

**RESUELVE CONTROVERSIA PRESENTADA
POR ENERGÍA RENOVABLE OLMO SPA EN
CONTRA DE COMPAÑÍA GENERAL DE
ELECTRICIDAD S.A., EN RELACIÓN CON EL
PMGD EA MAITÉN.**

VISTO:

Lo dispuesto en la Ley N°18.410, Orgánica de esta Superintendencia; en la Ley N°19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en el DFL N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos; en el D.S. N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley Eléctrica; en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala; en la Resolución Exenta N°437, de 2019, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión; en las Resoluciones N°s 6, 7 y 8, de 2019, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón; y

CONSIDERANDO:

1º. Que mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°184188, de fecha 14 de noviembre de 2022, la empresa Energía Renovable Olmo SpA, en adelante "Reclamante" o "Interesado", presentó un reclamo en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A., en adelante, "Empresa Distribuidora", "Concesionaria" o "CGE S.A.". Lo anterior, en el marco de lo dispuesto en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, "Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala", en adelante "D.S. N°88" o "Reglamento". Funda su reclamo en los siguientes antecedentes:

"(...) Conforme lo establecido en el artículo 121 del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, "Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala" ("DS 88"), vengo en presentar reclamo por la controversia suscitada con la Compañía General de Electricidad S.A. ("Distribuidora" o "CGE") con respecto a los incumplimientos procedimentales y técnicos incurridos por esta última en cuanto a su deberes legales y reglamentarios, en específicos en virtud de lo indicado en el artículo 88 del DS88, relativo a la obligación de la Distribuidora de limitar la capacidad de inyección de un PMGD cuando este, según lo determinado en los estudios eléctricos respectivos, cauce congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD.

Con el mencionado incumplimiento, CGE afecta directamente el derecho de conexión otorgado al Proyecto PMGD EA Maitén (el "Proyecto" o "Maitén"), número de proceso de conexión 16401, de propiedad de mi representada Energía Renovable Olmo SpA, otorgado mediante Informe de Criterios de Conexión ("ICC") de fecha 9 de abril de 2021, por una potencia de 3,0 MW. El Proyecto se conecta al alimentador Botalcura en 13,8 kV, perteneciente a la Subestación Primaria San Rafael, de propiedad de CGE.

I. ANTECEDENTES.

1.1. Del proceso de conexión del PMGD EA Maitén.

Con fecha 16 de octubre de 2019, se inicia el proceso de conexión de Maitén por medio del formulario 1, presentado por la sociedad Eactiva SpA ("Eactiva"). Luego, con fecha 13 de noviembre de 2019, el promotor del Proyecto presenta la Solicitud de Conexión a la Red ("SCR") para solicitar la conexión e inyección de 3 MW al Poste N°6-041764, perteneciente



al alimentador Botalcura, que a su vez se encuentra conectado a la Subestación San Rafael, todo ubicados en la ciudad de San Rafael, séptima región del Maule.

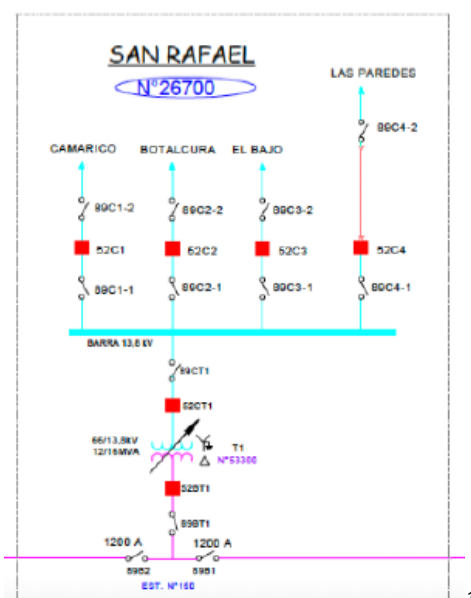
Posteriormente, y luego de la correcta emisión por cada Parde de los formularios 4 y 5, durante los meses de agosto y octubre de 2020, Eactiva y CGE presentan y revisan, respectivamente, los estudios de conexión. Finalmente, con fecha 9 de abril de 2021 la Distribuidora otorga el ICC del Proyecto por una potencia de 3 MW, indicando asimismo en dicho informe las obras adicionales que debía desarrollar el promotor para poder inyectar la potencia otorgada a la red de distribución. Cabe señalar que a la fecha de la realización de los estudios, se encontraba vigente el Decreto Supremo N°244, que establecía el Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos ("DS244"), y, por tanto, los estudios se realizaron de acuerdo a con la normativa contemplada en dicho reglamento, y en la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD, del año 2019 ("NTCO 2019").

Cabe señalar con fecha 3 de junio de 2021, mi representada adquiere la SCR Proyecto, tal como se acredita en la escritura de compraventa que se adjunta a esta presentación, continuando por tanto el proceso de conexión a través de esta parte.

A la fecha el PMGD EA Maitén se encuentra con su ICC vigente, y declarado en construcción según consta en la resolución exenta N°766 de fecha 29 de septiembre de 2022 de la Comisión Nacional de Energía ("CNE").

1.2. Alimentadores pertenecientes a la subestación San Rafael y proyectos conectados a estos, o con ICC vigente respecto de los mismos.

De la subestación San Rafael derivan los alimentadores **Camarico, Botalcura, El Bajo y Las Paredes**, tal como se indica en la imagen siguiente:



Según la información otorgada por CGE a través del formulario 2 del Proyecto, y la obtenida por mi representada del portal de PMGD de esta Superintendencia, y solicitada por vía de transparencia, tal como se indica en los ICC de los respectivos proyectos que se adjuntan a este reclamo, los proyectos PMGD asociados a cada uno de los mencionados alimentadores, sus respectivas potencias y estado son los siguientes:

¹ Diagrama unilineal S/E San Rafael, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional.



1. Alimentador Botalcura.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
San Rafael II	2,95	ICC otorgado
PFV Los Patos	3	Conectado
EA Maitén	3	ICC otorgado
PS Botalcura P3	0 (por restricción indicada en ICC)	ICC otorgado

2. Alimentador El Bajo.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
Las Hortencias	3	ICC otorgado
El Bajo - San Rafael 9MW	9	ICC otorgado

3. Alimentador Camarico.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
Los Quillayes	0 (por restricción indicada en ICC)	ICC otorgado

1.3. Subestación San Rafael.

La S/E San Rafael, es una subestación de propiedad de CGE Transmisión, perteneciente al segmento de transmisión zonal, y se ubica en la comuna y ciudad de San Rafael, en la Región del Maule. Actualmente, la subestación posee un transformador AT/MT de 16 MVA 66/15kV, obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Itahue – Talca, y recibe los excedentes de energía y potencia de los alimentadores de distribución Botalcura, El Bajo y Camarico.

Según la configuración del transformador de poder de la Subestación y los criterios técnicos establecidos en las respectivas normas técnicas, el nivel de carga máxima del transformador de poder de la S/E San Rafael 16 MVA.

Según consta en la página web de la CNE, en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente del año 2019, CGE presentó una propuesta de expansión de la S/E San Rafael, tal como consta el documento denominado “P19-05 SE San Rafael” que se adjunta a esta presentación, donde se indica el detalle de la propuesta. En ella CGE señala en la sección de descripción del proyecto que:

“El proyecto considera la construcción de un nuevo Patio de 66 kV, para lo que se proyecta configuración doble Barra (principal N°1 y principal N°2) más transferencia con tecnología AIS que incluye 4 Paños para el seccionamiento de la Línea 2x66kV Itahue - Talca en SE San Rafael, 1 Paño de seccionamiento de las Barras Principales, 1 Paño de Transferencia y 1 Paño de Transformación para servir al actual Transformador T1. Además, se considera la instalación de un nuevo Transformador 66/13,8kV 15MVA con CTBC (T2) con su respectivos Paño de 66 kV y en Media Tensión el Paño general con Celda tipo incoming, 4 Celdas para salida de nuevos Alimentadores, 1 Celda para Paño Seccionador de barras para conectar a barra MT existente, 1 Celda para Paño de Banco de Condensadores 2,5MVAR2 y dos posiciones en tren de Celdas para conectar 3 TT/PP más 1 Transformador de SS/AA de 75 KVA en nueva Sala de Celdas.”

Luego, en la sección de “Justificación del Proyecto”, CGE indica que:



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

“Con el objetivo de atender los incrementos de demanda en la comuna de San Rafael, es necesario realizar un aumento de la capacidad de transformación, para lo cual se instalará un segundo transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA. Además, con el objetivo de mejorar la seguridad y garantizar la continuidad de suministro de SE San Rafael, se seccionará la LT 2x66kV Itahue-Talca, lo que permitirá que en caso de contingencia de alguno de los tramos, seguir abasteciendo la demanda de la subestación. Adicionalmente, en condiciones normales de operación esta obra permitirá incrementar la flexibilidad del sistema.”

Finalmente, en la sección de Antecedentes de Demanda, de la propuesta, CGE indica lo siguiente:

4. Antecedentes de Demanda			
A continuación se indican la carga de los transformadores T1 y T2 (nuevo) para los años 2019, 2023 (fecha que se estima se pondría en servicio el nuevo equipo) y 2039 (último año del período de evaluación).			
Año	T1 en condición normal	Nuevo T2 en condición normal	MVA sin respaldo
2019	80%	0%	12,8
2023 sin proyecto	99%	0%	15,8
2023 con proyecto	40%	32%	0
2039	66%	53%	0

La proyección de demandas de potencia se determinó a partir de una proyección base o de crecimiento vegetativo, y una proyección específica o de crecimientos puntuales. La proyección de demandas base se realizó con una metodología similar a la utilizada en la proyección de demandas de energía que se informó a CNE en respuesta a su carta N°662-2016, considerando en esta ocasión información de consumos históricos actualizados a octubre de 2017. Dicha metodología considera los consumos de energía en las barras transmisión nacional (ex - transmisión troncal), a partir de lo cual se modela con regresos externos de crecimiento poblacional y PIB regional, y entrega una serie con la proyección de los crecimientos de energía para cada barra de transmisión nacional. Luego, dicha tasas son consideradas para la proyección base de las subestaciones primarias de distribución que dependen de cada una de las barra de transmisión nacional. Posteriormente, para cada subestación primaria de distribución se realiza un ajuste de la tasa de crecimiento base, considerando los crecimientos puntuales que se identifican en cada una de ellas así como los trasposos de carga proyectados, obteniendo con ello la tasa de crecimiento que finalmente se utiliza para la proyección de la demanda de potencia en cada subestación.

