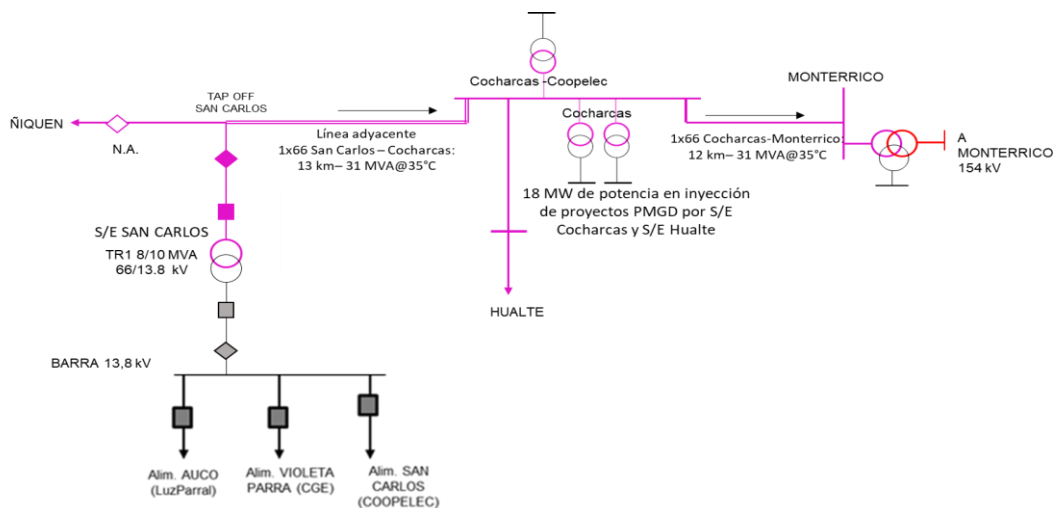
### 2.32.1 S/E San Carlos y entorno.

La S/E San Carlos se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Ñuble. 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 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 2.32 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.



**Figura 2.32. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Carlos y sistema adyacente.**

### 2.32.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-95: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E San Carlos.**



Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha Puesta en servicio o próxima de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PFV Las Codornices	Conectado	abr-19	N/A	3	Fotovoltaico	San Carlos (COPELEC)	T1	
San Carlos (ex - Violeta III)	Conectado	feb-22	N/A	3	Fotovoltaico	San Carlos (COPELEC)	T1	
Santa luisa	Conectado	jul-21	N/A	3	Fotovoltaico	San Carlos (COPELEC)	T1	
PMGD Mutupin	Conectado	jul-21	N/A	9	Fotovoltaico	Alico	T1	
Parque PVP Itihue 2	Puesta en servicio declarada			9	Fotovoltaico	Monte Blanco	T1	

### 2.32.3 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.

#### 2.32.3.1 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.

#### NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.32.3.2 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 1.2.

#### 2.32.3.3 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV – 18,7 MVA 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-96: Potencia en transformador TR1 S/E San Carlos– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 66/13,8 kV	18,7	5	0	0	5	N/A

De la **Tabla 2-96**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 5 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-97: Potencia en transformador TR1 S/E San Carlos – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas día en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
TR1 66/13,8 kV	18,7	6	-18	-9	-21	<b>3,7</b>

De la **Tabla 2-97** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación ocasiona la congestión del transformadores TR1 de S/E San Carlos.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x66 kV San Carlos – Cocharcas adyacente a S/E San Carlos (ver **Figura 2.32**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 21 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (31 MVA) de la línea, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 21 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

A pesar de lo anterior, se identifica una condición de riesgo de saturación para la línea 1x66 kV Cocharcas-Monterrico, el cual considera un escenario de generación coincidente de los proyectos PMGD conectados a la S/E Hualte y S/E Cocharcas equivalentes a 18 MW, los cuales sumados a los 21 MW provenientes de S/E San Carlos (ver **Figura 2.32**) pueden ocasionar la saturación de la línea en análisis.

## 2.33 ANALISIS S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

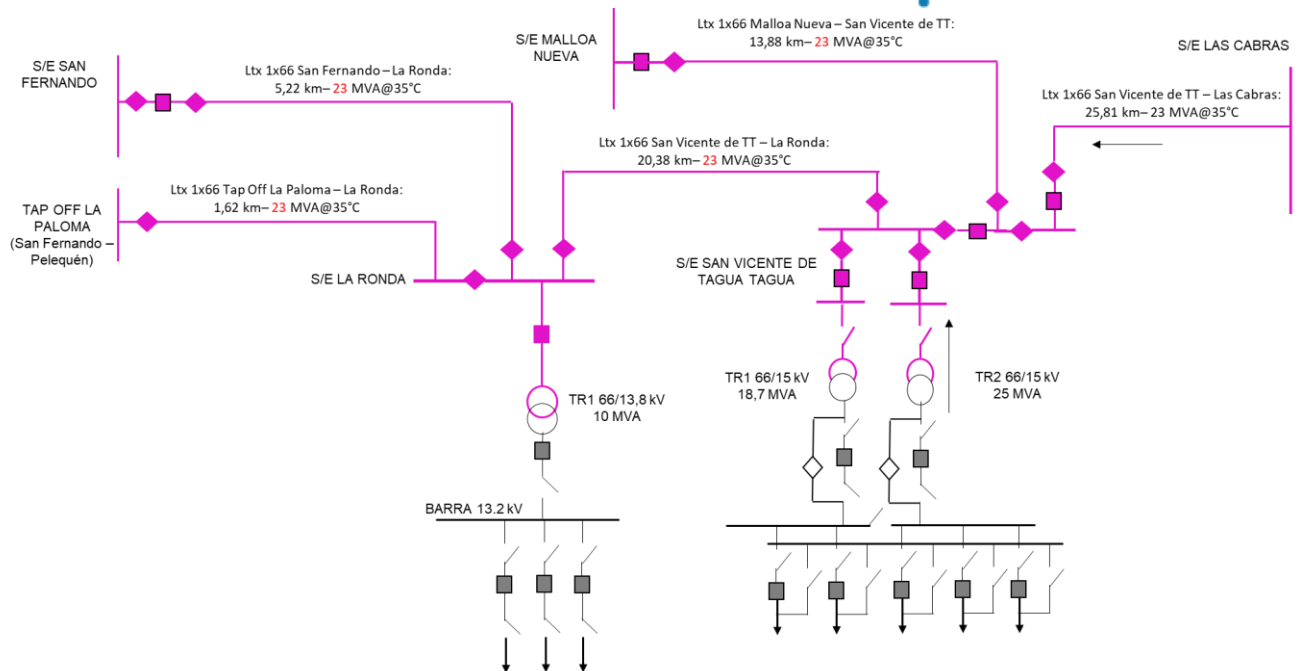
### 2.33.1 S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA y entorno.

La S/E San Vicente de Tagua Tagua se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de O'Higgins provincia de Cachapoal. 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 San Vicente de Tagua Tagua**

Actualmente la S/E San Vicente de Tagua Tagua cuenta con dos transformadores AT/MT ambos con nivel de tensión 66/15 kV. La unidad TR1 tiene una potencia de 18,7 MVA y la unidad TR2 cuenta con una potencia de 25 MVA. Esta subestación se conecta al sistema mediante la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Malloa Nueva (esta línea abastece a TR1) y la línea 1x66 kV San Fernando-La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua (esta línea abastece a TR2). La **Figura 2-33** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.



**Figura 2-33. Diagrama Unilineal simplificado S/E San Vicente de Tagua Tagua y línea de transmisión a la cual se conecta.**

### 2.33.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-98: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E San Vicente de Tagua Tagua.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
La Acacia	Conectado	may-18	N/A	9	Fotovoltaico	LOS MAITENES	T1	
Parque Solar FV Santa Amelia	Conectado	jun-20	N/A	3	Fotovoltaico	German Riesco	T1	
PVP La Muralla	Conectado	jul-21	N/A	3	Fotovoltaico	German Riesco	T1	
FV BU GR San Vicente	Conectado	sept-21	N/A	8	Fotovoltaico	PEUMO	T2	
La Tenca	Conectado	dic-21	N/A	9	Fotovoltaico	La Fuentecilla	T2	
Idahue Solar	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 542/dic-21	3	Fotovoltaico	Peumo	T2	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PFV El Cardenal	Puesta en servicio declarada	dic-22	N° 210/mar-22	3	Fotovoltaico	La Fuentecilla	T2	

### 2.33.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 66/15 kV – 25 MVA S/E Sn Vicente de TT.

A continuación, se detalla el análisis para la subestación San Vicente de Tagua Tagua.