Con fecha 22 de enero de 2020, en la Propuesta de Expansión de la Transmisión- 2020 del Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”), este organismo presentó como obra de transmisión propuesta, la instalación de un nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael, con el fin de evitar sobrecarga de transformador existente en S/E San Rafael. Dentro de la sección de Análisis y Soluciones de la Propuesta, en particular en el numeral 7.5.1.12 de dicha sección, el CEN indica que “Del diagnóstico desarrollado se identifica que el transformador T1 posee una carga por sobre el 100%; al respecto, es importante destacar, que las demandas máximas han sido registradas en verano. La cargabilidad estimada se observa en la figura 7.68”.

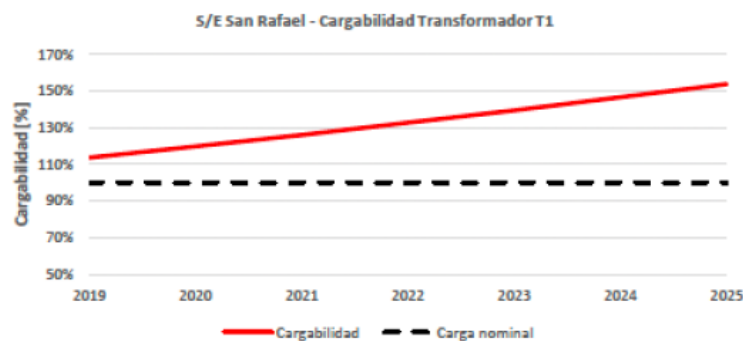


Figura 7.68. Proyección de cargabilidad del transformador de la S/E San Rafael.

Posteriormente, con fecha 4 de marzo de 2020, la CNE aprueba por Resolución Exenta N°70 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2019. En dicho informe desestima la propuesta de CGE respecto a la S/E San Rafael, por considerar que, a pesar de lo indicado por CGE en su propuesta, esta no cumpliría con los criterios para ser incorporado en el plan de expansión respectivo.

Como se puede desprender de lo indicado por el CEN y de la imagen anterior, desde al menos el año 2019 el transformador de la S/E San Rafael se encontraba con una cargabilidad superior al máximo y se proyectaba un incremento de esta situación para los años posteriores.



No obstante lo anterior, la CNE en el Informe Preliminar del Plan de Expansión 2020 desestima propuesta del CEN respecto a la S/E San Rafael, indicando que “el proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Rafael. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión”.

Como ya lo indicamos, el nivel de carga máxima del transformador de poder de la S/E San Rafael es de 16 MVA y dicho límite, tal como se indica en la imagen previa, se alcanzó con anterioridad al año 2019 y desde entonces se advirtió congestiones futuras.

1.4. Regulación de congestiones a nivel de transmisión zonal en D.S. N°88 y su aplicación por parte de CGE.

El artículo 88 del DS88 establece expresamente el tratamiento normativo de las congestiones a nivel de transmisión zonal. Así, dicho artículo indica que “En caso **de que los estudios de conexión adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión** conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, **la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión** de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. **Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC** y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución”.

Previo a la entrada en vigencia del DS 88, el DS244 no contemplaba una norma expresa, como la actual que permitiera a la distribuidora mitigar la congestión que podría generar la conexión de un PMGD en las instalaciones de transmisión zonal. Dicho problema solo lo contempla la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD del año 2019, vigente hasta hoy, en el artículo 2-14, el que indica que el CEN debía elaborar un estudio semestral de congestiones en base a los estudios de flujo que llevaran a cabo los PMGD en sus respectivos procesos de conexión y, en caso de que evidenciara congestiones contemplando las expansiones a la transmisión ya en curso, demanda proyectada, y conexión efectiva de PMGD, debía tomar las acciones pertinentes.

En el inciso final de dicho artículo de la NTCO PMGD, se indica el tratamiento técnico que tendría las inyecciones del PMGD, para solucionar las congestiones, debido a que no se establecía en el reglamento un mecanismo de mitigación ex ante, como el que establece hoy el DS 88. Este mecanismo establece que, en caso de que durante la operación el CEN determine que no existe capacidad de colocación suficiente a nivel de transmisión zonal para todos los PMGD conectados a la respectiva subestación, entonces se instruirá la limitación de los excedentes de energía y potencia de dichos PMGD, por orden de mérito o a prorrata de su capacidad instalada si tiene mismo orden de mérito.

Pues bien, el regulador con el fin de prevenir esta situación de forma previa a la operación instruye de forma expresa a la distribuidora a evitar generar congestión en instalaciones de transmisión zonal que causen nuevos PMGD a ser conectados en alimentadores que accedan a la respectiva subestación congestionada, limitando la capacidad de inyección del respectivo PMGD en su ICC.

Sin embargo, como exponremos en las secciones siguientes, CGE ha hecho caso omiso a lo indicado expresamente en el artículo 88 a pesar de los constantes requerimientos de nuestra representada, lo que, como se detallará, causa perjuicios directos al proyecto PMGD Maitén, y a los derechos legalmente adquiridos por mi representada respecto a dicho Proyecto.



II. ANTECEDENTES E INCUMPLIMIENTOS NORMATIVOS DE LA PRESENTE CONTROVERSIA.

2.1. De la obligación de CGE de limitar la capacidad de inyección del PMGD El Bajo – San Rafael.

Como lo indicamos en la sección 1.3 precedente, el límite máximo de cargabilidad de la S/E San Rafael es de 16 MVA.

Luego, como indicamos en la sección 1.2, los proyectos que tienen ICC otorgados o ya están conectados a los alimentadores asociados a la S/E San Rafael, suman una potencia de 20,95 MVA y la demanda mínima validada en este transformador alcanza los 3,33 MVA. En consecuencia, el transformador de poder de la S/E San Rafael alcanzaría un nivel de carga de un 110,13% en la condición más desfavorable.

El siguiente cuadro muestra los ICC de los PMGD a conectarse a los alimentadores asociados a la S/E San Rafael, en orden de fecha de otorgamiento, indicando asimismo la capacidad de inyección otorgada por CGE en sus respectivos ICC.

Central	P MVA	Alimentador	Fecha ICC
PFV Los Patos	3	Botalcura	Conectado
San Rafael II	2,95	Botalcura	15/01/19
LAS HORTENCIAS	3	El Bajo	28/04/20
EA Maitén	3	Botalcura	09/04/21
El Bajo - San Rafael 9MW	9	El Bajo	28/04/21
PS Botalcura P3	0	Botalcura	06/01/22
Los Quillayes	0	Camarico	11/03/22

Como es posible desprender de la información indicada en la tabla precedente, el proyecto EA Maitén, cuyo ICC fue otorgado el 9 de abril de 2021, sumado a los proyectos previos, ocupan una capacidad de 11,95 MVA quedando, por tanto, una capacidad remanente de 4,05 MVA más la demanda mínima que fue validada en 3,33 MVA. Es decir, una capacidad total de generación de 7,38 MVA aproximadamente.

Sin embargo, CGE vulnerando lo indicado en el artículo 88 del D.S. 88, con fecha 28 de abril de 2021, le otorga un ICC por una potencia de 9 MW al proyecto El Bajo – San Rafael, de propiedad de Fotovoltaica San Rafael SpA, sin indicar restricciones en su operación, dando lugar a que se supere la capacidad del transformador de la S/E y en consecuencia una futura congestión en dicha subestación.

Cabe señalar que los estudios de flujo del PMGD El Bajo – San Rafael, en los cuales según lo establecido en el artículo 2-24 de la NTCO PMGD se analiza el escenario a nivel de transmisión zonal, fueron entregados por el promotor del proyecto con fecha 23 de marzo de 2021, es decir con el DS 88 ya vigente, y en el formulario 9 que contiene dichos estudios el promotor indica expresamente, en la sección de Resultados de Estudios Técnicos Preliminar, que existía posible congestión en sistema de transmisión zonal, tal como se puede ver en el citado formulario 9 que se adjunta a esta presentación. CGE no indica observaciones a los estudios y, como ya lo indicamos, el 21 de abril otorga un ICC sin restricciones de inyección a pesar de la congestión que arrojaron los estudios de flujos, y que fueron indicadas expresamente por el promotor.

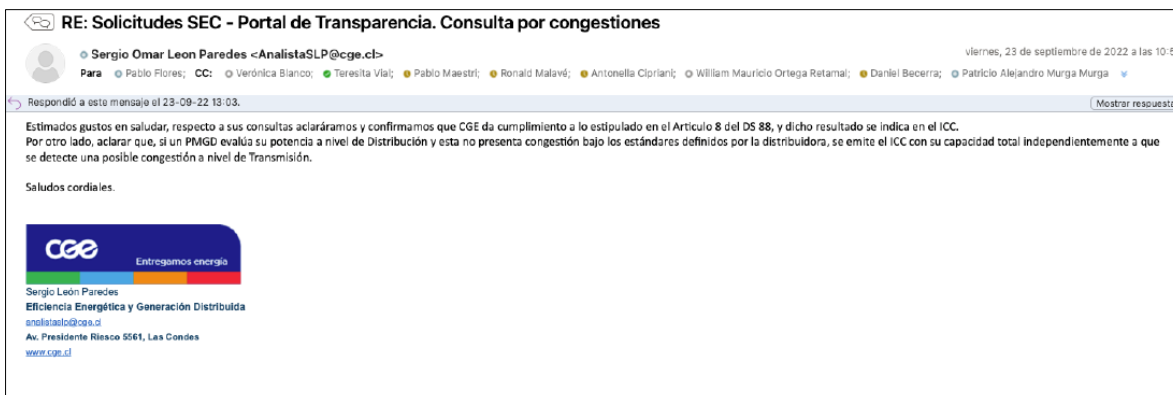
En razón de lo anterior, con fecha 14 de septiembre de 2022, mi representada le envía a CGE un correo electrónico, que se adjunta a esta presentación, adjuntando un estudio de flujos de la S/E San Rafael confeccionados por nosotros, el cual, al igual que el realizado por el promotor del PMGD El Bajo San Rafael, evidencia una congestión patente en la



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

mencionada subestación. En razón de esto, en dicho correo se le señala a CGE que al PMGD El Bajo San Rafael se le debió haber limitado su inyección en virtud de lo establecido en el DS88, y que de no ser correctos los estudios o nuestras conclusiones, nos indicaran el por qué.

Con fecha 23 de septiembre CGE nos responde el correo, indicando textualmente lo siguiente:



Ante dicha respuesta, volvimos a revisar nuestros estudios no encontrando ningún error en ellos, y, por tanto, solicitamos nuevamente a CGE que si tenían información que nosotros no hubiéramos dispuesto para realizar los estudios, y que descartaran la mencionada congestión, por favor nos la enviaran, a lo cual CGE no respondió. Con fecha 12 de octubre enviamos un nuevo correo a CGE insistiendo en lo anterior, respondiendo CGE con fecha 13 de octubre de 2022, que no era posible entregar la información solicitada y que ante nuestras dudas, generáramos una controversia ante esta Superintendencia.

2.2. De la obligación de CGE de velar por el cumplimiento de los estándares de seguridad y desempeño de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), como el DS 88 y la NTCO 2019, son claros en indicar la importancia de que todos los coordinados, incluidos los propietarios de los sistemas de transporte e instalaciones de distribución, cumplan con la normativa vigente en relación a seguridad y calidad del servicio, y los estándares de desempeño. Así lo indica claramente el artículo 72-15 de la LGSE, que señala “Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones.” ... “Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica.”

Creemos importante señalar que si bien CGE no es directamente la propietaria de la Subestación San Rafael, sí lo es su filial de transmisión CGE Transmisión S.A. Sin embargo, aunque no existiera dicha relación, CGE Distribución igualmente se encuentra obligada a velar por el cumplimiento de los estándares respectivos establecidos en las normas técnicas con ocasión de permitir la conexión de un PMGD a sus instalaciones, tal como lo indica expresamente el DS 88 y la NTCO 2019.

Sin embargo, al requerírsele a CGE el cumplimiento de lo anterior, sorprendentemente esta contesta que no le asiste dicha obligación, y que solo debe velar por las instalaciones de distribución.



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

A mayor abundamiento de las obligaciones que tiene CGE respecto a las instalaciones de transmisión zonal, el artículo 63 del DS 88 indica que “En caso de que la Empresa Distribuidora detectase la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviarle una copia del respectivo ICC al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente.”

Por todo lo anteriormente expuesto, no queda duda de la obligación que tienen la empresa distribuidora, en este caso CGE, respecto de las instalaciones de transmisión zonal, obligación que es mayor aun cuando la empresa propietaria de las instalaciones de distribución es directamente relacionada con la empresa propietaria de las instalaciones de transmisión zonal adyacentes.

III. DEL INCUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA VIGENTE LAS SANCIONES APLICABLES.

Como ya lo hemos señalado y consta de los hechos relatados, CGE ha incurrido en incumplimiento de la normativa vigente aplicable establecida tanto en la LGSE, como en el respectivo reglamento vigente, y la norma técnica que regulan los PMGD, condición imprescindible para la seguridad y correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

*Es importante señalar que, según lo indicado informalmente por CGE, esta última no ha dado cumplimiento a lo señalado en el artículo 88 del DS 88 ya que la NTCO 2019 establecería un tratamiento diferente y contrario al establecido en el DS 88, y en consecuencia correspondería aplicar lo señalado en la NTCO 2019. Cabe señalar que ante un eventual conflicto normativo, como el que dice CGE que habría, se debe recurrir a lo indicado en el principio de jerarquía normativa, entendido como aquel según el cual la norma de rango superior, en caso de conflicto normativo, prevalece sobre la de rango inferior: *lex superior derogat legi inferiori*. En consecuencia, es el artículo 88 del DS 88 el que prevalece en caso de que existiera alguna contradicción con lo indicado en la NTCO 2019 o cualquier otra de rango inferior.*

En relación a los incumplimientos normativos, el artículo 216 de la LGSE indica que “Toda infracción de las disposiciones de esta ley que no tenga expresamente señalada una sanción, será castigada con multa aplicada por la Superintendencia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16 A de la ley N°18.410”. Luego, el artículo 223 indica que “Es responsabilidad de los propietarios de todo tipo de instalaciones eléctricas el cumplir con las normas técnicas y reglamentos que se establezcan en virtud de la presente ley; el no cumplimiento de estas normas o reglamentos podrá ser sancionada por la Superintendencia con multas y/o desconexión de las instalaciones correspondientes, en conformidad a lo que establezcan los reglamentos Respectivos.”

Luego, en virtud de la facultad de esta Superintendencia de aplicar dichas sanciones establecida en la Ley 18.140 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, (“Ley 18.140”) el artículo 2 indica que:

“Artículo 2°.- El objeto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Asimismo, indica que el artículo 3° numeral 36 que deberá “Adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare, con relación al cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas cuya supervigilancia le corresponde”.

Finalmente, el artículo 15 de la Ley 18.140 señala que:



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

“Las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objeto de la aplicación por esta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales”.

IV. DE LOS PERJUICIOS A MI REPRESENTADA.

Tal como lo indicamos previamente, mi representada desarrolló el proceso de conexión de su Proyecto con apego estricto a la normativa vigente, y cumpliendo todos los requisitos técnicos de seguridad. En ese escenario se le otorga un ICC que le da el derecho a inyectar 3 MW a la red de distribución, sin poner en riesgo la operación tanto del sistema de distribución aledaño como el de transmisión zonal. Sin embargo, en caso de que el proyecto PMGF El Bajo- San Rafael, inyecte la totalidad de sus excedentes, la Subestación San Rafael se verá congestionada comprometiendo su correcta operación, y en consecuencia, según lo establecido por la normativa vigente, el CEN deberá instruir a los PMGD que acceden a dicha subestación, dentro de ellos Maitén, a limitar sus inyecciones a prorrata de su capacidad instalada.

Lo anterior, causará en mi representada un daño que se traducirá en un menor ingreso del esperado, y la razón será porque CGE ha infringido la normativa vigente configurando lo que se conoce como culpa infraccional.

La “culpa infraccional” o “culpa contra la legalidad” es un criterio de atribución de responsabilidad civil extracontractual o categoría especial de culpabilidad, que consiste en imputar la contravención de una norma jurídica específica del ordenamiento que establece un deber de cuidado, de cuya verificación positiva se deriva como consecuencia o efecto jurídico paradigmático una presunción general de culpabilidad en favor de la víctima del daño que impondría al agente infractor la carga procesal de desvirtuarla mediante la acreditación del cumplimiento de la diligencia debida.

Así lo ha señalado la jurisprudencia la que a su vez ha sido citada por la Excmá Corte Suprema en sentencia Rol N°24245-2014: “Al analizar la legislación regulatoria, se puede constatar que gran parte de estas normas, cuyo incumplimiento es la causa que motiva la puesta en acción de las facultades sancionadoras de los órganos administrativos sectoriales, están configuradas de manera que imponen a los administrados regulados una serie de obligaciones dentro del marco de las actividades que desarrollan (...) Estas exigencias típicas y objetivas de cuidado que se establecen, a fin de cautelar la gestión de intereses generales en materias especialmente reguladas, colocan a los entes objeto de fiscalización en una especial posición de obediencia respecto a determinados estándares de diligencia, cuya inobservancia puede dar lugar a la aplicación de las sanciones respectivas” (...) Al ser el legislador, o bien la autoridad pública, según el caso, quien viene en establecer el deber de cuidado debido en el desempeño de las actividades tipificadas, cabe asimilar el principio de culpabilidad del Derecho Administrativo Sancionador al de la noción de la culpa infraccional, en la cual basta acreditar la infracción o mera inobservancia de la norma para dar por establecida la culpa; lo cual se ve agravado en los casos que se trate de sujetos que cuenten con una especialidad o experticia determinada, donde el grado de exigencia a su respecto deberá ser más rigurosamente calificado.”²

Adicionalmente a lo anterior, cabe señalar que mi representada ha contraído obligaciones tanto con el futuro adquirente del Proyecto como con el financista del mismo, las cuales suponen que el proyecto podrá inyectar a sus 3 MW sin limitaciones, sin perjuicio de

² Luis Cordero Vega, “Lecciones de Derecho Administrativo”. Legal Publishing Chile. Pág. 503-504



aquellas que pueden ocurrir en razón de situaciones aisladas, y no permanentes como ocurrirá en caso de que no se limite la potencia a inyectar al PMGD El Bajo – San Rafael.

V. DEL PLAZO PARA RESOLVER LA PRESENTE CONTROVERSIA Y DE LAS MEDIAS PROVISIONALES.

El artículo 123 del D.S 88 establece que esta Superintendencia deberá resolver la materia objeto del presente reclamo en un plazo de 60 días, contados desde la declaración de admisibilidad. Asimismo, indica que la Superintendencia podrá solicitar informes a otros organismos para ser considerados en su resolución, y además podrá solicitar directamente a las partes informes sobre la materia objeto de la controversia, todo lo anterior en el plazo de 60 días indicados por el mismo artículo.

El cumplimiento del plazo indicado en citado artículo 123 por parte de esta Superintendencia es imprescindible para efectos del objeto de la presente controversia, debido a que el proyecto El Bajo- San Rafael, se encuentra próximo a declararse en construcción.

En razón de esto mismo, es que solicitamos a esta Superintendencia la adopción de la medida provisional, según lo establecido en el artículo 123 del D.S 88 y 32 de la Ley 19.880 que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado (Ley 19.880), de instruir a la Comisión Nacional de Energía a no autorizar la Declaración en Construcción de nuevos proyectos PMGD que se conecten a alimentadores asociados a la Subestación San Rafael, como asimismo instruir al CEN a no autorizar la Puesta en Servicio o Entrada en Operación de los mismos.