#### 2.33.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

A la fecha de emisión de este informe, la S/E Sn Vicente de TT cuenta con el proyecto: “Nueva Subestación Fuentecilla, el cual se desarrolla mediante el mecanismo de obra urgente. Este Proyecto se encuentra contenido en la Resolución Exenta N° 467 de 2020. A grandes rasgos el proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación que contará con un nuevo transformador 66/15 kV, 30 MVA. Esta nueva instalación se emplazará en las cercanías de la S/E San Vicente de TT.

#### 2.33.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, 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.

#### 2.33.3.3 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 1.2.

#### 2.33.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 66/15 KV – 25 MVA S/E SAN VICENTE DE TT.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

**Tabla 2-99: Potencia en transformador TR2 S/E San Vicente de TT– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio	Potencia horas noche en trafo por	MW Congestión en trafo
----------------------	-----------------------	-------------------------------------	----------------------	-------------------------	-----------------------------------	------------------------

				declarada MW	inyección PMGD MW	
San Vicente de TT	25	4	0	0	4	N/A

De la **Tabla 2-99**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación no sobrepasa su capacidad nominal. Por lo anterior, se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

**Tabla 2-100: Potencia en transformador TR2 S/E San Vicente de TT – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
San Vicente de TT	25	3	-17	-6	-20	N/A

De la **Tabla 2-100** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación no ocasiona la congestión del transformador TR2 de S/E San Vicente de TT.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea 1x66 kV San Fernando – La Ronda – San Vicente de TT (ver **Figura 2-33**) adyacente a S/E San Vicente de TT. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 32 MW (considerando TR1 y TR2), valor que es menor a los 36 MVA de capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 32 \text{ MW} < 36 \text{ MVA}$$

Importante de mencionar que S/E La Ronda cuenta con un proyecto PMGD declarado en construcción de 6 MW. Si esta instalación presenta un incremento en la conexión de proyectos PMGD puede generar un escenario de inyección coincidente con los proyectos PMGD de S/E San Vicente de Tagua Tagua, el cual puede ocasionar la saturación de la línea en mención, ante un escenario verano -día o de restricción de capacidad debido a temperatura ambiente.

## 2.34 ANALISIS S/E SANTA ELVIRA

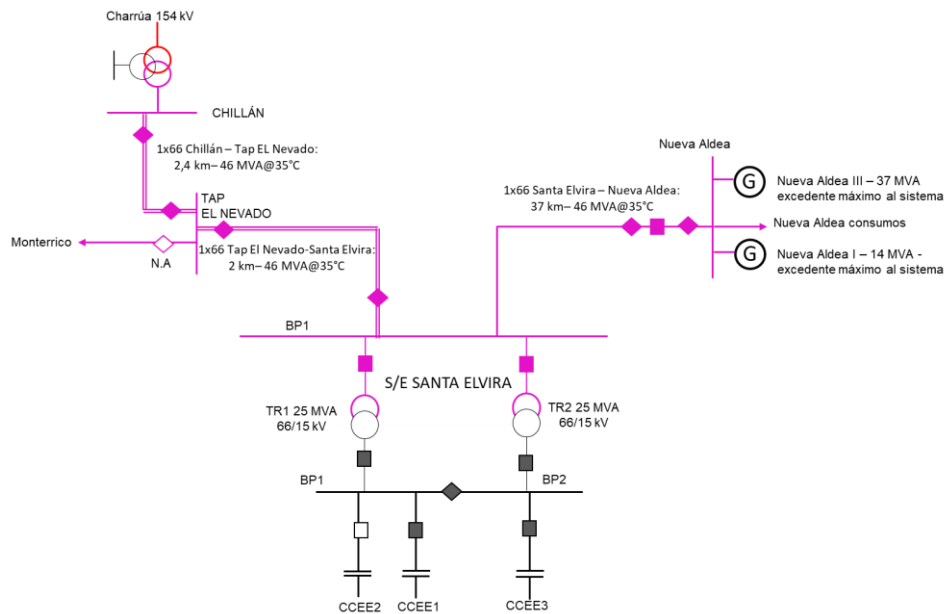
### 2.34.1 S/E Santa Elvira y entorno

La S/E Santa Elvira se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región del Ñuble. 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 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 2-34** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.



**Figura 2-34. Diagrama Unilineal simplificado S/E Santa Elvira y línea adyacente que la conecta al sistema de transmisión.**

### 2.34.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-101: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Santa Elvira.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha conexión o PES declarada	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Coihueco Vicente Méndez	Conectado	jul-21	N/A	3	Fotovoltaico	Vicente Méndez	T1	
Elvira V (La Palma)	Conectado	dic-21	N/A	9	Fotovoltaico	Almagro	T1	
Chillán San Alberto 1	PES declarada	abr-23	N° 42/ene-22	9	Fotovoltaico	San Alberto	T1	
Chillán OHiggins	PES declarada	nov-21	N° 498/dic-20	9	Fotovoltaico	O’Higgins	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (may-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 2.34.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 y TR2 66/15 kV – 25 MVA S/E Santa Elvira

#### 2.34.3.1 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.

#### 2.34.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

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

#### 2.34.3.3 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.



### 2.34.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 Y TR2 66/15 KV - S/E SANTA ELVIRA.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-102: Potencia en transformadores TR1 y TR2 S/E Santa Elvira – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
TR1 66/15 kV	25	8	0	0	8	N/A
TR2 66/15 kV	25	6	0	0	6	N/A

De la **Tabla 2-102**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-103: Potencia en transformadores TR1 y TR2 S/E Santa Elvira – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días- Transformador por inyección PMGD MW	Congestión transformador en MW
TR1 66/15 kV	25	6	-12	-9	-15	N/A
TR2 66/15 kV	25	5	0	-9	-4	N/A

De la **Tabla 2-103** se establece que la potencia que circulará por los transformadores TR1 y TR2 de la S/E Santa Elvira durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de estas unidades, correspondiente a 25 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente a esta subestación. De esta manera el flujo por la línea 1x66 Tap El Nevado- Santa Elvira (ver **Figura 2-34**), debido a la inyección de PMGD conectados es de 19 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C de la línea. De esta manera, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 19 \text{ MW} < 46 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que la inversión de flujo en los transformadores de la S/E Santa Elvira (-18 MW conjunto) tampoco en la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Chillán de capacidad 46 MVA a 35°C (ver **Figura 2-34**). Sin embargo, se debe considerar un escenario de inyección coincidente provenientes desde la generación de las centrales del complejo Nueva Aldea (ubicados aguas abajo de S/E Santa Elvira), las cuales aportan al sistema un excedente de potencia equivalente a 50 MVA, lo cual, sumado al aporte de los 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.

## 2.35 ANALISIS S/E SANTA ROSA

### 2.35.1 S/E Santa Rosa y entorno.

La S/E Santa Rosa se encuentra emplazada en la comuna de San Pedro, la cual pertenece a la Región Metropolitana provincia de San Pedro. 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 Santa Rosa**

Actualmente la subestación Santa Rosa posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/23 kV y capacidad 20 MVA. Esta instalación se conecta al sistema a través de la línea 1x66 kV Las Arañas-Peumo- Santa Rosa.

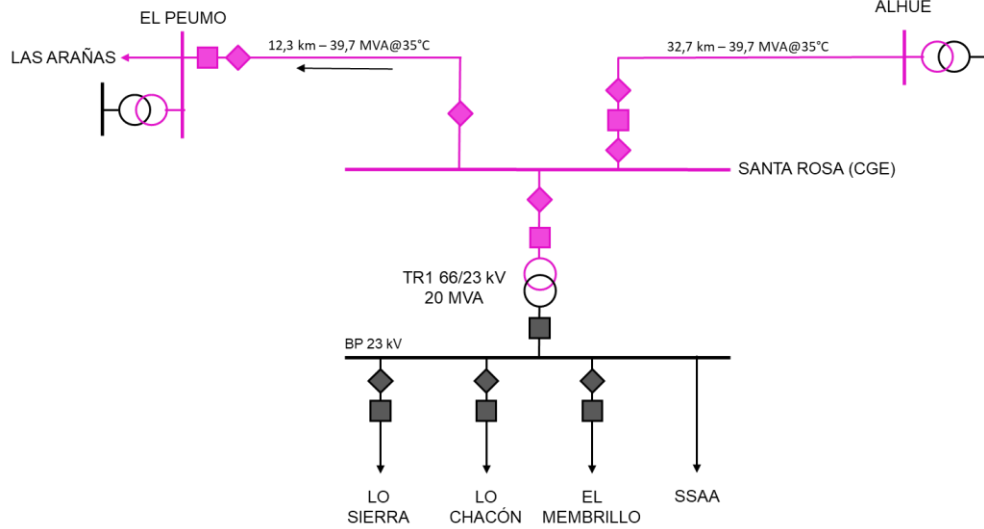


Figura 2-35. Diagrama Unilineal simplificado S/E Santa Rosa y línea de transmisión a la cual se conecta.

### 2.35.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 2-104: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Santa Rosa.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o próxima de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
GR Santa Rosa	Conectado	feb-19	N/A	9	Fotovoltaico	EL MEMBRILLO	T1	
PSF Lo Sierra	Conectado	mar-19	N/A	3	Fotovoltaico	LO SIERRA	T1	
PSF Don Andronico	Conectado	feb-21	N/A	3	Fotovoltaico	LO SIERRA	T1	
Parque Alhué	Conectado	jul-21	N/A	6	Fotovoltaico	El Membrillo	T1	
PMGD CÓNDROR LO CHACON II	ICC Vigente	ene-23	N° 55/ene-22	3	Fotovoltaico	Lo Chacon	T1	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.

### 2.35.3 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.

#### 2.35.3.1 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 .

#### 2.35.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

De acuerdo con lo indicado en la sección 1.2, este Coordinador considerará como proyección de demanda un escenario de crecimiento nulo en la demanda eléctrica.

#### 2.35.3.3 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 1.2.

#### 2.35.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/23 KV – 20 MVA S/E SANTA ROSA.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformadores AT/MT:

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

Tabla 2-105: Potencia en transformador TR1 S/E Santa Rosa– bloque horas noche 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche en trafo por inyección PMGD MW	MW Congestión en trafo
Santa Rosa TR1 66/23 kV	20	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 2-93**, se obtiene que la demanda mínima para el transformador de esta subestación corresponde a 2 MW. Por lo anterior se determina que no existe congestión en esta instalación debido a la inyección de proyectos PMGD en bloque horas noche.

- Nivel de Congestión día – transformadores AT/MT :

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

Tabla 2-106: Potencia en transformador TR1 S/E Santa Rosa – bloque horas día 2021.

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio	Potencia horas días en trafo por	MW Congestión en trafo
----------------------	-----------------------	-------------------------------------	----------------------	-------------------------	----------------------------------	------------------------

				declarada MW	inyección PMGD MW	
Santa Rosa TR1 66/23 kV	20	1	-21	-3	-22	<b>-2</b>

De la **Tabla 2-94** podemos determinar que la inyección de energía de los proyectos PMGD asociados a esta instalación ocasiona la congestión del transformador TR1 de S/E Santa Rosa.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Las Arañas -El Peumo- Santa Rosa (ver **Figura 2-35**) adyacente a la subestación en análisis. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 22 MW, valor que es menor a los 40 MVA de capacidad nominal de la línea a 35°C. De esta manera se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para esta instalación.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 22\text{MW} < 40 \text{ MVA}$$

Pese a lo anterior, se debe considerar un escenario de inyección coincidente (escenario horas día con restricción de capacidad en las líneas por temperatura) de los proyectos PMGD de las S/E El Peumo y Alhué, los cuales equivalen a 20 MW en proyectos en operación y a 6 MW en proyectos con declaración en construcción. Los montos de inyección anteriores dan un total de 26 MW, los cuales sumados a los 22 MW de inyección proveniente de S/E Santa Rosa generan un escenario posible de congestión de la línea 1x66 kV Las Arañas -El Peumo.

## 2.36 ANALISIS S/E VALLENAR

### 2.36.1 S/E Vallenar y entorno

La S/E Vallenar se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de Atacama. En la **Ilustración 36**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 36 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 2-36 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

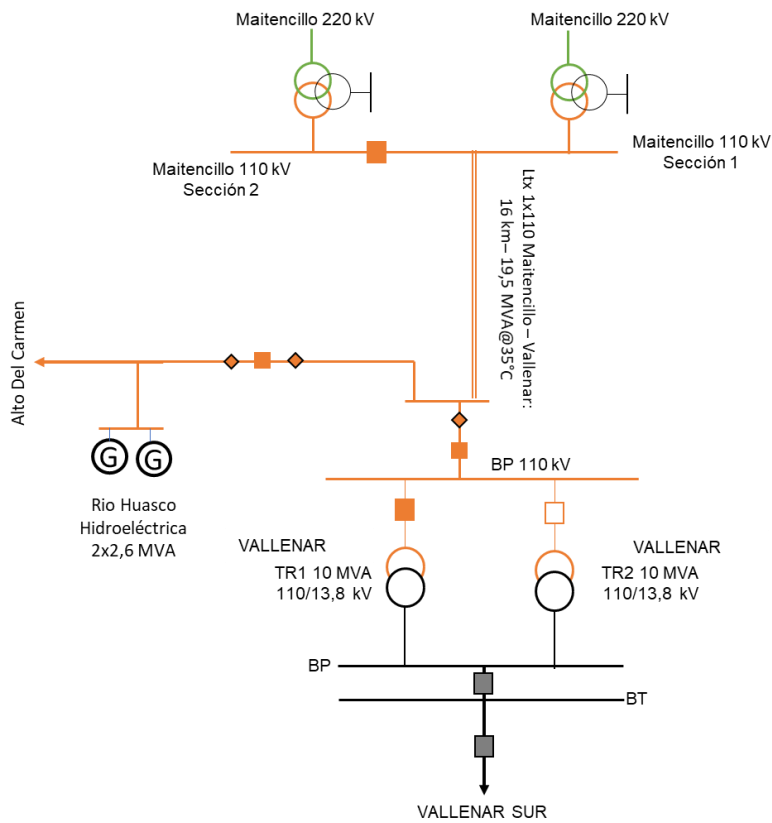


Figura 2-36. Diagrama Unilineal simplificado S/E Vallenar y línea de transmisión adyacente que la conecta.

### 2.36.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-107: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Vicuña.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima de conexión)	Fecha puesta en servicio o próxima de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Transformador de Conexión	Comentario
FV GR Astillas	Conectado	mar-22	N/A	9	Fotovoltaico	Astillas	T1//T2	
Titanium	ICC Vigente	may-22	N° 209/jun-21	9	Fotovoltaico	Torreblanca	T1//T2	
Parque Solar Fotovoltaico Maraño II	ICC Vigente	ago-22	N° 476/nov-21	9	Fotovoltaico	Valle	T1//T2	

### 2.36.3 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.

#### 2.36.3.1 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.

#### 2.36.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.36.3.3 CONEXIÓN DE LOS PMGD INVOLUCRADOS EN HORIZONTE DE ESTUDIO.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.36.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR2 110/13,8 KV - S/E VALLENAR.

A continuación, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de acuerdo con lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-108: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E Vallenar – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
Vallenar (TR1//TR2) 110/13,8 kV	20	7	0	0	7	N/A

De la **Tabla 2-108**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-109: Potencia en transformador TR1//TR2 S/E Vallenar – bloque horas día 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas días- Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
Vallenar (TR1//TR2) 110/13,8 kV	20	7	-9	-18	-20	0

De la **Tabla 2-109** se establece que la potencia que circulará por los transformadores TR1//TR2 de la S/E Vallenar durante las horas de sol supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 20 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente de esta subestación. De esta manera el flujo por la línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar (ver **Figura 2-36**) debido a la inyección de PMGD es de 20 MW, valor que topa la capacidad nominal a 35°C de la línea (20 MVA). De esta manera, se determina la existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento, bajo un escenario de generación de proyectos PMGD y limitación de la línea de transmisión por temperatura ambiente.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20,4 \text{ MW} > 20 \text{ MVA}$$



## 2.37 ANALISIS S/E VICUÑA

### 2.37.1 S/E Vicuña y entorno.

La S/E Vicuña se encuentra emplazada en la comuna de Vicuña, la cual pertenece a la Región Coquimbo. 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 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 2-37 muestra un diagrama simplificado del esquema descrito.