VI. ADMISIBILIDADES Y PETICIONES CONCRETAS.

6.1. Admisibilidad de la Controversia.

El artículo 121 del DS 88 indica que los interesados, los propietarios u operadores de un PMGD y las empresas distribuidoras, podrán formular reclamos ante la Superintendencia por controversias que se susciten durante la tramitación de una SCR, respecto al ICC, los estudios de conexión señalados en el Artículo 54° del presente reglamento, el informe de costos señalado en el Artículo 58° del presente reglamento y los costos de las Obras Adicionales, Ampliaciones o Ajustes, la notificación de Conexión, o controversias que se susciten con posterioridad a la conexión, comunicación de energización o entrada en operación de un PMGD.

Respecto al plazo de presentación, el artículo 122 del D.S 88 establece que “el reclamo ante la Superintendencia deberá presentarse por cualquiera de las partes señaladas en el artículo anterior, dentro del plazo de veinte días contado desde que se produzca el desacuerdo.”

Si bien en la presente controversia se han producido continuos desacuerdos, el último es aquel que genera la imposibilidad de que el asunto haya sido resuelto entre las partes y que, en consecuencia, esta parte se haya visto obligada a someter esta controversia a su conocimiento y decisión. Como ya lo indicamos, con fecha 12 de octubre de 2022 vía correo electrónico se le envió a CGE un correo solicitando información con el objeto de resolver el asunto sin acudir a esta Superintendencia, correo que fue contestado por la Distribuidora con fecha 13 de octubre en el tenor que ya se indicó.

En consecuencia, y entendiendo que dicha respuesta genera un evidente desacuerdo entre las partes, es que el plazo indicado en el artículo 22 debe ser contado desde el día 14 de octubre de 2022 y, por ende, esta controversia debe considerarse admisible por ser debidamente fundada y ser presentada dentro de plazo.

6.2. Peticiones Concretas.



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

En virtud de todo lo anteriormente expuesto es que venimos en solicitar a esta Superintendencia que:

1. Declare que CGE ha incumplido la normativa vigente relativa a la limitación de inyección de energía y potencia de un PMGD en caso de constatar congestiones a nivel de transmisión zonal.
2. Instruya a CGE para que limite de forma inmediata el ICC del PMGD El Bajo – San Rafael, a la potencia que corresponda según los límites de cargabilidad de la Subestación San Rafael, según lo establecido en el artículo 88 del DS88.
3. Declare los incumplimientos normativos cometidos por CGE y en consecuencia aplique las sanciones correspondientes.
4. Conceda la medida provisional solicitada en el numeral V precedente.

VII. DOCUMENTOS QUE SE ADJUNTAN A ESTA PRESENTACIÓN.

Junto a la presente, se adjuntan los siguientes documentos que respaldan las peticiones señaladas precedentemente:

1. Formulario N°3 de Solicitud de Conexión a la Red del Proyecto Maitén, enviado a CGE con fecha 13 noviembre de 2019.
2. Formulario N°6 en que se adjuntan los Estudios de Conexión del proyecto EA Maitén, enviado a CGE con fecha 29 de septiembre de 2020.
3. Formulario N°14 que contiene el Informe de Criterios de Conexión del proyecto EA Maitén enviado por CGE con fecha 9 de abril de 2021, junto con la correspondiente carta de CGE en virtud de la cual se adjunta el Formulario N°14.
4. Formulario N°14 que contiene el Informe de Criterios de Conexión del proyecto El Bajo San Rafael enviado por CGE con fecha [___], junto con la correspondiente carta de CGE en virtud de la cual se adjunta el Formulario N°14.
5. Formulario N°9 en que se adjuntan los Estudios de Conexión del proyecto PMGD El Bajo San Rafael, enviado a CGE con fecha 21 de marzo de 2021.
6. Documento denominado “P 19-05 SE San Rafael”, donde consta la propuesta de expansión de la subestación San Rafael, presentada por CGE.
7. Correo de fecha 14 de septiembre de 2022, enviado por Pablo Flores de Maitén a CGE, indicando la congestión a nivel de transmisión zonal verificada por nuestros estudios.
8. Correo de fecha 23 de septiembre de 2022, enviado por Sergio Omar Leon Paredes de CGE a Pablo Flores de Maitén, indicando que no procedería la limitación solicitada por congestión.
9. Correo de fecha 26 de septiembre de 2022, enviado por Pablo Flores de Maitén a CGE, solicitando los estándares aplicados para la determinación de congestiones.
10. Correo de fecha 12 de octubre de 2022, enviado por Pablo Flores de Maitén a CGE, solicitando información relativa a la Subestación San Rafael, y los proyectos que causarían congestión.
11. Correo de fecha 13 de octubre de 2022, enviado por Patricio Murga de CGE a Pablo Flores de Maitén, indicando que no sería posible entregar la información solicitada.
12. Escritura pública de compraventa de Solicitud de Conexión a la Red, entre EActiva SpA y Energía Renovable Olmo SpA, fecha 3 de junio de 2021, otorgada en la notaría de Santiago de doña María Pilar Gutiérrez Rivera.
13. Escritura pública de fecha 11 de enero de 2022, otorgada en la notaría de Santiago de don Andrés Rieutord Alvarado, donde consta mi personería para representar a Energía Renovable Olmo SpA.”.

2º. Que, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°156076, de fecha 13 de enero de 2023, esta Superintendencia declaró admisible el reclamo presentado por la empresa Energía Renovable Olmo SpA y dio traslado de está a CGE S.A. En el mismo acto, esta Superintendencia se pronunció sobre



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

las medidas provisionales solicitadas por la Reclamante y puso en conocimiento del caso a la Comisión Nacional de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, para la adopción de las medidas que resultaran pertinentes.

3º. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°197954, de fecha 27 de enero de 2023, CGE S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°156076, señalando:

“(…) Mediante la presente, damos respuesta a su requerimiento de información contenido en el oficio ordinario referido, dando cuenta a esta Autoridad - de manera fundada y detallada - de todos los antecedentes con que cuenta Compañía General de Electricidad S.A., en adelante CGE, en relación a la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, relacionado con su pequeño medio de generación distribuida (en adelante, PMGD) – PMGD EA Maitén, número de proceso de conexión 16401; que presenta reclamo respecto el proceso de conexión del PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, número de proceso de conexión 19824.

1. **Antecedentes Relevantes:**

Según lo solicitado por esta Superintendencia, a continuación, se presenta listado con los proyectos vigentes a la fecha, detallando su estado, fechas de ICC, alimentador correspondiente, fechas de declaración en construcción y sus fechas de puestas en servicio según corresponda – asociados todos los PMGDs – a la S/E San Rafael.

Adicionalmente, se añade a la lista el proceso “El Bajo - San Rafael 9 MW”, sobre el cual el reclamante observa la no limitación de potencia en el ICC, el cual no se encuentra actualmente vigente por estar con ICC vencido según se detalla en el listado:

# Listado	N° Proceso	Nombre PMGD	Estado	Alimentador	Fecha ICC	Fecha DEC	Fecha PES	Fecha Vencimiento
1	1757	PFV Los Patos	Conectado	Botalcura	30/6/2017	N/A	4/4/2018	N/A
2	1051	San Rafael II	ICC Conforme	Botalcura	7/9/2019	31/5/2022	N/A	N/A
3	13800	Las Hortensias	ICC Conforme	El Bajo	26/6/2020	28/12/2022	N/A	N/A
4	16401	EA Maitén	ICC Conforme	Botalcura	9/4/2021	29/9/2022	N/A	N/A
5	19024	PS Botalcura P3	ICC Conforme	Botalcura	11/1/2022	N/A	N/A	N/A
6	20571	PMGD FV Las Chilcas	Solicitud de Conexión	Camarico	N/A	N/A	N/A	N/A
7	19824	El Bajo - San Rafael 9MW	ICC Vencido	El Bajo	28/4/2021	N/A	N/A	4/1/2023

Tabla 1: Procesos relevantes asociados a SE San Rafael.

2. **Origen de la controversia:**

*La empresa Energía Renovable Olmo SpA, reclama en contra de CGE, en consideración a discrepancias suscitadas entre las partes respecto a supuestos incumplimientos procedimentales y técnicos, en específico en virtud de lo indicado en el artículo 88 del DS. 88, relativos a la obligación de la Distribuidora de consignar en el ICC una limitación de capacidad de inyección de un PMGD cuando éste, según lo determinado en los estudios eléctricos respectivos, ocasionen **congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD.***

3. **Posición de CGE en relación con la controversia planteada:**



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

CGE ha procedido acorde a la normativa vigente, cumpliendo a cabalidad lo dispuesto y exigido por la misma, por lo que el reclamo interpuesto por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, carece de sustento respecto las peticiones indicadas a continuación:

“1. Declare que CGE ha incumplido la normativa vigente relativa a la limitación de inyección de energía y potencia de un PMGD en caso de constatar congestiones a nivel de transmisión zonal.

2. Instruya a CGE para que limite de forma inmediata el ICC del PMGD El Bajo-San Rafael, a la potencia que corresponda según los límites de cargabilidad de la Subestación San Rafael, según lo establecido en el artículo 88 del DS 88.

3. Declare los incumplimientos normativos cometidos por CGE y en consecuencia aplique las sanciones correspondientes...”

Lo anterior, puntualizando que “CGE vulnerando lo indicado por el artículo 88 del DS 88, con fecha 28 de abril de 2021, le otorga un ICC por una potencia de 9 MW al proyecto El Bajo – San Rafael, de propiedad de Fotovoltaica San Rafael SpA, sin indicar restricciones en su operación, dando lugar a que se supere la capacidad del transformador de la S/E y en consecuencia una futura congestión en dicha subestación.”

Al respecto, podemos indicar que CGE ha actuado conforme lo establecido en el DS88, artículo 88, inciso tercio, que dispone:

*“En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en **las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD**, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.” (lo destacado es nuestro)*

En esta línea de argumentos, se indica que: con fecha 21 de marzo de 2021, Fotovoltaica San Rafael SpA presentó estudios de conexión a la red para el PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, número de proceso de conexión 19824, en el que se incluyó un análisis de transmisión, donde se identificó una supuesta congestión en nivel 1:

“Dado que la capacidad del transformador T1 es de 16 [MVA], y de acuerdo con el análisis la inversión de flujo hacia el transformador T1 es de 16,642 [MVA], por lo tanto, se debe realizar el análisis de Nivel 2 el cual contemplará las líneas adyacentes a la Subestación San Rafael.”

Y por otra parte no se detectó congestión para nivel 2:

“Se concluye que en caso que exista flujo de potencia inverso las líneas adyacentes poseen capacidad para evacuar la potencia, sin embargo se requiere un mayor análisis por parte del Coordinador Eléctrico, y verificar el impacto con los flujos de potencia en dichas condiciones.”

Posteriormente con fecha de 28 de abril de 2021, CGE emitió el ICC, donde se dio revisión al análisis de transmisión presentado, y se determinó que no se supera la capacidad de transferencia, ni nivel 1, ni de nivel 2, lo cual queda consignado en el mismo documento:



K	<p>Análisis de Impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, según el Art. 2-25 de la NTCO</p>	<p>SI Con observaciones</p>	<p>Los estudios entregados por DSP Ingenieros incluyen un análisis de impacto en el Sistema de transmisión zonal, concluyendo que se supera la capacidad de transferencia en el Nivel 1, del transformador primario de la S/E San Rafael. Adicionalmente, se concluye que en el nivel 2, tanto las líneas Panguilemo – San Rafael y Los Maquis – San Rafael no superan su capacidad de transferencia ante condiciones de inversión de flujo en el nivel 1.</p> <p>Al respecto, según evaluaciones realizadas por CGE se concluye que no se supera la capacidad de transferencia del nivel 1 y nivel 2.</p>
---	--	------------------------------------	--

Figura 1a: Captura ICC PMGD El Bajo - San Rafael 9MW

12. Sistema de transmisión Zonal

DSP Ingenieros entrega los resultados del estudio de impacto sistémico, en la realización de flujos de potencia de Transmisión zonal para Niveles 1 y 2, según el Art. 2-25. Los resultados obtenidos determinan que el nivel de carga del transformador de la S/E San Rafael supera su capacidad de transferencia y que las línea adyacente aguas arriba del mismo transformador mantienen sus niveles de carga por debajo del 100%. Sin embargo, según evaluaciones realizadas por CGE se indica que tanto en el nivel 1 como el nivel 2 la capacidad de transferencia de los elementos que la componen no se ve sobrepasada.

Figura 1b: Captura ICC PMGD El Bajo - San Rafael 9MW

Para dicha revisión CGE considera los siguientes parámetros operativos:

Flujos de Potencia Transmisión Zonal

Dem mín día T1 S/E San Rafael: 2,197[MW]

Suma PMGD T1 S/E San Rafael: 17,95[MW]

- **Alimentador El Bajo**
 - PMGD Las **Hortencias** 3,0 [MW] (ICC).
 - PMGD El Bajo - San Rafael S [MW] (Caso estudio).
- **Alimentador Botacura**
 - PMGD PFV Los Patos 3,0 [MW] (Conectado).
 - PMGD San Rafael II 2,95 [MW] (ICC).

Nivel	Nombre	Capacidad [MVA]	Suma PMGD – Dem Mín [MW]	Nivel de carga [%]
$P(TxZ)_{\text{día}}^1$	Transformador T1 de S/E San Rafael	16	15,753	98,46
$P(TxZ)_{\text{día}}^2$	Línea de transmisión San Rafael – Itahue 66[kV]	38,75	15,753	40,65
$P(TxZ)_{\text{día}}^3$	Línea de transmisión San Rafael – Panguilemo 66 [kV]	38,75	15,753	40,65

Valores positivos en Suma PMGD – **Dem. Mín.** implican flujo inverso.
Durante el día y con demanda mínima no se presentan sobrecargas en el transformador T1 de S/E San Rafael.
La ampacidad de la línea de transmisión San Rafael – **Itahue** 66[kV] es de 0,339 [kA] con sol 30°C.
La ampacidad de la línea de transmisión San Rafael – Pangulieumo 66 [kV] es de 0,339 [kA] con sol 30°C.

Donde la demanda mínima se determina en relación con las mediciones de potencia en el transformador T1:



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
VºBº JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

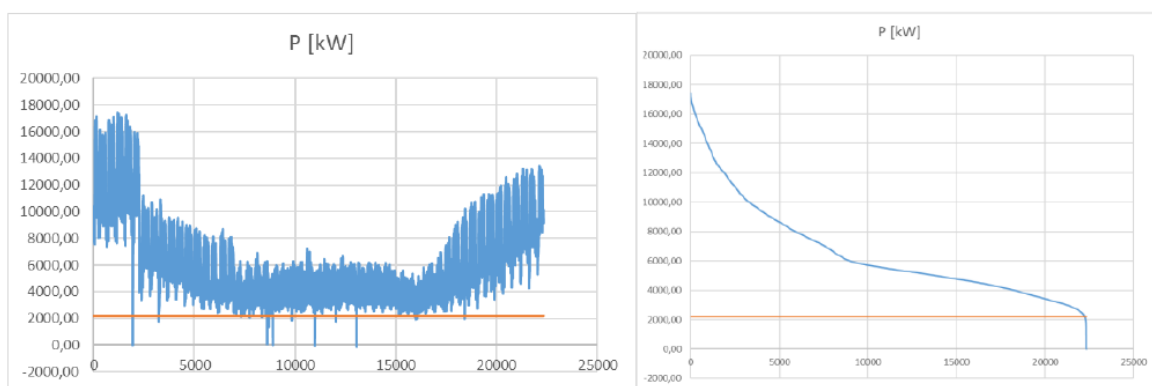


Figura 2b y 2b: Gráficos de determinación de demanda mínima.

En relación a lo anterior, queda completamente justificado que no corresponde consignar una restricción de potencia en el ICC de PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, como lo indica el reclamante.

Adicionalmente la empresa Energía Renovable Olmo SpA, reclama que se deben incluir restricciones en la operación del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, dado que se supera la capacidad del transformador de la S/E, lo cual no es efectivo, según el artículo 88 del DS. 88 inciso 3ero, que textualmente se refiere sólo a congestiones aguas arriba de la subestación primaria de distribución, es decir lo que vendría siendo líneas de transmisión o congestiones de nivel dos, y por lo tanto no corresponde la obligación normativa que CGE incluya una restricción de potencia aun cuando exista una posible congestión de nivel uno.

Por otro lado, el reclamante indica un supuesto perjuicio al PMGD El Maitén, al no haber incluido una presunta limitación por transmisión en el PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, que desencadenaría en una limitación en la operación de su PMGD. Lo anterior, no es efectivo, debido a que la facultad para limitar inyecciones corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), quien se ha pronunciado en la línea de aplicar una limitación de las inyecciones a prorrata de las potencias instaladas de potencias a los PMGDs, independiente de si se trata de ICC de DS. 244 o DS. 88, o si cuentan o no con limitación consignada en el ICC. Lo anterior se refleja en Carta DE 02523 – 22 – de fecha 27 de mayo de 2022, que prescribe:

“... las eventuales restricciones de transmisión que se activen en la S/E Chimbarongo producto de excedentes de generación provenientes de PMGD, deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de las inyecciones a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación que contribuyan a la mencionada congestión de transmisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 102 del DS88-2019 (Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala) y el artículo 45 del DS125-2019 (Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional), situación que será instruida por el CDC de este Coordinador a los respectivos CC.”

En base a lo anterior, no es efectivo lo indicado por la empresa reclamante, en relación que tanto los ICC emitidos por DS. 244 y por DS. 88, con o sin restricción consignada, se limitan por prorrato cuando existe saturación en el transformador de la subestación primaria.

En la misma línea, se refuerza lo indicado, en el Informe: Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD. Artículo 14° - Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD – año 2022 CEN, que señala:

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



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

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.” (Cfr. informe pág. 324)

Finalmente, podemos indicar que el ICC del proceso del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, se encuentra vencido con fecha 4 de enero de 2023, por lo que el reclamo de la empresa Energía Renovable Olmo SpA no se encuentra vigente, en razón que el PMGD en comento, no llegaría a su fase de puesta en servicio y de inyección por generación.

Por lo anterior, CGE ha actuado conforme a la normativa y el reglamento vigente, cumpliendo a cabalidad lo dispuesto y exigido por estas, por lo que el reclamo interpuesto por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, carece de fundamento en relación con cada una de las peticiones indicadas, ya que CGE no ha incumplido el reglamento y en consecuencia no proceden las sanciones solicitadas por el reclamante.

4. Anexos.

Acompañamos a esta presentación, los siguientes antecedentes que dan cuenta de lo señalado en esta presentación:

- i. ICC del PMGD EA Maitén.*
- ii. ICC del PMGD El Bajo - San Rafael 9MW.*
- iii. ICC del PMGD PFV Los Patos.*
- iv. ICC del PMGD San Rafael II.*
- v. ICC del PMGD Las Hortensias.*
- vi. ICC del PMGD PS Botacura P3.*
- vii. Estudios de PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW.*
- viii. PES del PMGD PFV Los Patos – F9 – DS 244.*
- ix. Carta Coordinador Eléctrico Nacional - DE 02523 – 22 – de fecha 27 de mayo de 2022. (...)”.*

4º. Que, en atención a los eventuales efectos que pudiese tener la presente resolución sobre los proyectos asociados a la S/E San Rafael, se trasladó los antecedentes del caso a la empresa Fotovoltaica San Rafael SpA, propietaria del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°162801, de fecha 14 de marzo de 2023, motivo de la verificación del cumplimiento de la exigencia establecida en el artículo 88° del D.S. N°88, sin presentar respuesta la empresa Fotovoltaica San Rafael SpA a la fecha de la presente resolución.

Cabe hacer presente que el Oficio Ordinario N°162801, de fecha 14 de marzo de 2023, fue debidamente notificado a la empresa Fotovoltaica San Rafael SpA mediante carta certificada enviada por Correos de Chile a la dirección indicada en los formularios del proceso de conexión, número de seguimiento de Correos de Chile 1179966723939.