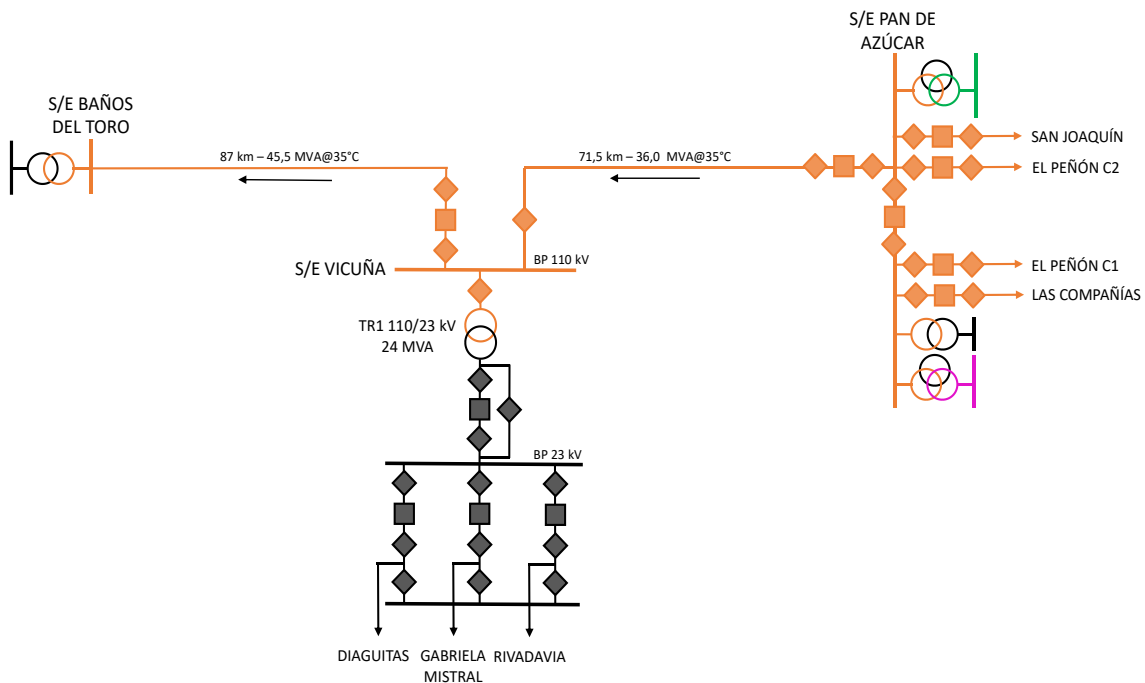


Figura 2-37. Diagrama Unilineal simplificado S/E Vicuña y su conexión al sistema de transmisión zonal.

### 2.37.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 2-110: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Vicuña.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Transformador de Conexión	Comentario
Planta Fotovoltaica Tambo Real	Conectado	ene-13	N/A	1	Fotovoltaico	Gabriela Mistral	T1	
Vicuña Solar II (SOL)	Conectado	oct-15	N/A	3	Fotovoltaico	Rivadavia	T1	
Vicuña Solar III (LUNA)	Conectado	sept-15	N/A	3	Fotovoltaico	Rivadavia	T1	
Ampliación Planta Fotovoltaica Tambo Real II	Conectado	may-14	N/A	2	Fotovoltaico	Gabriela Mistral	T1	
Santa Francisca	Conectado	dic-21	N/A	6	Fotovoltaico	Rivadavia	T1	
Nilo	ICC Vigente	may-22	N° 209/jun-21	9	Fotovoltaico	Gabriela Mistral	T1	

### 2.37.3 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.

#### 2.37.3.1 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.

#### 2.37.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 2.37.3.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-111: Potencia en transformador TR1 S/E Vicuña – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
VICUÑA 110/23 kV	24	3	0	0	3	N/A

De la **Tabla 2-111**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 2-112: Potencia en transformador TR1 S/E Vicuña – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	MW en transformador
VICUÑA 110/23 kV	24	4	-15	-9	-20	N/A

De la **Tabla 2-112** se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Vicuña durante las horas de sol no supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 24 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente a la S/E Vicuña. De esta manera el flujo por la línea 1x110 kV Pan de Azúcar – Vicuña (ver **Figura 2-37**) debido a la inyección de PMGD es de 20 MW, valor que es menor a la capacidad nominal de la línea a 35°C (36 MVA), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 20 \text{ MW} < 36 \text{ MVA}$$

### 3. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR EL GRUPO CHILQUINTA ENERGÍA.

#### 3.1 ANALISIS S/E EL MELÓN

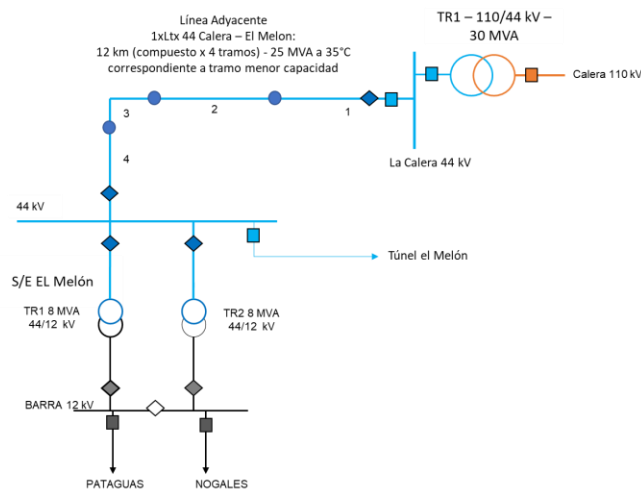
##### 3.1.1 S/E El Melón y entorno

La S/E El Melón se encuentra emplazada en la comuna de Nogales, la cual pertenece a la Región del Valparaíso provincia de Quillota. En la **Ilustración 38**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



**Ilustración 38. 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. Esta instalación se conecta al sistema eléctrico mediante la línea 1x44 kV La Calera – El Melón de longitud 12 km. La figura 3-1. muestra un diagrama simplificado de esta instalación.



**Figura 3-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Melón y línea de transmisión adyacente que la conecta.**

### 3.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 3-1: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E El Melón.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Nogales Solar	Contrato firmado ICC	oct-22		2,5	Fotovoltaica	Nogales	T2	
Parque Solar la Peña	Declarado en construcción	sept-22	N° 497/nov-21	9	Fotovoltaica	Nogales	T2	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.

### 3.1.3 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.

#### 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 El Melón.

#### 3.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 3.1.3.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 3-2: Potencia en transformador TR2 S/E El Melón – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
El Melón TR2 44/12 kV	8	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 3-2**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 3-3: Potencia en transformador TR2 S/E El Melón – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
El Melón TR2 44/12 kV	8	2	0	-9	-7	N/A

De la **Tabla 3-3**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E El Melón durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 8 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x44 kV Calera – El Melón (ver **Figura 3-1.**). 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). Por lo anterior se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW\ por\ proyectos\ PMGD\ escenario-día-Ltx-adyacente} = 7,0\ MW < 25\ MVA$$

### 3.2 ANALISIS S/E EL TOTORAL (LITORAL)

#### 3.2.1 S/E El Totoral y entorno

La S/E El Totoral se encuentra emplazada en la comuna del Quisco, la cual pertenece a la Región del Valparaíso provincia de San Antonio. En la Ilustración 39, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



Ilustración 39. Vista aérea S/E El Totoral.

Actualmente la S/E El Totoral posee un transformador AT/MT con tensiones 66/12,5 kV y una capacidad de 8 MVA. La subestación se conecta al sistema por medio de la línea 1x66 kV San Jerónimo – Las Piñatas - Tap El Manzano – El Totoral de longitud 9,8 km. La Figura 3-2 muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

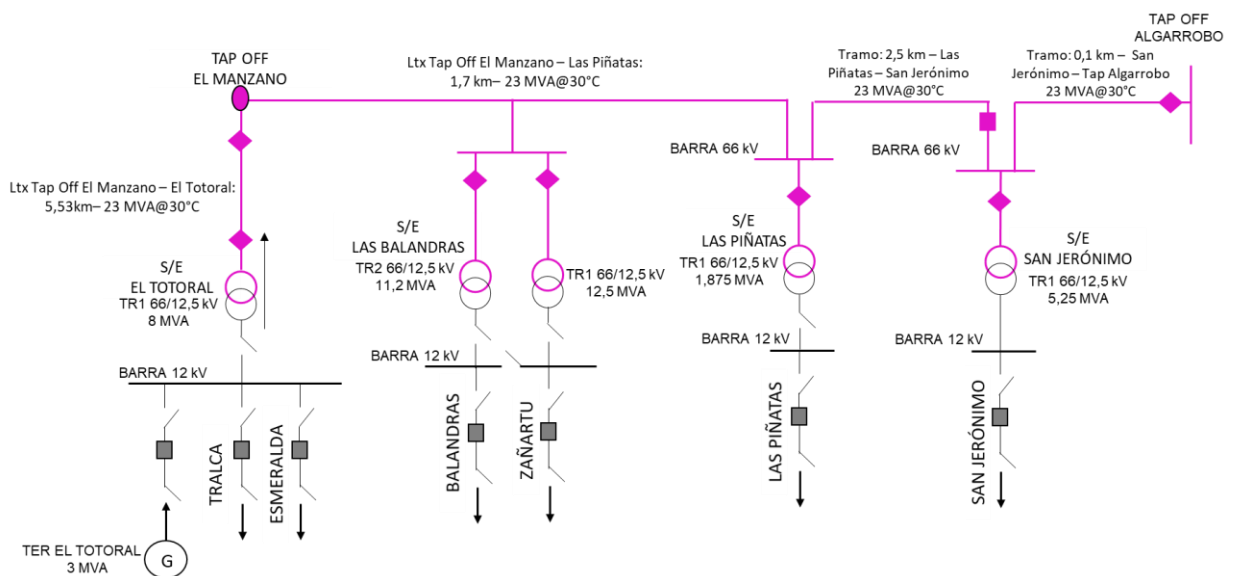


Figura 3-2. Diagrama Unilineal simplificado S/E El Totoral y sistema de transmisión al que se conecta.