Estado

Envío Entregado 22 / 03 / 2023

Recibido Por: OMAR ZERNAQUE

Rut: 254383627

Seguimiento N°

1179966723939

Guardar seguimiento en mis envíos

Ocultar detalles

Si tienes una consulta o reclamo con el envío contáctanos

Recibido

En tránsito

Envío en reparto

Envío entregado

17/03/2023

22/03/2023

22/03/2023

22/03/2023

LAS CONDES NOR	ENVIO ENTREGADO
22/03/2023. - 12:44	
LAS CONDES NOR	ENVIO EN REPARTO
22/03/2023. - 10:19	
LAS CONDES NOR	RECIBIDO EN OFICINA DE CORREOSCHILE
22/03/2023. - 06:59	
SANTIAGO	DESPACHADO A OFICINA DE CORREOSCHILE
22/03/2023. - 03:54	
SANTIAGO	EN OFICINA DE TRANSITO
20/03/2023. - 15:41	
SANTIAGO	RECIBIDO EN OFICINA DE CORREOSCHILE
20/03/2023. - 15:41	
SUCURSAL PLAZA DE ARMAS	DESPACHADO A OFICINA DE CORREOSCHILE
20/03/2023. - 14:27	
SUCURSAL PLAZA DE ARMAS	RECIBIDO POR CORREOSCHILE
17/03/2023. - 15:54	

5°. Que, en virtud de los antecedentes aportados por las partes, esta Superintendencia puede señalar que la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Olmo SpA tiene relación con los supuestos incumplimientos normativos por parte de CGE S.A., respecto a su obligación de limitar la capacidad de inyección de los proyectos adyacentes al PMGD EA Maitén, en sus respectivos estudios técnicos, por aplicación de lo establecido en el artículo 88° del D.S. N°88, ante la eventual congestión del transformador primario de distribución asociado a la S/E San Rafael, situación que afectaría de forma negativa a la potencia de inyección autorizada del PMGD EA Maitén.

Al respecto, esta Superintendencia debe señalar que el procedimiento de conexión de un PMGD se encuentra establecido conforme a un procedimiento reglado, consagrado actualmente en el D.S. N°88. Dicho procedimiento fija derechos y obligaciones tanto para la empresa distribuidora como para el PMGD. Asimismo, dispone de distintas etapas las cuales se encuentran reguladas tanto en los plazos como en la forma que deben desarrollarse, como es el caso del proceso de elaboración y revisión de los estudios técnicos.



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

En este sentido, de acuerdo con el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), *“Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigente(...)”* (Énfasis agregado)

En atención a lo anterior, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD, cuando estos se conecten a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros, conforme lo establecido en el artículo 31° del Reglamento, **siempre y cuando la conexión dé estricto cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes**. Para ello se deberán ejecutar los estudios técnicos necesarios que permitan realizar una conexión segura de los PMGD a las instalaciones de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo indicado en el Reglamento y en la NTCO.

En el caso de los PMGD que no califiquen como de impacto no significativo, conforme lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 54° del D.S. N°88, los requerimientos de Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que correspondan, en caso de ser pertinentes, se definirán a partir de los estudios técnicos, que deben verificar el cumplimiento de todos los requerimientos de seguridad y calidad de servicio, establecidos en el Reglamento y en la NTCO, conforme la potencia solicitada en la respectiva SCR.

Además, el artículo 38° del D.S. N°88 agrega: *“Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnica de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente.”*

Por otra parte, el inciso segundo del artículo 63° del Reglamento dispone:

“En caso que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y base de datos utilizada para su desarrollo”.

Así, el procedimiento de conexión mandata a que la empresa distribuidora respectiva ponga en conocimiento de la Superintendencia y del Coordinador Eléctrico Nacional, en caso de que detecte posibles congestiones a nivel de sistema de transmisión, la copia del ICC junto con el estudio de flujo de potencia que permita acreditar la congestión detectada.

Asimismo, el inciso tercero del artículo 88° del D.S. N°88 establece la relación entre los estudios de conexión y la medida que debe tomar la Empresa Distribuidora en caso de posibles congestiones de transmisión, el cual dispone:

*“En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, **la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución**. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.”* (Énfasis agregado)

Además, según lo dispuesto en el literal d) del artículo 69° del Reglamento, al momento de solicitar la declaración en construcción del proyecto ante la Comisión Nacional de Energía,



el Interesado debe indicar la existencia de limitaciones de inyección por congestiones a nivel de transmisión zonal:

*“d) ICC de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento, **indicando si existe una limitación de la capacidad de inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión zonal, si corresponde;**” (Énfasis agregado)*

Por otro lado, el artículo 85° del Reglamento establece:

“La NTCO establecerá criterios técnicos, metodologías de cálculo y estudios de conexión para establecer el impacto que un PMGD causa en el Punto de Conexión y en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de la Red de Distribución. Estos criterios, metodologías y estudios deberán considerar el efecto que puede causar un PMGD a la red de distribución, de manera que ésta opere de acuerdo a la calidad y seguridad de servicio establecida en la normativa vigente”.

Además, de acuerdo con lo señalado en el artículo 102° del Reglamento, respecto a las eventuales congestiones que pudiesen darse en el sistema de transmisión zonal, el reglamento establece:

“Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.

En el caso que sea necesario limitar las inyecciones que los PMGD pueden evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD, estableciendo un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMGD afectados, debiendo resultar esto en la operación de dichos PMGD a mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de la contingencia ocurrida. Para los PMGD que no estén obligados a declarar sus costos variables y costos de partida, el Coordinador deberá considerar dichos costos como iguales a cero. En el evento en que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos”.

Finalmente, el artículo 2-25 de la NTCO establece la metodología previa de análisis de congestión en análisis de transmisión zonal que deben considerar los estudios de flujos de potencia, el cual señala:

*“En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en la cabecera del Alimentador conectado a la subestación primaria al cual se conecta el PMGD, se deberá extender el análisis de los impactos a los demás Alimentadores de la subestación primaria, en caso que estos existan, y también a las redes de Transmisión Zonal. **Este análisis tendrá 2 niveles: el primer nivel tiene la finalidad de determinar si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto; el segundo nivel, tiene por objeto verificar si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.**” (Énfasis agregado)*

De todo lo anterior, esta Superintendencia puede advertir que el reglamento establece, en primer lugar, la responsabilidad de la empresa distribuidora de resguardar el cumplimiento



de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, y en segundo lugar, establece que es la norma técnica la encargada de establecer los criterios técnicos, metodologías de cálculo y estudios de conexión para establecer el impacto que un PMGD puede causar en su Punto de Conexión y **en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión a la red de distribución.**

Por otro lado, la regulación vigente no solo condiciona el análisis de congestión a las redes de distribución, sino que extiende dicho análisis a la zona adyacente a la conexión del PMGD, estableciendo medidas específicas para actuar ante eventuales congestiones, tanto para la Empresa Distribuidora como para el Coordinador Eléctrico Nacional. De esta forma, en primera instancia, la Empresa Distribuidora puede limitar de capacidad de inyección del PMGD en evaluación, ante congestiones detectadas en el segmento de transmisión zonal, que sean advertidas en los estudios técnicos en instalaciones aguas arriba del transformador de poder al cual se conecta, situación que, además de ser advertida, debe quedar consignada en el ICC. Luego, ante contingencias por motivo de eventuales congestiones que se pueden dar a nivel de transmisión zonal producto de la operación de los PMGD, de acuerdo con su nivel de avance constructivo y de conexión, a los niveles de avance de los proyectos de expansión de transmisión zonal previstos y a las demandas existentes en la zona de afectación, es el Coordinador quien debe adoptar medidas, pudiendo limitar las inyecciones de los PMGD según lo establecido en el artículo 102° del D.S. N°88.

Ahora bien, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88, pese a que la exigencia de limitación de capacidad de inyección de un PMGD estaría establecida solo para aquellos proyectos que en sus estudios de conexión adviertan congestión aguas arriba del transformador primario de distribución, a juicio de esta Superintendencia, esta condición preventiva debe extenderse también al equipamiento de transformación, toda vez que la reglamentación vigente, inicialmente a través de la NTCO de 2019 por la presentación de una metodología de análisis de congestión en instalaciones de transmisión zonal, y luego, a través del D.S. N°88, establece no solo medidas específicas ante contingencias, sino que incluye una condición de análisis preventivo, a fin de mitigar los efectos eléctricos ante posibles congestiones motivo de la conexión de un PMGD, a fin de resguardar la condición de operación de los proyectos conectados y aquellos que se encuentran en víspera de entrar en operación (ICC otorgados) **por lo que dicha exigencia debe aplicarse no solo a los proyectos que adviertan congestiones a nivel 2 en los componentes de transmisión, sino que dicha disposición debe extenderse al nivel 1,** para evitar la superación de la capacidad del transformador primario de distribución y de sus demás equipamientos en serie.

En este sentido, el artículo 2-25 de la NTCO extiende el análisis de congestión no solo a las instalaciones aguas arriba del transformador de poder, que corresponderían a las líneas de transmisión zonal que presentan un nivel de adyacencia aguas arriba del equipamiento de transformación señalado, **sino que incluye en su evaluación al transformador de la subestación primaria de distribución y sus demás elementos en serie,** por lo que la misma normativa establece los componentes de transmisión zonal que deben analizarse para revisar las congestiones, por lo que a juicio de esta Superintendencia, las limitaciones de capacidad no solo deben aplicarse a los ICC que adviertan congestiones aguas arriba del transformador de poder (nivel 2), sino que deben incluirse en aquellos casos que se adviertan congestiones en el mismo transformador de poder asociado (nivel 1), en el orden lógico de evaluación de los componentes, para una interpretación armónica de la reglamentación vigente, con el objeto de resguardar la seguridad de la red y dar certeza de conexión a los proyectos existentes en las zonas adyacentes.

De hecho, al no limitarse la capacidad de inyección por congestiones en el nivel 1, carecería de sentido establecer una metodología normativa que identifique los dos niveles de análisis, y luego, tomar medidas solo para uno de los componentes, considerando que el espíritu de la reglamentación vigente es evitar las posibles congestiones a nivel de transmisión zonal.



En consecuencia, esta Superintendencia considera que en caso de que los estudios técnicos de un PMGD adviertan una eventual congestión en las instalaciones de transmisión, es necesario la aplicación de la medida preventiva de limitación de capacidad de inyección a todos los proyectos PMGD que determinen en sus estudios técnicos eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal, incluyendo ambos niveles de análisis (nivel 1 y nivel 2), a fin de mitigar los efectos de dicha conexión, para no afectar a los proyectos que se encuentran conectados o en espera de su puesta en servicio, para dar cumplimiento al espíritu reglamentario establecido en el inciso segundo del artículo 88 del D.S. N°88.

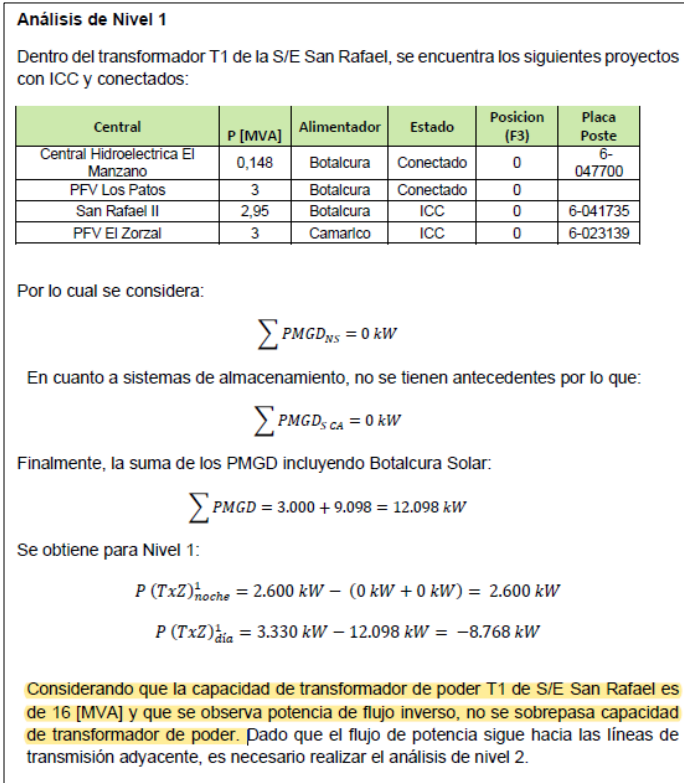
Sin perjuicio de lo anterior, se debe considerar de igual forma que ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, **la regulación vigente entrega la potestad y responsabilidad del Coordinador para establecer medidas** dirigidas a las empresas distribuidoras y a los propietarios de los PMGD, para gestionar las contingencias que ocurran y pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, como eventualmente podría ocurrir en caso de eventuales congestiones en elementos de transmisión zonal. En dichos casos el artículo 102° establece la metodología de tratamiento de las congestiones, debiendo realizarse en primera instancia una limitación de inyecciones siguiendo el criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de los PMGD afectados, resguardando mantener la operación al mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de contingencia. En caso de igual costo de generación, deberá limitarse la potencia de los proyectos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.

Ahora bien, enunciada la normativa aplicable al caso, analizada la información enviada por las partes y la interpretación presentada por esta Superintendencia, es posible constatar que el PMGD EA Maitén de 3 MW obtuvo su Informe de Criterios de Conexión (ICC) con fecha 09 de abril de 2021, en el cual CGE S.A. reconoce que los resultados obtenidos determinan que los niveles de carga del transformador "T1" de la S/E San Rafael y las líneas adyacentes aguas arriba del mismo equipamiento de transformación, correspondientes a las líneas de transmisión "San Rafael 66 [kV]- Los Maquis 66 [kV]" y "San Rafael 66 [kV] – Panguilemo 66 [kV]", no superan sus capacidades de transferencias, **por lo cual esta Superintendencia constató que los estudios de conexión plantean que no existe limitaciones de inyección asociadas al PMGD EA Maitén por congestiones de transmisión zonal.**

En este sentido, esta Superintendencia ha constatado que los estudios de conexión del PMGD EA Maitén, en su análisis de flujos de potencia en el segmento de transmisión zonal, en el bloque de día (condición más crítica), consideró la conexión de todos los PMGD conectados y previstos a conectar, totalizando una capacidad de inyección de los PMGD por un total de 12,098 MVA y una demanda mínima del transformador T1 de la S/E San Rafael de 3,33 MVA, quedando 7,232 MW de disponibilidad de capacidad en el transformador referido.

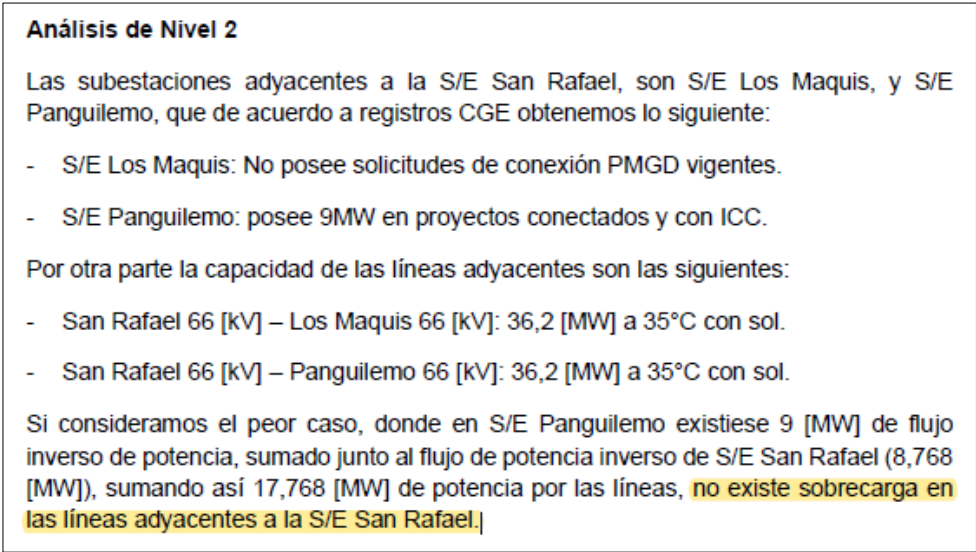


Figura 1: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 1- PMGD EA Maitén



Asimismo, dichos estudios verificaron que ante la conexión del PMGD EA Maitén y de los proyectos conectados y previstos de conexión, no existen congestiones a nivel de las líneas de transmisión “San Rafael 66 [kV]- Los Maquis 66 [kV]” y “San Rafael 66 [kV] – Panguilemo 66 [kV]”.

Figura 2: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 2- PMGD EA Maitén



Por otra parte, en relación con el proceso de conexión del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, esta Superintendencia ha constatado que con fecha 09 de marzo de 2021, la empresa Propietaria del PMGD presentó los estudios de conexión a través del “Formulario N°9: Entrega Estudios Técnicos Preliminares”, estableciendo que sí existe congestión a nivel de transmisión zonal, solo para el nivel 1.



Figura 3: Extracto del estudio de Flujos de Potencia del PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW de 04.03.2021

$$\sum PMGD = 17950 \text{ kW}$$

Con esto se pueden calcular las expresiones para el Nivel 1:

$$P (TxZ)_{noche}^1 = 1775 \text{ kW} - 0 \text{ kW} = 9259 \text{ kW}$$

$$P (TxZ)_{dia}^1 = 1308 \text{ kW} - 17950 \text{ kW} = - 16642 \text{ kW}$$

Dado que la capacidad del transformador T1 es de 16 [MVA], y de acuerdo con el análisis la inversión de flujo hacia el transformador T1 es de 16,642 [MVA], por lo tanto, se debe realizar el análisis de Nivel 2 el cual contemplará las líneas adyacentes a la Subestación San Rafael.

Sin embargo, esta Superintendencia ha podido constatar que durante la revisión de los estudios de conexión del PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, **CGE S.A. emitió el ICC del PMGD EA Maitén con fecha 09 de abril de 2021**, situación que no fue comunicada por la Empresa Distribuidora al Propietario del PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, durante su proceso de conexión, ni fue observada por la Concesionaria en la revisión de sus estudios técnicos, **pese a que la reglamentación vigente establece la obligación de la Empresa Distribuidora de revisar el impacto que el PMGD causa en su Punto de Conexión y en la zona adyacente asociada a dicho punto de interconexión**. En este caso, dicha omisión impidió advertir eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal, no permitiendo dar cumplimiento a las exigencias establecidas en el artículo 63° y 88° del D.S. N°88, situación que debió haber sido comunicada al Interesado y observada en sus estudios técnicos, en las instancias reglamentarias respectivas.

Al respecto, cabe señalar que acuerdo con lo establecido en el artículo 59° del Reglamento, el procedimiento reglado de PMGD establece instancias para la presentación de observaciones a los estudios técnicos de conexión de PMGD. En este caso particular, al haber realizado el Interesado los estudios de conexión, la empresa distribuidora dispone de la posibilidad de presentar observaciones en una primera instancia a la entrega de los estudios preliminares, en un plazo de un mes desde la presentación de dichos estudios, de acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 59° del Reglamento.

En el presente caso, esta Superintendencia ha constatado que antes de cumplirse el plazo establecido para presentar observaciones a los estudios técnicos, CGE S.A. emitió el ICC del PMGD EA Maitén en la zona adyacente a la conexión del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, **situación que no fue comunicada al Interesado, ni observada por la Empresa Distribuidora en los estudios técnicos del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, aun cuando dicha situación pudiese afectar la revisión del impacto establecido en el artículo 2-25 de la NTCO**, debido a que existiría una mayor potencia de inyección en la evaluación del análisis de flujo de potencia sobre las instalaciones de transmisión zonal.