### 3.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 3-4: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E El Totoral.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha PES o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
PMG El Totoral	Conectado	abr-08	N/A	3,0	Diesel	barra 12 kV	T1	PMG
PMGD Litoral	Declarado en construcción	abr-22	N° 162/mar-22	9	Fotovoltaica	Esmeralda	T1	

### 3.2.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/12,5 kV – 8 MVA S/E El Totoral.

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

#### 3.2.3.1 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 El Totoral: “Ampliación en S/E El Totoral”(contenido en el DE N°334/2019). El proyecto consiste en el reemplazo del transformador de 66/12 kV y 8 MVA de capacidad existente en la S/E El Totoral, por un equipo de 15 MVA junto a la construcción de su respectivo paño de conexión en 66 kV. Además, el proyecto incluye la ampliación de la barra de 12 kV en dos posiciones y un nuevo paño para un futuro alimentador.

Para la zona adyacente a S/E EL Totoral también se encuentran los siguientes proyectos de expansión: “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)

#### 3.2.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.



### 3.2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/12,5 KV – 8 MVA S/E EL TOTORAL.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 3-5: Potencia en transformador TR2 S/E El Totoral – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
TR1 66/12,5 kV	8	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 3-5**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 3-6: Potencia en transformador TR2 S/E El Totoral– bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
TR1 66/12,5 kV	8	2	0	-9	-7	N/A

De la **Tabla 3-6**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E El Totoral durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 8 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV San Jerónimo – Las Piñatas - Tap El Manzano – El Totoral. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 7 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 30°C (23 MVA), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW\ por\ proyectos\ PMGD\ escenario-día-Ltx-adyacente} = 7\ MW < 22\ MVA$$

#### 4. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR ENEL DISTRIBUCIÓN.

##### 4.1 ANALISIS S/E MALLOCO

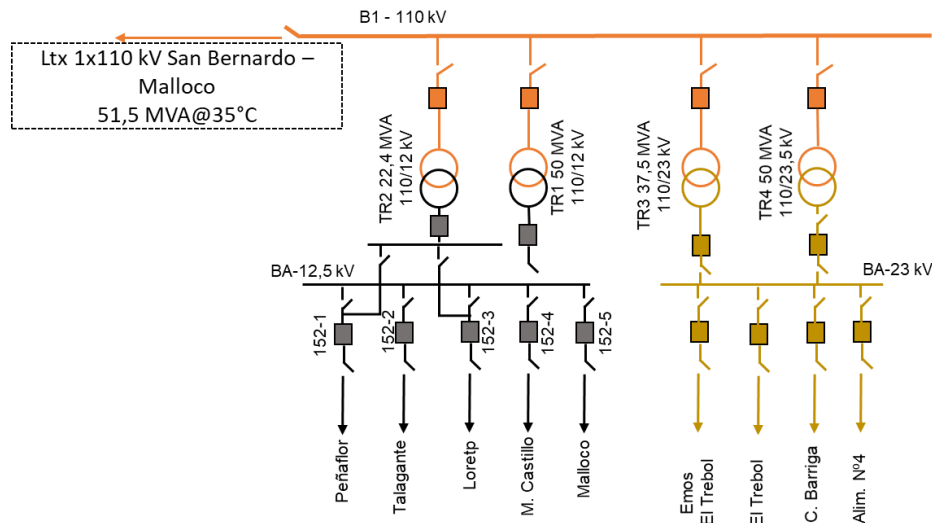
##### 4.1.1 S/E Malloco y entorno

La S/E Malloco se encuentra emplazada en la comuna de Peñaflor, la cual pertenece a la Región del Metropolitana provincia de Talagante. En la **Ilustración 40**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



**Ilustración 40. Vista aérea S/E El Malloco.**

Actualmente S/E Malloco posee 4 transformadores AT/MT. La unidad TR1 de características 110/12 kV – 22,4 MVA, la unidad TR2 110/12 kV – 20 MVA, la unidad TR3 110/23 kV 37,5 MVA y finalmente la unidad TR4 110/23 kV – 50 MVA. Esta instalación se conecta al sistema mediante la línea 1x110 kV San Bernardo -Malloco de extensión 13,7 km. La **Figura 4.1** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.



**Figura 4.1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Malloco.**

#### 4.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 4-1: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Malloco.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próximo a conexión)	Fecha conexión	Resolución original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Peñaflor Solar I	Conectado	mar-22	N/A	9	Fotovoltaico	Peñaflor	T1	
PARQUE CONDOR PEÑAFLOR	Conectado	ene-22	N/A	3	Fotovoltaico	Loreto	T1	
Los Corrales del Verano Solar	Puesta en servicio declarada	ago-21	N° 286/jul-20	9	Fotovoltaico	Loreto	T1	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (nov-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.
PLANTA SOLAR PEÑAFLOR SPA	Puesta en servicio declarada	sept-22	N° 141/mar-22	2,5	Fotovoltaico	Talagante	T1	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito de Avance adicional de presentar el IFC emitido por la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de junio de 2022.
Malloco	Puesta en servicio declarada	mar-24	N° 179/mar-22	9	Fotovoltaico	Malloco	T1	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 junio de 2022.

#### 4.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 110/12 kV – 22,4 MVA S/E Malloco

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

#### 4.1.3.1 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 Malloco.

#### 4.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 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 1.2 de este informe.

#### 4.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 110/12 KV – 22,4 MVA S/E MALLOCO.

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:

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

**Tabla 4-2: Potencia en transformador TR1 S/E El Malloco – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Malloco TR1 110/12 kv	22,4	8	0	0	8	N/A

De la **Tabla 4-2**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 4-3: Potencia en transformador TR1 S/E El Malloco – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Malloco TR1 110/12 kv	22,4	5	-12	-20	-27	-4,6

De la **Tabla 4-3**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Malloco durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 22,4 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x110 kV San Bernardo - Malloco. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 27 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (56 MVA), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 27 \text{ MW} < 56 \text{ MVA}$$

## 5. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADAS POR COPELEC.

### 5.1 ANALISIS S/E COCHARCAS

#### 5.1.1 S/E Cocharcas y entorno

La S/E Cocharcas se encuentra emplazada en la comuna de San Carlos, la cual pertenece a la Región del Ñuble. En la **Ilustración 41**, se muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada esta instalación.



**Ilustración 41.** Vista aérea S/E 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 5.1** muestra un diagrama simplificado de esta instalación.

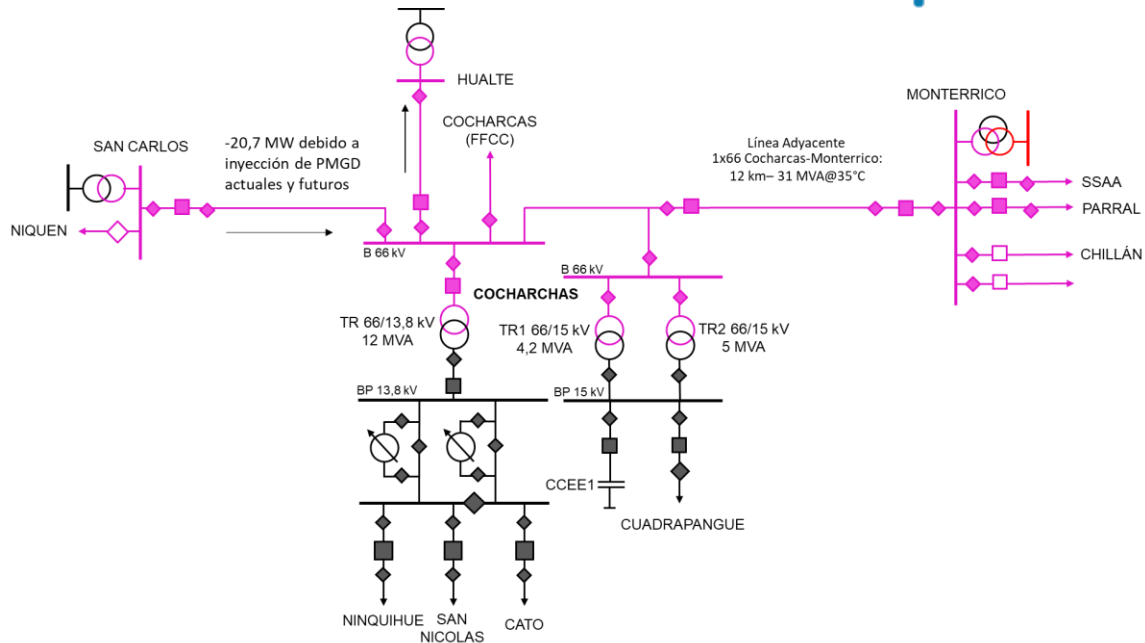


Figura 5.1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Cocharcas.

### 5.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 5-1: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Cocharcas.

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Cocharcas (ex Cocharcas 2)	Operación	jul-20	N/A	3	Fotovoltaica	San Nicolas (COPELEC)	T1	
PFV Las Lechuzas	Operación	ago-19	N/A	3	Fotovoltaica	San Nicolas (COPELEC)	T1	
Cóndor Sta. Rita	Operación	abr-21	N/A	3	Fotovoltaica	Cato (COPELEC)	T1	
PMGD FV San José	Puesta en servicio declarada	jun-22	N° 138/mar-22	3	Fotovoltaica	Niniquhue (Copelec)	T1	Proyecto sujeto a criterio de flexibilidad, siendo declarado con el Hito

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
								de Avance adicional de presentar el IFC emitido por la SEREMI MINVU respectiva dentro del mes de junio de 2022.

### 5.1.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,8 kV – 12 MVA S/E Cocharcas

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

#### 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 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.

#### 5.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 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 1.2 de este informe.

#### 5.1.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 66/13,8 KV – 12 MVA S/E COCHARCAS.

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:

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

Tabla 5-2: Potencia en transformador TR1 S/E Cocharcas– bloque horas noche 2021.



Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
CocharcasTR1 66/13,8 kV	12	2	0	0	2	N/A

De la **Tabla 4-2**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 5-3: Potencia en transformador TR1 S/E Cocharcas – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Cocharcas TR1 66/13,8 kV	12	2	-9	-3	-10	N/A

De la **Tabla 4-3**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Cocharcas durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 12 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Monterrico - Cocharcas. De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD es de 10 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (31 MVA), por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 10 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

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 en las subestaciones del entorno, las cuales son S/E Hualte y S/E San Carlos con una inyección de 21 MW, los cuales sumados a los 10 MW provenientes del Transformador TR1 de S/E Cocharcas podrían saturar la capacidad de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas (ver **Figura 5.1**)

## 6. ANALISIS DE CONGESTIÓN POR SUBESTACIÓN OPERADOS POR EL GRUPO SAESA (FRONTEL,ELECTRICA DE OSORNO,SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD).

### 6.1 ANALISIS S/E NEGRETE

#### 6.1.1 S/E Negrete y entorno.

La S/E Negrete se encuentra emplazada en la comuna de Negrete, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 42, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 42. 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 6-1 muestra un diagrama simplificado de la S/E Negrete.

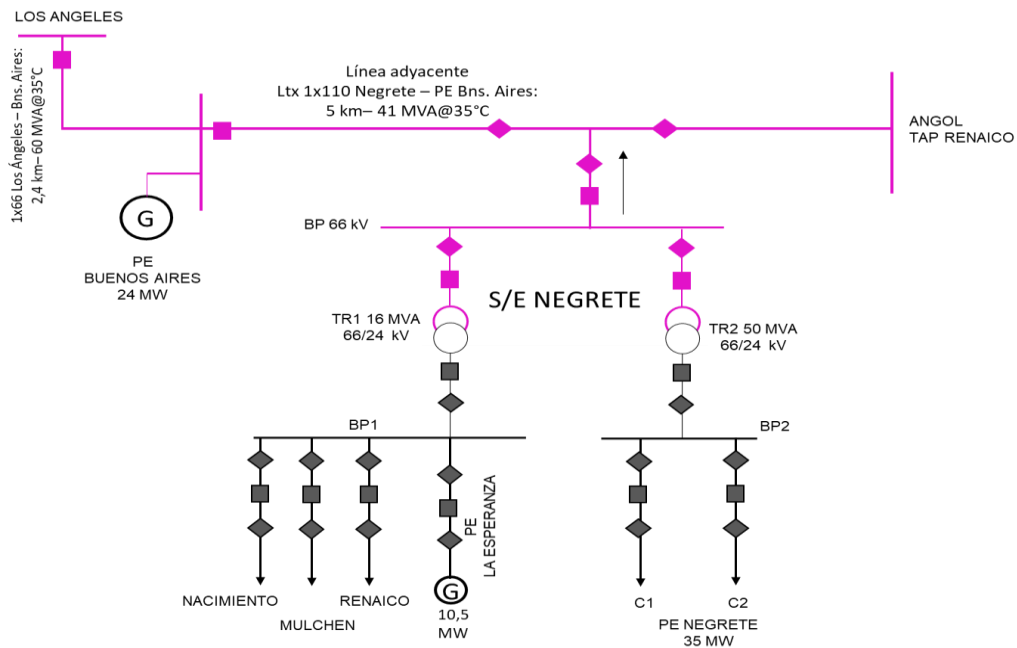


Figura 6-1. Diagrama Unilineal simplificado S/E Negrete y sistema adyacente.

### 6.1.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 6-1: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Negrete.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original DeC - CNE	Potencia PMGD	Recurso Energetico	Alimentador Conexión	Transformador de Conexión	Comentario
Bureo	conectado	jul-15	N/A	2,3	Hidro	Negrete - Mulchen	T1	
Munilque 1	conectado	ago-15	N/A	0,6	Hidro	Negrete - Mulchen	T1	
Munilque 2	conectado	ago-15	N/A	0,6	Hidro	Negrete - Mulchen	T1	
El Nogal	conectado	abr-19	N/A	9	Eólico	Negrete - Mulchen	T1	
Parque Solar Fulgor	Puesta en servicio declarada	abr-22	N° 249/jul-21	2,64	Fotovoltaica	Negrete - Renaico	T1	
Las Golondrinas	Puesta en servicio declarada	jul-22	N° 319/ago-21	3	Fotovoltaica	Negrete - Mulchen	T1	

### 6.1.3 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.

#### 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 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.

#### 6.1.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 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 1.2 de este informe.

#### 6.1.3.4 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-2: Potencia en transformador TR1 S/E Negrete– bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Negrete TR1 66/23 kV	16	7	-13	-5	-11	N/A

De la **Tabla 6-2**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-3: Potencia en transformador TR1 S/E Negrete – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Negrete TR1 66/23 kV	16	8	-13	-5	-10	N/A

De la **Tabla 6-3**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Negrete durante las horas de sol, no supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 16 MVA. Por ende, se determina la no existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 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 10 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.

$$P(TxZ)_{MW\ por\ proyectos\ PMGD\ escenario-día-Ltx-adyacente} = 20,6\ MW < 46\ MVA$$

Finalmente se debe indicar que se debe 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), los cuales sumado al aporte de inyección de los PMGD de esta instalación, pueden originar un escenario de inyección coincidente, el cual puede saturar la línea 1x66 kV PE Buenos Aires – Negrete (Figura 6-1).

## 6.2 ANALISIS S/E CABRERO

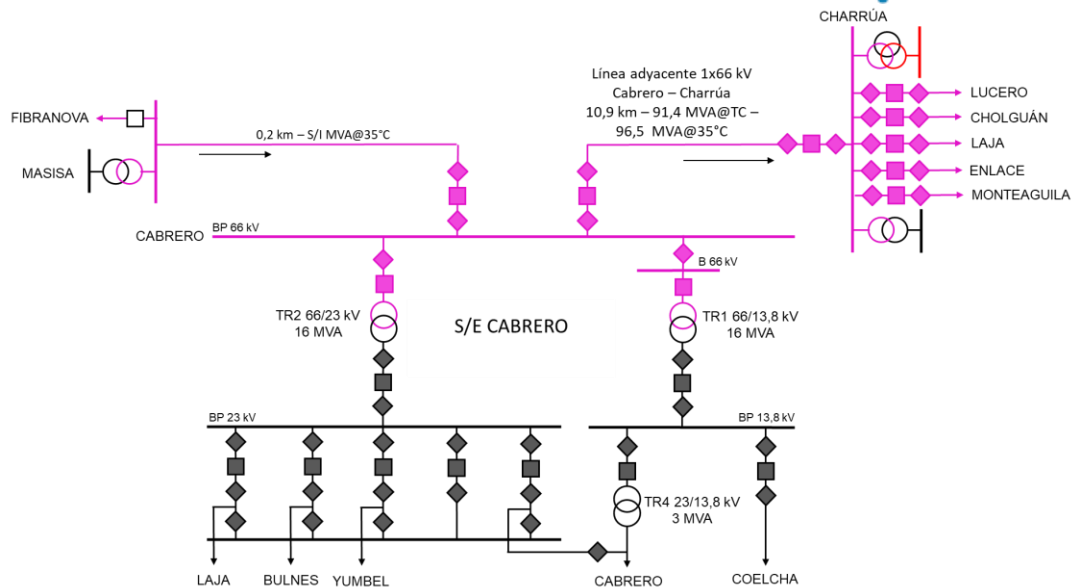
### 6.2.1 S/E Cabrero y entorno.

La S/E Cabrero se encuentra emplazada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. En la Ilustración 43 se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 43. 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 6-2 muestra un diagrama simplificado de la S/E Cabrero.



**Figura 6-2. Diagrama Unilínea simplificado S/E Cabrero y sistema de transmisión del entorno**

### 6.2.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

**Tabla 6-4: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Cabrero.**

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Orafti	conectado	feb-09	N/A	7	Biomasa	Bulnes	T2	
Diesel Yumbel	conectado	abr-19	N/A	2,9	Diésel	Yumbel	T2	
El Resplandor (Cabrero II)	conectado	may-20	N/A	2,9	Fotovoltaica	Bulnes	T2	
El Cortijo III	conectado	sept-21	N/A	9	Fotovoltaica	Salto del Laja	T2	

Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD MW	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Cabrero II-F (Cabrero Solar)	Puesta en servicio declarada	nov-21	N° 57/feb-21	9,0	Fotovoltaica	Cabrero Yumbel 23 kV	T2	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (jul-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.

### 6.2.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR2 de S/E Cabrero.

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

#### 6.2.3.1 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.

#### 6.2.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

#### 6.2.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADORES 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 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-5: Potencia en transformador S/E Cabrero – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
TR2 Cabrero 66/23 kV	16	3	-10	0	-7	N/A

De la **Tabla 6-5**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-6: Potencia en transformador S/E Cabrero – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
TR2 Cabrero 66/23 kV	16	4	-22	-9	-27	<b>-11</b>

De la **Tabla 6-6**, se establece que la potencia que circulará por el transformador TR2 de la S/E Cabrero durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 16 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Cabrero – Charrúa (ver **Figura 6-2**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 27 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (91 MVA) de la línea, por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{\text{MW por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente}} = 27 \text{ MW} < 96 \text{ MVA}$$

Finalmente se debe indicar que en el entorno de la S/E Cabrero se encuentra la central Masisa de capacidad 11 MW neto, capacidad de inyección que sumado al aporte de los PMGD en S/E Cabrero tampoco generarían una saturación de la línea adyacente.



## 6.3 ANALISIS S/E LAUTARO

### 6.3.1 S/E Lautaro y entorno.

La S/E Lautaro se encuentra emplazada en la comuna homónima, la cual pertenece a la Región de la Araucanía provincia de Cautín. En la Ilustración 44 se muestra una vista aérea de la zona en la cual, está ubicada esta instalación.



Ilustración 44. Vista aérea S/E Lautaro

Actualmente la S/E Lautaro posee cuatro unidades transformadoras:

1. Lautaro 69/25-13,5 KV 10 MVA
2. Lautaro 66/13.2KV 5MVA
3. Lautaro 66/15KV 5.25MVA
4. Lautaro 66/23KV 12MVA

La S/E Lautaro se conecta con el resto del sistema de transmisión mediante la línea 1x66 kV Lautaro – Victoria de extensión 37 km. La **Figura 6-3** muestra un diagrama simplificado de la S/E Lautaro.

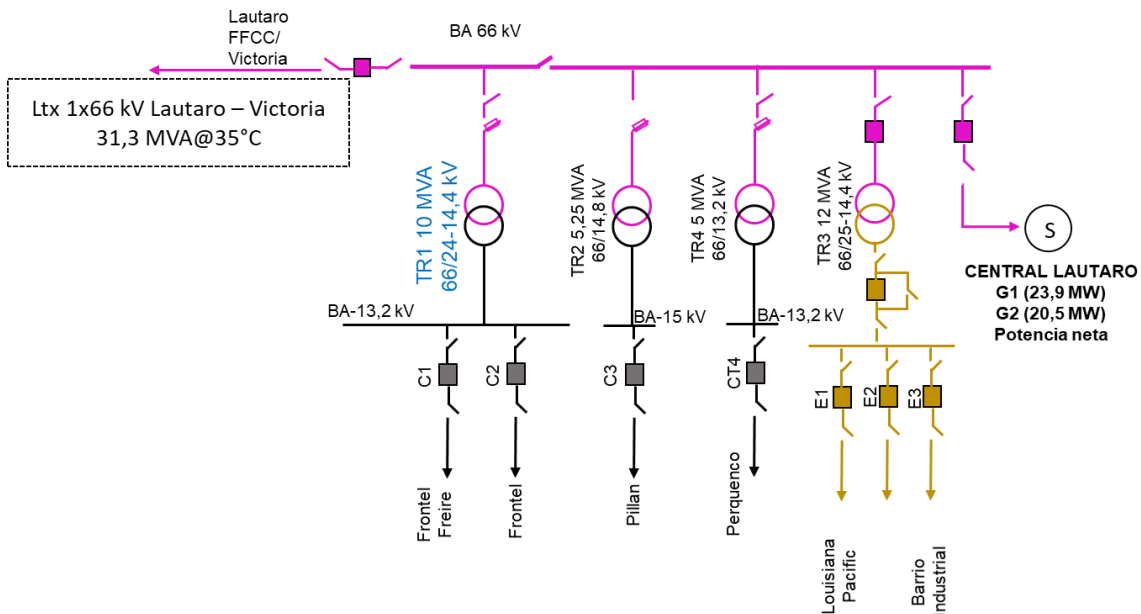


Figura 6-3. Diagrama Unilineal simplificado S/E Lautaro y sistema de transmisión del entorno

### 6.3.2 Información de PMGD en Operación y con ICC aprobados.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a la fecha de abril 2022.

Tabla 6-7: Proyectos PMGD en Operación y contenidos en Res. Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción” a abril 2022. S/E Lautaro.

Nombre PMGD	Empresa PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
Trueno	Hidroeléctrica Trueno S.A.	conectado	jun-10	N/A	5,6	Hidro	Lautaro	T1	
Violeta Solar IX (Quillén I)	Libertador Solar 5 SpA	Puesta en servicio declarada	may-22	N° 171/may-21	9	Fotovoltaica	Lautaro	T1	El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (dic-22) se encuentra en análisis de esta Comisión lo

Nombre PMGD	Empresa PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima conexión)	Fecha conectado o estimada de conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD	Recurso energético	Alimentador Conexión	Trafo de Conexión	Comentario
									que podría resultar en una eventual revocación.

### 6.3.3 Análisis de Verificación de Congestión para TR1 66/13,2 kV – 10 MVA S/E Lautaro.

A continuación, se detalla el análisis para la Subestación Lautaro.

#### 6.3.3.1 GRADO DE AVANCE EFECTIVO DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN ZONAL.

La S/E Lautaro cuenta con dos proyectos de expansión en curso:

1. Proyecto “Ampliación S/E Lautaro - Decreto 418/2017” Este proyecto consiste en el reemplazo del transformador 66/13,2 kV 10 MVA, por un equipo de 30 MVA, con sus respectivos paños de conexión, en ambos niveles de tensión. Además, se deberá realizar una ampliación a la barra de 13,2 kV, para construir al menos cuatro nuevos paños de alimentadores en el patio de 13,2 kV. De acuerdo con la información de la plataforma de gestión de proyectos del Coordinador esta obra tiene una fecha de puesta en servicio real estimada para el 30/06/2022 y una fecha de entrada en operación para el 04/07/2022.  
(<https://pgp.coordinador.cl/irequests/60881c9e36d9ef6adeef1a0c>)
2. Proyecto “Ampliación S/E Lautaro” contenido en el Decreto exento N°293/2018. Este proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 66/23-13,2 kV de 30 MVA. Para llevar a cabo lo anterior, se considera la extensión de la barra en 66 kV y los respectivos paños y para el nuevo transformador. Además, se considera un nuevo patio en media tensión en estándar 23 kV para conectar el nuevo transformador y cuatro paños con seccionadores para la interconexión con las barras de 23 kV, 15 kV y 13,2 kV existentes. De acuerdo con la información de la plataforma de gestión de proyectos este proyecto tiene una puesta en servicio estimada para el 21/06/2022.  
(<https://pgp.coordinador.cl/irequests/606c9bb636d9ef234d60ea66>)

### 6.3.3.2 NIVELES DE DEMANDA PROYECTADOS PARA LA ZONA DE INFLUENCIA.

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

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

Se considera lo establecido en la sección 1.2 de este informe.

### 6.3.3.4 VERIFICACIÓN DE POSIBLE CONGESTIÓN EN TRANSFORMADOR TR1 DE S/E LAUTARO.

De acuerdo con lo establecido, se realiza la verificación de congestión por inyección de PMGD de según lo indicado en la sección 1.2 de este informe.

- Nivel de Congestión Noche – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-8: Potencia en transformador TR1 S/E Lautaro – bloque horas noche 2021.**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima noche - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW-noche	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas noche - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Lautaro 66/13,2	10	-1	0	0	-1	N/A

De la **Tabla 6-8**, se obtiene que la potencia en el bloque horas noche para el transformador de esta instalación es menor que su capacidad nominal, determinándose la no congestión debido a la inyección de PMGD en esta subestación.

- Nivel de Congestión día – transformador AT/MT:

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

**Tabla 6-9: Potencia en transformador TR1 S/E Lautaro – bloque horas días 2021**

Nombre Transformador	Capacidad Nominal MVA	Demanda Mínima Día - Percentil 0,1 MW	PMGD en Operación MW	PMGD puesta en servicio declarada MW	Potencia horas Sol - Transformador por inyección PMGD MW	Congestión en transformador MW
Lautaro 66/13,2	10	-2	-6	-9	-11	<b>-1</b>

De la **Tabla 6-9**, se se determina que la potencia que circulará por el transformador TR1 de la S/E Lautaro durante las horas de sol, supera la capacidad nominal de esta unidad, correspondiente a 10 MVA. Por ende, se determina la existencia de congestión debido a la inyección de PMGD en esta instalación.

- Nivel de Congestión línea adyacente:

Tal como se menciona en la sección 1.2 de este informe, se analiza un escenario particular para la línea adyacente 1x66 kV Victoria – Lautaro (ver **Figura 6-3**). De esta manera el flujo por la línea debido a la inyección de PMGD conectado en el transformador en análisis es de 11 MW, valor que es menor a la capacidad nominal a 35°C (31 MVA). Por lo tanto, se determina la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento.

$$P(TxZ)_{MW} \text{ por proyectos PMGD escenario-día-Ltx-adyacente} = 11 \text{ MW} < 31 \text{ MVA}$$

## **7. 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.

## 8. CONCLUSIONES.

El informe “Estudio de verificación de Congestionamientos por inyección de PMGD mayo 2022” determina la existencia en las siguientes instalaciones de transmisión zonal:

**Tabla 8-1: 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 asociado.
Alcones	TR1 66/23 kV	1x66 kV Marchigue - Alcones	SI	NO	Ampliación en SE Alcones (en operación desde mar-21)	DE 418/2017
Bollenar	TR1 110/13,8 kV - 30 MVA	1x110 kV Bollenar - Tap off Alto Melipilla	SI	NO	NO	NO
Cabildo	TR1 110/23 kV - 30 MVA	1x110 kV Quinquimo - Cabildo	SI	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua 1x110 kV Choapa-Quinquimo) (ver sección 2.3.4)	NO	NO
Calama	TR1 110/23 kV – 33 MVA	Terciario AUT N°5 220/110/23 kV – 30 MVA	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 2.4.4)	Ampliación S/E Calama (en operación desde nov-21)	NO
Chacahuín	TR2 66/15 kV -30 MVA	1x66 kV Chacahuín - Linares	SI	SI	Aumento de Capacidad Ltx 1x66 kV Chacahuín-Linares	DE 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
Cocharcas	TR1 66/13,8 kV – 12 MVA	1x66 kV Monterrico - Cocharcas	NO	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.10.3.4)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	DE 198/2019

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
Colbún	TSSAA 220/13,8 kV – 10 MVA	Sección de barra (5-6) 220 kV S/E Colbún	SI <sup>7</sup>	NO	NO	NO
Combarbalá	TR3 66/13,8 kV - 5 MVA	1x66 kV Illapel - Combarbalá	SI	NO	Ampliación en SE Combarbalá (en operación desde jul-2020)	NO
Tap Off Dolores	TR1 110/24 kV - 2,8 MVA	1x110 kV Tap off Dolores – Pozo Almonte	SI	NO	NO	NO
El Manzano CGE	(TR1// TR2) 66/15 kV – (6,67 MVA - 4 MVA)	1x66 kV Las Cabras – El Manzano	SI	SI	Ampliación S/E El Manzano	DE 293/2018 desierto en 2 licitaciones
					Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	DE 198/2019 desierto en 2 licitaciones
El Salado	TR1 110/23 KV – 15 MVA	1x110 kV Diego de Almagro – El Salado	SI	NO	NO	NO
Illapel	TR2 110/23 KV -30 MVA	1x110 kV Choapa – Illapel	SI	NO	NO	NO
Itahue	TR3 66/12 kV -5,2 MVA	TR1 154/66 kV -100 MVA - T2 154/66 kV -56 MVA	SI	NO	NO	NO
La Palma	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Talca - La Palma	SI	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.16.3.4)	Ampliación SE La Palma	DE 418/2017
Leyda	TR1 110/13,8 KV – 12,5 MVA	1x110 kV Alto Melipilla Leyda	SI	NO	NO	NO
Lihueimo	TR3 66/13,8 kV – 12,5 MVA	1x66 Marchigüé - Lihueimo	SI	NO	Ampliación en S/E Lihueimo (PES)	DE 198/2019
Mandinga	TR1 66/13,2 kV - 8 MVA	1x66 Las Arañas - Mandinga	SI	NO	Ampliación en S/E Mandinga	DE 198/2019
Monte Patria	TR1 66/13,8 KV - 10 MVA	2x66 kV Ovalle - Monte Patria	SI	SI (en condición N-1)		
Nancagua	TR1 66/13,2 kV - 10 MVA	1x66 kV Nancagua - Placilla	SI	NO	Nueva S/E Puquillay	Ejecución obligatoria – Res. Exenta N° 468/2020
Negrete	TR1 66/23 kV – 16MVA	1x66 kV PE Buenos Aires – Negrete	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 6.1.3.4)	Ampliación S/E Negrete	DE 293/2018 y DE 198/2019

<sup>7</sup> Congestionamientos de acuerdo con lo presentado por Colbún S.A en anexo de carta DE01393-22 recibida el 16/03/2022.



Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
Nirivilo	TR1 66/23 kV- 5,2 MVA	1x66 kV San Javier - Nirivilo	NO	NO (pero puede contribuir a saturación de línea contigua) (ver sección 2.22.3.4)	Subestación Nueva Nirivilo 220/66 kV	DE 418/2017
Ovalle	TR1 66/15 kV - 30 MVA	TR3 - TR4 110/66 kV - 60 MVA	SI	NO	Ampliación SE Ovalle	DE 198/2019
Panguilemo	TR1 66/15 kV- 9MVA	1x66 kV Panguilemo- Talca	SI	NO (pero aportes de proyectos PMGD del entorno pueden saturar la línea) (ver sección 2.24.3.4)	NO	NO
Pozo Almonte	AT3 23/13,8 kV – 12 MVA	Terciario AT 220/110/13,8 kV - 25 MVA	SI	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno (ver sección 2.25.3.4)	NO	NO
Punitaqui	TR1 66/13,2 kV - 20 MVA	1x66 kV Ovalle – Punitaqui	SI	SI	NO	NO
Quereo	TR1 110/23 kV – 13 MVA	1x110 kV Choapa – Quereo	SI	NO	NO	NO
Quiani	TR1//TR2 66/13,8 kV - 5,6x2 MVA	1x66 kV Parinacota - Quiani	SI	SI	NO	NO
Quinquimo	TR1 110/23 kV – 20 MVA	1x110 kV Choapa – Quinquimo	NO	Si (debido a aporte de inyección de proyectos PMGD del entorno) (ver sección 2.29.3.4)	Nueva S/E La Liga	DE 229/2021
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 1x66 kV Cocharcas -Hualte) (ver sección 2.32.3.3)	Ampliación SE San Carlos	DE 418/2017
San Vicente de Tagua Tagua	TR2 66/15 kV – 25 MVA	1x66 kV San Fernando – La Ronda – Sn Vicente de TT	NO	NO (pero proyectos PMGD de S/E La Ronda pueden generar saturación) (ver sección 2.33.3.4)	Nueva Subestación Fuentecilla	Resolución Exenta N° 467 de 2020
Santa Elvira	TR1 - TR2 66/15 kV – 25 MVA	1x66 Tap El Nevado- Santa Elvira	NO	Si (debido a aporte de inyección de centrales del entorno) (ver sección 2.34.3.4)	Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)	DE 171/2020
Santa Rosa CGE	66/23 kV - 20 MVA	1x66 kV El Peumo - Santa Rosa	SI	NO	NO	NO
Vallenar	(TR1//TR2) 110/13,8 kV -10 MVA	1x110 kV Vallenar-Tap El Edén -Maitencillo	SI	SI	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	DE 185/2020
Malloco	TR1 110/12 kV - 22,4 MVA	1x110 kV San Bernardo - Malloco	SI	NO	NO	NO

Subestación	Transformador analizado	Línea adyacente analizada	Sobrecarga Transformador	Sobrecarga Línea adyacente	Proyecto de Expansión asociado	Decreto de Expansión asociado.
Cabrero	TR2 66/23 kV - 16 MVA	1x66 kV Cabrero – Charrúa	SI	NO	NO	NO
Lautaro	TR1 66/13,2 kV – 10 MVA	1x66 kV Victoria – Lautaro	SI	NO	SI	DE 418/2017