Por el contrario, la Empresa Distribuidora no reparó en dicha situación, sino que emitió el respectivo ICC del PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW con fecha 28 de abril de 2021, sin presentar observaciones respecto a la eventual congestión del transformador de poder asociado a la instalación de transmisión zonal, pese a la existencia de condiciones que modifican la condición propuesta por el PMGD El Bajo - San Rafael 9 MW, **constatándose que este no revisa el impacto real en el análisis de congestión requerido, respecto de las instalaciones a nivel de transmisión zonal, el cual debe considerar a todos los PMGD conectados y todos los ICC previstos a conectar conforme la exigencia normativa, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 2-25 de la NTCO**. Además, este Servicio ha constatado que la emisión de dicho ICC fue realizada sin la entrega previa de los resultados finales de los estudios de conexión (Formulario N°13), pese a ser esta una exigencia normativa para la Empresa Distribuidora, según lo estipulado en el artículo 59° del D.S. N°88.



Se debe tener presente que el artículo 59° del Reglamento señala: “(...) **En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del cuarto mes de emitida la respuesta de la SCR**, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58° del presente reglamento. Este plazo será de seis meses cuando se trate de los proyectos señalados en el Artículo 60° del presente reglamento.” (Énfasis agregado)

Lo anterior, evidencia un incumplimiento por parte de la Empresa Distribuidora a lo establecido en el artículo 63° y artículo 88° del Reglamento, **en relación a que la evaluación presentada por el PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW no fue observada por la Concesionaria en la instancia reglamentaria respectiva, pese a la existencia de un ICC emitido por la misma Empresa Distribuidora durante la revisión de sus estudios de conexión, y dentro del periodo en el cual la empresa distribuidora podría haber presentado observaciones de estos**, que afectan directamente la evaluación del análisis de congestión, lo cual podría generar una eventual congestión en las instalaciones de transmisión de la zona adyacente.

Asimismo, esta Superintendencia identifica que el incumplimiento descrito anteriormente por parte de CGE S.A., no solo contraviene la exigencia establecida en el artículo 63° del D.S. N°88 de advertir eventuales congestiones a las autoridades respectivas, sino que evidencia un potencial incumplimiento respecto a revisar la posibilidad de limitación de capacidad de inyecciones de dicho PMGD, ante eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión de dicho PMGD, en virtud de lo establecido en el inciso segundo del artículo 88° del Reglamento.

En efecto, dicha inobservancia por parte de la Empresa Distribuidora podría generar que, al no evaluar correctamente la Concesionaria el análisis de congestión requerido no permita advertir preventivamente al Coordinador de la eventual congestión ante la conexión del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW para que este tome medidas al respecto, tal como lo establece el artículo 88° del D.S. N°88. Además, dicha situación potencialmente podría afectar a terceros, ya que el resultado de la evaluación de los flujos de potencia en instalaciones de transmisión zonal afecta directamente a las inyecciones previstas del PMGD PFV Los Patos de 3 MW (conectado), y a los ICC de los PMGD San Rafael II de 2,95 MW, PMGD Las Hortensias 3 MW y PMGD EA Maitén 3 MW, debido a que la regulación vigente establece que, ante la presencia de contingencias, como congestiones, el Coordinador Eléctrico Nacional limite las inyecciones de los PMGD para que puedan evacuar sus inyecciones de energía al sistema eléctrico, a fin de no poner en riesgo la seguridad del servicio.

Por lo anterior, es que la regulación vigente establece medidas preventivas para evitar la congestión, y en el caso de que los estudios adviertan congestión en el sistema de transmisión, **establece la obligación para la empresa distribuidora de advertir dicha situación al Coordinador y a la Superintendencia**, a objeto de que los estudios permitan analizar los efectos de la conexión de los PMGD en el sistema de transmisión zonal y establecer medidas preventivas a fin de evitar congestiones.

Pese a lo anterior, esta Superintendencia ha podido constatar que CGE S.A., aun cuando emitió un ICC en la zona adyacente a la conexión del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, no presentó observaciones a los estudios de conexión en la instancia reglamentaria respectiva, sino que por el contrario, emitió el ICC con fecha 28 de abril de 2021, sin verificar lo establecido en el 2-25 de la NTCO, lo que genera que esta situación pueda afectar la capacidad de inyección de los demás proyectos asociados a la zona adyacente.

Finalmente, esta Superintendencia ha podido constatar que, durante la tramitación de la presente controversia, con fecha 04 de enero de 2023, se produjo el vencimiento del ICC del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, razón por la cual, frente al reclamo realizado por la



empresa Energía Renovable Olmo SpA, no procede realizar la actualización de los estudios técnicos del referido proyecto.

6°. Que, de acuerdo con lo anterior, es posible concluir que CGE S.A. no dio cabal cumplimiento a las exigencias establecidas en los artículos 59° y 88° del D.S. N°88, considerando que esta no comunicó la existencia de un ICC precedente que podía alterar la evaluación establecida en el ICC del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, pese a que la reglamentación vigente establece en su artículo 59° la posibilidad de que la Distribuidora presente observaciones a los estudios técnicos de conexión. Por el contrario, emitió el ICC de dicho proyecto sin presentar observaciones pese a la existencia de un ICC que afecta directamente el análisis de flujo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO, conforme lo indicado por esta Superintendencia en el Considerando 5° anterior de la presente controversia.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Superintendencia ha constatado el vencimiento del ICC del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, situación que subsana el hecho controvertido en la presente controversia.

Por otra parte, esta Superintendencia considera necesario aclarar que, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88, hasta antes de la interpretación efectuada por esta Superintendencia en la presente resolución, no existía responsabilidad para la Empresa Distribuidora en orden a limitar las inyecciones de capacidad de un PMGD por efectos de congestiones a nivel del transformador primario de distribución, debido a que dicha exigencia no está explícita en dicho articulado.

Finalmente, de acuerdo con la interpretación presentada por esta Superintendencia respecto del inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88 -en virtud de la facultad establecida en el artículo 3°, numerales N°34 y N°36 de la Ley 18.410, que facultan a esta Superintendencia para aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias, y adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare-, en los casos que existan eventuales congestiones en instalaciones de transmisión zonal, ya sea para el nivel 1 o nivel 2, **la Empresa Distribuidora deberá limitar la capacidad de inyección del PMGD en estudio en el ICC**, a fin de no provocar congestiones, para así permitir la conexión y operación en la red de distribución. Lo anterior, de acuerdo con el espíritu de la normativa, la cual fue debidamente fundamentada por esta Superintendencia en el Considerando 5° de la presente resolución.

RESUELVO:

1°. Que, **ha lugar** a la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, propietaria del PMGD EA Maitén, representada por el Sr. Pablo Maestri Muñoz, ambos para estos efectos con domicilio en Avenida Alonso Monroy N°2677, Oficina 302b, Vitacura, Santiago, en contra de Compañía General de Electricidad S.A., **sólo en cuanto se ha constatado que la Empresa Distribuidora no ha revisado correctamente el análisis de congestión de transmisión zonal de acuerdo a la metodología establecida en el artículo 2-25 de la NTCO, respecto del impacto del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW**, debido a que esta no presentó observaciones a los estudios técnicos de dicho proyecto, en las instancias reglamentarias respectivas, pese a la incorporación de un nuevo ICC en la zona adyacente que modifica las condiciones establecidas en el análisis de congestión zonal, por lo que dicha situación debió ser advertida por la Concesionaria en la revisión los estudios técnicos, y comunicada a los Interesados en la instancia respectiva.

Asimismo, dicha situación no permitió a la Empresa Distribuidora evaluar correctamente la condición establecida en el inciso segundo del artículo 88° del Reglamento, respecto a limitar en la instancia reglamentaria respectiva la capacidad de inyecciones, en caso de que los estudios adviertan una posible congestión



en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW. Lo anterior, es debidamente fundamentado por esta Superintendencia en los Considerandos 5° y 6° de la presente Resolución.

Cabe señalar que las irregularidades detectadas por esta Superintendencia por parte de CGE S.A., serán especialmente ponderadas por esta Superintendencia para, en caso de ser procedente, iniciar un procedimiento administrativo para perseguir las eventuales responsabilidades que correspondan.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Superintendencia ha constatado el vencimiento del ICC del PMGD El Bajo – San Rafael 9 MW, situación que subsana el hecho controvertido en la presente controversia.

2º. Que, de acuerdo con lo establecido en el Oficio Ordinario Electrónico N°156076, de fecha 13 de enero de 2023, esta Superintendencia denegó la solicitud de las medidas provisionales solicitadas por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, respecto a no autorizar la Declaración en Construcción de nuevos proyectos PMGD que se conecten a los alimentadores asociados a la S/E San Rafael, debido a que la Declaración en Construcción es un procedimiento llevado por la Comisión Nacional de Energía, por lo que la solicitud se encuentra fuera de los alcances establecidos en la Ley.

3º. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18 A y 19 de la Ley N°18.410, esta resolución podrá ser impugnada interponiendo dentro de cinco días hábiles un recurso de reposición ante esta Superintendencia y/o de reclamación, dentro de diez días hábiles ante la Corte de Apelaciones que corresponda. La interposición del recurso de reposición se deberá realizar en las oficinas de la Superintendencia o a través de Oficina de Partes Virtual. La presentación del recurso suspenderá el plazo de 10 días para reclamar de ilegalidad ante los tribunales de justicia. Será responsabilidad del afectado acreditar ante esta Superintendencia el hecho de haberse interpuesto la reclamación judicial referida, acompañando copia del escrito en que conste el timbre o cargo estampado por la Corte de Apelaciones ante la cual se dedujo el recurso.

En el caso de presentar un recurso de reposición ante esta Superintendencia, favor remitir copia en dicho acto, a la casilla uerc@sec.cl en el mismo plazo señalado, indicando como referencia el número de Caso Times 1778852.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.

MARTA CABEZA VARGAS
Superintendente de Electricidad y Combustibles

Distribución:

- Representante legal de la empresa Energía Renovable Olmo SpA.
- Representante legal de la empresa Compañía General de Electricidad S.A.
- Representante legal de la empresa Fotovoltaica San Rafael SpA.
- Comisión Nacional de Energía.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Transparencia Activa.
- UERN.
- DIE.
- DJ.
- Oficina de Partes.



Caso:1778852 Acción:3295161 Documento:3509019
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM