

**RESUELVE CONTROVERSIA PRESENTADA
POR LA EMPRESA CVE PROYECTO QUINCE
SPA EN CONTRA DE LA EMPRESA COMPAÑÍA
GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EN
RELACIÓN CON EL PMGD ORQUÍDEA SOLAR
II.**

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°42, de 2024, 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 8, de 2019, y 36, de 2024, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón, y.

CONSIDERANDO:

1°. Que, mediante las cartas ingresadas a esta Superintendencia con N°265.039 y N°265.040, de fecha 06 de abril de 2024, la empresa CVE Proyecto Quince SpA, en adelante **"Propietario"** o **"Interesado"**, presentó un reclamo en contra de Compañía General de Electricidad S.A., en adelante **"CGE"** o **"Distribuidora"**, en relación con el proceso de conexión del PMGD Orquídea Solar II (Proceso de Conexión N°8.902). 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:

*"(...) Mediante la presente, encontrándome dentro del plazo establecido por el artículo 122 del Decreto Supremo N°88 de 2019 del Ministerio de Energía, "Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala" ("DS 88"), y en mi calidad de apoderado habilitado para actuar en representación de la sociedad **CVE Proyecto Quince SpA** (la **"Reclamante"**), según se acredita mediante personería que se acompaña a esta presentación, vengo en interponer, de acuerdo al artículo 121 del DS 88, una controversia en contra de la Compañía General de Electricidad S.A. (la **"Empresa Distribuidora"** o **"CGE"**), generada con ocasión de la aplicación errónea de limitaciones a la capacidad de inyección de un pequeño medio de generación distribuida (**"PMGD"**) propuestas en el informe de CGE que analiza la carga de la S/E Ovalle y que identifica posibles congestiones (el **"Informe de Congestión"**). La controversia es generada con ocasión de la aplicación errónea por parte de CGE del DS 88, específicamente en lo relativo a la emisión de los estudios de conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida (**"PMGD"**) que inyectan su energía en la Subestación Ovalle (**"S/E"**), sin que se apliquen ni consignen restricciones ni limitaciones de inyección en los respectivos Informes de Criterios de Conexión (**"ICC"**). Esto, a pesar de constatarse condiciones de congestión –tanto a nivel del alimentador como aguas arriba de la subestación primaria –.*

La falta antes indicada afecta directamente la capacidad de inyección de PMGDs que obtuvieron su ICC con anterioridad, los que han sido instruidos a reducir sus inyecciones a prorrata de su potencia instalada de inyección, situación que el DS 88 busca -precisamente- prevenir. Por tanto, el objeto de la presente controversia es lograr la corrección de los hechos que se describirán más adelante, declarando los incumplimientos de CGE que se verifican en los apartados siguientes y, además, que se ordene e instruya a la Empresa



Distribuidora y a las instituciones aludidas en la presente controversia a realizar las acciones que la ley y los reglamentos vigentes mandatan.

I. Antecedentes.

A. Proceso de conexión PMGFD Orquídeas Solar II

1. Orquídea Solar II (el "Proyecto") es una central solar fotovoltaica de 3 MW que inició su proceso de conexión ante CGE mediante el Formulario N°1 con fecha 20 de agosto del 2018, y cuya Solicitud de Conexión a la Red ("SCR"), para solicitar la conexión e inyección del proyecto en el punto de conexión placa poste N°785628 ubicado en el alimentador Delta en 23 [kV] asociado a la S/E Ovalle, se presentó con fecha 26 de octubre de 2018.
2. Mediante el ingreso del Formulario 6A, de fecha 23 de junio de 2020, el titular del Proyecto hizo entrega a CGE de los estudios técnicos, lo que derivó en que, con fecha 19 de noviembre de 2020, CGE emitiera el Informe de Criterios de Conexión ("ICC") del Proyecto por una potencia activa a inyectar de 6MW, el cual fue aceptado por el titular del proyecto mediante Formulario N°8 de fecha de 1 de diciembre de 2020.
3. Con fecha 27 de septiembre de 2023, se ingresó el Formulario N°21 que constató la puesta en servicio del Proyecto. En dicho formulario, y como una observación al mismo, se limitó por parte de la Empresa Distribuidora la capacidad de inyección del Proyecto de 3 [MW] a 2,15 [MW], según consta en las observaciones de este.
4. Con fecha 27 de septiembre de 2023, se ingresó el Formulario N°21 que constató la puesta en servicio del Proyecto. En dicho formulario, y como una observación al mismo, se limitó por parte de la Empresa Distribuidora la capacidad de inyección del Proyecto de 3 [MW] a 2,15 [MW], según consta en las observaciones de este.
5. Se deja expresa constancia que el ICC del Proyecto fue emitido bajo la vigencia del Decreto Supremo N°244 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos" ("DS 244"). Esto significa que al ICC y al Proyecto les son aplicables las normas establecidas en el DS 244.
6. Lo anterior, por disposición del artículo 5° transitorio del DS 88, que dispone que los proyectos PMGD cuyas ICC se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia - esto es el 20 de noviembre de 2020- les serán aplicables las normas en él establecidas, con la excepción del Título II, Capítulo 2, Párrafo 4°, específicamente los artículos 64 y 67 inclusive, referidos a la vigencia del ICC. En consideración a que el ICC del PMGD fue otorgado el 19 de noviembre de 2020, es posible concluir que se rige conforme a las disposiciones del DS 244.

B. Congestión y Reducción de Potencia de los PMGDs Asociados a la Subestación Ovalle.

7. La S/E Ovalle – de propiedad de CGE –, se encuentra ubicada en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo y actualmente posee dos transformadores AT/MT nivel de tensión 66/23kV, cuya capacidad es de 30 MVA cada uno. Dicha 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 de abajo muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Ovalle y la línea de transmisión adyacente que la conecta¹.

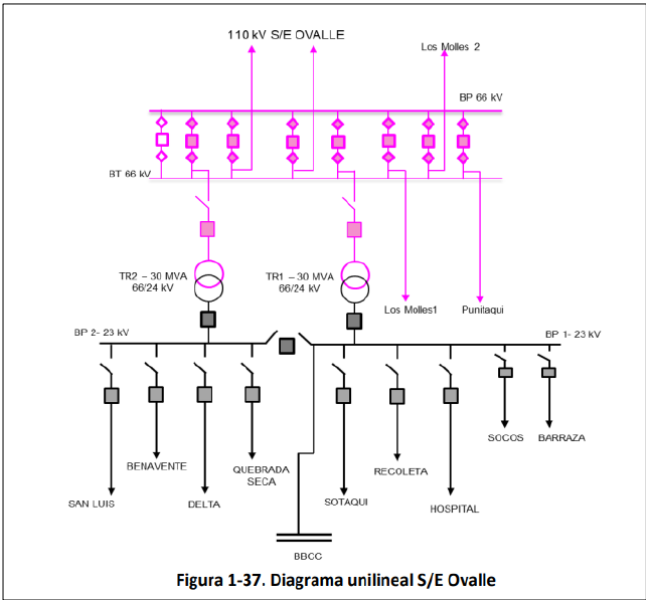


Figura 1-37. Diagrama unilineal S/E Ovalle

8. El 12 de julio de 2023, CGE envió una carta al Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”) de referencia “Informa posible congestión en S/E Punitaqui y S/E Ovalle- y solicita su pronunciamiento”, en la que propuso actualizar el prorrateo de los PMGD que se conectan a la SE Ovalle por causa de congestión. Como sustento para su solicitud, la carta hace referencia al informe “EIS-004-2023 SE Ovalle Limitación PMGD RevC.pdf” o “Informe de Análisis de Carga de la S/E Ovalle – Revisión C” elaborado en junio de 2023 por la consultora BluePower.
9. Posteriormente, con fecha 8 de septiembre de 2023, el CEN remitió a las empresas distribuidoras la carta DE 04175-23 a fin de obtener la información y comentarios de parte de dichas empresas necesarios para la elaboración del “Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”, correspondientes al mes de noviembre de 2023 (en adelante referido como el “Informe de Congestionamientos”). Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO de PMGD.
10. En el Informe de Congestionamientos emitido por el CEN, se muestran las subestaciones informadas por las empresas distribuidoras como respuesta a la referida carta DE 04175-23, entre las cuales se encuentra la S/E Ovalle. A continuación, una tabla que incluye los proyectos PMGD conectados y con ICC vigente (informado por las empresas) así como los proyectos PMGD con declaración en construcción con fecha a octubre de 2023²:

Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal [1]	PMGD en Operación [MW] [2]	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MW] [3]	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	MW Limitados [4]	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MW] (1)-[(2)+(3)]+(4)
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 2	30.0	18.0	3	6.0	2	0.0	6.0
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 1	30.0	65.4	13	0.0	0	4.2	-31.2

¹ Figura 1-37. Diagrama unilineal S/E Ovalle del “Anexo Informe Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD” emitido por el CEN en noviembre de 2023.

² Tabla 2-1: Instalaciones a verificar congestión por inyección de PMGD del “Informe Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD” emitido por el CEN en noviembre de 2023, pg. 16.



Puede observarse en la tabla que la capacidad nominal de la S/E Ovalle es de 30 MVA por cada transformador. Así la potencia del transformador 1, ya es superada con los PMGDs en operación que en conjunto alcanzan a 65,4MW, resultando en una congestión de dicho transformador³.

• Reducción de potencia de los PMGD asociados a la S/E Ovalle.

11. El “Informe de Análisis de Carga de la S/E Ovalle” de la consultora Blue Power, identificó posibles congestiones tanto en los transformadores como en los alimentadores de la S/E Ovalle, proponiendo una reducción de la potencia de inyección de los escenarios de invierno, primavera, verano y otoño para todos los PMGDs conectados o próximos a conectar (ICC aprobada y declaración en construcción), a prorrata de la potencia declarada de cada proyecto⁴. Esto, a nuestro parecer, olvidando la aplicación del artículo 88 del DS 88.

9.1.3. REDUCCIÓN CONSIDERANDO LA CONEXIÓN DE SOLO EL PMGD ORQUÍDEA SOLAR 2 A TRANSFORMADOR T2

En esta condición se incorpora el PMGD Orquídea Solar 2 al transformador T2.

• Condición de invierno:

Transformador T2	Potencias Nominales PMGD [MW]								
	PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2
	3	2,75	9	6	3	9	9	0	3

Potencia a Reducir en cada PMGD [MW]									Potencia total a reducir [MW]
PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2	
0,7387	0,6771	2,2160	1,4773	0,7387	2,2160	2,2160	0,0000	0,7387	11,0182

• Condición de primavera:

Transformador T2	Potencias Nominales PMGD [MW]								
	PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2
	3	2,75	9	6	3	9	9	0	3

Potencia a Reducir en cada PMGD [MW]									Potencia total a reducir [MW]
PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2	
0,6845	0,6274	2,0534	1,3689	0,6845	2,0534	2,0534	0,0000	0,6845	10,2099

• Condición de verano:

Transformador T2	Potencias Nominales PMGD [MW]								
	PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2
	3	2,75	9	6	3	9	9	0	3

Potencia a Reducir en cada PMGD [MW]									Potencia total a reducir [MW]
PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2	
0,7266	0,6661	2,1799	1,4533	0,7266	2,1799	2,1799	0,0000	0,7266	10,8391

³ Hacemos presente que el Informe de Congestión del CEN presenta errores en cuanto no se identifican todos los proyectos PMGD que inyectan su energía en el Transformador 2 de la S/E Ovalle, lo que se aprecia en el informe encargado por CGE a la empresa BluePower denominado “Análisis de Carga de S/E Ovalle” de junio de 2023 (página 7).

⁴ Página 57 y siguientes del Informe de Análisis de Carga de la S/E Ovalle.



• Condición de otoño:

Potencias Nominales PMGD [MW]									
Transformador T2	PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2
	3	2,75	9	6	3	9	9	0	3

Potencia a Reducir en cada PMGD [MW]									Potencia total a reducir [MW]
PMGD Amparo del Sol	PMGD Impulso Solar Las Lloysas	PMGD Cesius	PMGD Alturas de Ovalle	PMGD Talhuen	PMGD Aegiceras	PMGD Ovalle Norte	PMGD Ramirez	PMGD Orquídea Solar 2	
0,8139	0,7460	2,4416	1,6277	0,8139	2,4416	2,4416	0,0000	0,8139	12,1400

12. La propuesta de Blue Power, hecha propia por CGE, implica limitar todos los proyectos asociados a la S/E Ovalle, sin hacer distinción entre la fecha de obtención de su ICC o si estos fueron otorgados bajo el DS 244 o el DS 88.
13. Por aplicación del artículo 88 del DS 88, la capacidad de inyección del PMGD debe ser limitada cuando se adviertan posibles congestiones en los estudios de conexión, a fin de no provocar dicha congestión. No obstante, dicha norma no aplica a los PMGDs cuyos ICCs fueron otorgados bajo la vigencia del DS 244, es decir, antes de la entrada en vigencia del DS 88, los que únicamente pueden ser restringidos en sus inyecciones “ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”, conforme lo dispone el artículo 102 del mismo cuerpo legal.
14. Así, corresponde limitar previamente la potencia de inyección de los PMGDs regidos por el DS 88, consignando dicha limitación en sus ICC, antes de restringir la potencia de inyección de los PMGD regidos por el DS 244, la que procederá únicamente en contingencias específicas que afecten por igual a los PMGDs conectados⁵ a prorrata de su potencia de inyección, lo que incluye las limitaciones consignadas en sus ICC.
15. Se debe hacer presente que CVE Energía Renovable Chile SpA - sociedad relacionada que opera el Proyecto- hizo sus observaciones a la “propuesta de CGE” mediante carta de fecha 17 de noviembre de 2023, haciendo presente que no correspondía limitar la potencia de inyección de los proyectos cuya ICC haya sido obtenida bajo el DS 244. Dicha carta no obtuvo respuesta y hasta la fecha no se nos ha informado formalmente si la “propuesta” quedó a firme o sigue en proceso de revisión.
16. En la propuesta de restricciones de inyecciones de CGE el Proyecto Orquídea Solar II debe concurrir a reducir su potencia de inyección a prorrata con otros proyectos, que por aplicación del art. 88 del DS 88 debieron consignar limitaciones de inyección en sus ICC.
17. En particular, nos referimos al PMGD Ramirez del Verano que a la fecha de entrada en vigencia del DS 88 no había obtenido su ICC, según se aprecia en la base de datos de acceso público publicada por CGE el mes de enero de 2021, que identifica los proyectos que a diciembre del año anterior habían obtenido su ICC (se destacan en amarillo los proyectos sin ICC para facilitar su identificación). En consecuencia, el PMGD Ramirez del Verano necesariamente tuvo que haber obtenido su ICC con posterioridad a la entrada en vigencia del DS 88 (20 de noviembre de 2020), debiendo ser objeto de limitaciones de inyección en caso de detectarse congestiones a nivel de alimentador o subestación primaria (inclusive), no obstante, la propuesta de CGE lo hace concurrir a prorrata con los demás PMGDs.

⁵ Reiteramos que el criterio anterior ha sido reconocido de forma explícita por la SEC, en el entendido que las empresas distribuidoras no pueden limitar a los proyectos que obtuvieron su ICC bajo la vigencia del DS 244. Esto confirma la condición de preferencia de los PMGDs cuyos ICC fueron emitidos bajo el DS 244.



N_PROCESO	NOMBRE	PROPIETARIO	POTENCIA_MW	ESTADO_PMG	ALIMENTADOR	SUBESTACION	POSTE
121	Las Mollacas	Renovalia Chile Seis SpA	3	Conectado	Hospital	Ovalle	706052
123	Parque fotovoltaico Lagunilla	Grenergy Renewable Pacific	3	Conectado	Recoleta	Ovalle	503723
144	La Chapeana	Renovalia Chile SIETE SPA	3	Conectado	SOTAQUI	Ovalle	410237
376	Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	Grenergy Renewable Pacific	6	Conectado	Delta	Ovalle	785810
596	Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol (exSiberiaDos	PV Power Chile Spa	3	Conectado	Quebrada Seca	Ovalle	705577
1432	Impulso Solar Las Lloysas	IMPULSO SOLAR LAS LLOYSSAS SPA	2,75	Conectado	Quebrada Seca	Ovalle	650144
1980	Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	Rigel SpA	3	Conectado	Delta	Ovalle	502989
2067	La Chimba Bis	Renovalia Chile Uno Spa	3	Conectado	Hospital	Ovalle	502755
2366	Campo Lindo Bis	Campo Lindo SpA	2,78	ICC	Socos	Ovalle	898353
2641	Aegiceras	Sunhunter Spa	9	ICC	Delta	Ovalle	785396
2714	Santa Lucia 2	SANTA LUCIA SOLAR SPA	9	En Estudio	Hospital	Ovalle	841728
2742	Anisillo	Pastran SpA	9	ICC	Hospital	Ovalle	841720
2743	Green	Anakena Spa	9	ICC	Sotaqui	Ovalle	365188
2762	Recoleta 2	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR 3 S.A.	9	ICC	Recoleta	Ovalle	856743
3008	Parque FV Los Nogales	Celtic Solar Group SpA	9	ICC	Socos	Ovalle	587053
3642	Central Rio Hurtado Bajo	Pesquera Pejerrey Limitada	9	En Estudio	Recoleta	Ovalle	414605
4066	Samo Bajo Bis	Renovalia Chile Cinco S.A.	2,78	En Estudio	SOTAQUI	Ovalle	557752
4237	Parque Ovalle Norte	PARQUE SOLAR OVALLE NORTE SPA	9	Conectado	San Luis	Ovalle	617053
5116	Cesius	Granate Spa	9	ICC	Quebrada Seca	Ovalle	502450
5193	Valle del Encanto	RENOVALIA CHILE DIEZ SPA	2,78	En Estudio	Socos	Ovalle	411165
8736	Ramirez del Verano Solar	Verano Capital Holding SpA	9	En Estudio	Quebrada Seca	Ovalle	412911
8902	Oirquidea Solar II	CVE Energía Renewable Chile SpA	6	ICC	Delta	Ovalle	785628
14988	Tuqui P1	Luis Vicente Villalon Sepúlveda	9	En Estudio	Delta	Ovalle	785628

II. Marco Normativo.

(a) General

18. En virtud de lo dispuesto en el artículo 2 de la Ley N°18.410, Orgánica de la SEC, corresponde a la SEC fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas del ámbito de su competencia, para verificar que la calidad de los servicios que se prestan a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y que las antes citadas operaciones, y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas. En este sentido, corresponde a la SEC entre otras cosas, interpretar y aplicar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización (art. 3° N°34 y N°36).
19. Por su parte, el artículo 149, inciso sexto, de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone lo siguiente: “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 generación⁶ 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 vigentes (...)”⁷.

(b) Proceso de Conexión

- Congestionas a Nivel de Transmisión Zonal.

20. Según el proceso de conexión establecido en el DS 88, las empresas distribuidoras deben permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando estos se conecten mediante líneas propias o de terceros. Para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes se deberán ejecutar los estudios necesarios

⁶ Los medios de generación a los que hace referencia la citada disposición corresponden a los PMGD.

⁷ Al respecto, la SEC ha resuelto que “la conexión de un PMGD es un procedimiento reglado y consagrado en el DS 88. Dicho procedimiento fija derechos y obligaciones tanto para la empresa distribuidora como para el PMGD” (RE10652, del 01/02/2022, Considerando 4°). Asimismo, ha indicado “El procedimiento de conexión de un PMGD se encuentra establecido conforme a un procedimiento reglado, consagrado actualmente en el D.S. N°88, y al momento de la emisión del ICC del PMGD en cuestión en el D.S. N°244, de 2005. 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 en que deben desarrollarse, como es el caso del plazo de vigencia del ICC.” (RE11050, del 01/03/2022, Considerando 5°)



que permitan realizar una conexión segura de los PMGD a las instalaciones de las empresas distribuidoras.

21. De lo anterior se desprende que una de las obligaciones de CGE en virtud del DS 88 es realizar los estudios que sean necesarios para asegurar una conexión segura a sus instalaciones por parte de nuevos proyectos de generación. Dichos estudios deben ser llevados a cabo de manera diligente y de conformidad a la NTCO de PMGD por parte de las empresas distribuidoras para determinar la existencia o no de posibles congestiones en las instalaciones de transmisión.
22. Así, con el fin de evitar sobrecargar la red y el sistema de transmisión, el artículo 88 del DS 88 dispuso que en caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada por parte de las empresas distribuidoras para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. En otras palabras, en caso de que la Empresa Distribuidora prevea una posible congestión en el sistema de transmisión, tiene la obligación de limitar el ICC del proyecto o, solicitar a la generadora que realice las obras adicionales que fueren necesarias para evitar la congestión del sistema.
23. Dicha disposición, en la práctica impone un orden de precedencia entre los PMGD en materia de conexión, por cuanto la infraestructura de distribución y transmisión tienen una capacidad máxima que se va copando en la medida que se conectan nuevos proyectos, siendo los últimos los que tienen que sufrir las restricciones de inyección para no afectar al sistema y a los proyectos conectados con antelación.
24. Adicionalmente, la normativa establece que dicha restricción debe quedar consignada en el ICC como condición para la conexión del PMGD a la red de distribución. Dicha medida cumple un rol de publicidad, esencial para que el PMGD interesado pueda hacer una estimación de los flujos de venta de energía al momento de hacer la evaluación financiera de un proyecto. La falta de la medida afecta potenciales financistas y/o adquirentes de un PMGD no limitados, que, al no advertir la existencia de dicha limitación, proyectan los ingresos por venta de energía sobre una estimación errada de inyección. Igualmente sirve como disuasivo a los desarrolladores de PMGDs que advierten que por causa de congestión se van a ver limitados en sus inyecciones, desistiendo de sus proyectos por carecer de factibilidad comercial. En este sentido, la aplicación correcta de la regulación favorece el crecimiento armónico de la oferta PMGD, previniendo la congestión de las redes de distribución y el sistema eléctrico nacional.
25. La presente regulación vino a solucionar el problema que existía bajo el DS 244, en donde no existía un orden de prelación para efectos de las restricciones y los PMGDs que tenían igual mérito de despacho debían ser restringidos a prorrata de su capacidad instalada de inyección⁸. Sin embargo, dicha regulación, por disposición del artículo 5 transitorio del DS 88, sigue vigente para PMGDs cuyos ICC fueron dictados bajo la

⁸ El DS 244, a diferencia del DS 88, no contempla una norma expresa que permita a las Empresas Distribuidoras mitigar las congestiones a nivel de transmisión zonal, siendo abordado el tema en el artículo 2-14 de la NTCO de PMGD, que dispone lo siguiente:

"El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones. Para estos efectos, el Coordinador deberá monitorear las transferencias por el sistema de transmisión zonal afectado solicitando a los Centros de Control responsables de la operación de la subestación primaria de distribución o bien a los propietarios de los PMGD, por intermedio de las Empresas Distribuidoras, la limitación de los excedentes de energía y potencia provenientes del SD. Dicha instrucción considerará la **aplicación del orden de mérito de los PMGD involucrados y, en caso de igualdad en el orden de mérito, se aplicará una prorrata en base a su capacidad instalada**. En caso que la instalación congestionada tenga impedimentos de ser monitoreada por el Coordinador, la empresa propietaria de la instalación respectiva deberá proporcionar la información del estado operativo de la misma cada vez que el Coordinador lo requiera".



regulación antigua y que debe aplicarse con criterio de excepción solo para tales casos⁹. Lo señalado ha sido refrendado por la SEC al señalar que “el ICC de un proyecto emitido con anterioridad a la entrada en vigencia del DS 88 no puede ser modificado por la empresa distribuidora bajo el supuesto establecido en el artículo 88 (del DS88)”¹⁰. Esto significa que las disposiciones del artículo 88 del DS 88 no le son aplicables al ICC del Proyecto, ya que este fue otorgado bajo el DS 244.

III. Incumplimientos Normativos y Reglamentarios en los que ha incurrido CGE.

26. En primer lugar, CGE incumple su obligación de llevar a cabo los estudios de conexión de conformidad a la normativa aplicable, en especial, el procedimiento reglado de conexión de un PMGD establecido en el DS 88, respecto de aquellos proyectos que se rigen bajo dicho decreto. Asimismo, se vulnera el artículo 2-25 de la NTCO que establece la metodología previa de análisis de congestión en análisis de transmisión zonal que deben considerar los estudios de flujo de potencia.
27. En segundo lugar, CGE no ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 88 del DS 88 en cuanto a limitar las inyecciones de diversos PMGDs que se rigen por el DS 88 y cuyos estudios de conexión advirtieron posibles congestiones en las instalaciones de transmisión, ni tampoco ha consignado dichas restricciones en sus ICCs. Dicha omisión afecta, tanto a los PMGDs precedentes que han visto reducida su capacidad de inyección, como a los nuevos PMGDs que entraron a inyectar una potencia menor a la considerada en su solicitud de conexión e ICC.
28. Con fecha 9 de abril de 2021, CGE emitió el ICC del proyecto Ramírez del Verano Solar de propiedad de Poike del Verano SpA (“PMGD Ramírez”) por una potencia activa a inyectar de 3,0 [MW].
29. El ICC del PMGD Ramírez no contempla limitaciones a la inyección de energía y potencia de dicho proyecto a la S/E Ovalle. Lo anterior, aun cuando según los Análisis de Impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, según el artículo 2-25 de la NTCO llevados a cabo por CGE concluyeran que se supera la capacidad de transferencia en el Nivel 1 correspondiente al Transformador 2 de la S/E Ovalle.
30. Además, con fecha 28 de mayo de 2021, CGE emitió el ICC del proyecto Santa Lucía 2 de propiedad de Santa Lucía Solar SpA (“PMGD Santa Lucía”) por una potencia activa a inyectar de 7,2 [MW].
31. El ICC de PMGD Santa Lucía no contempla limitaciones a la inyección de energía y potencia de dicho proyecto a la S/E Ovalle. Lo anterior, aun cuando según los Análisis de Impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, según el Art. 2-25 de la NTCO llevados a cabo por CGE concluyeran que se supera la capacidad de transferencia en el Nivel 1 y Nivel 2 de la S/E Ovalle.
32. En consideración a que tanto los ICC del PMGD Ramírez y del PMGD Santa Lucía fueron emitidos el año 2021, ambos PMGDs se rigen en su totalidad por el DS 88. Así, la evaluación técnica de conexión del PMGD debe ser acorde a los criterios señalados en el artículo 85 del DS 88, el que a su vez dispone que será la NTCO la encargada de disponer los criterios técnicos, metodologías de cálculo y estudios de conexión de los PMGDs. A su vez, 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

⁹ Por disposición del artículo 5° transitorio del DS 88, las disposiciones contenidas en el Título II, Capítulo 2, Párrafo 4°, específicamente los artículos 64 al 67 inclusive, no les son aplicables a los PMGD con ICC vigentes a la fecha de entrada en vigencia del referido cuerpo legal. En otras palabras, las disposiciones del DS 88 no modifican lo dispuesto en el DS 244 en materia de validez y vigencia de los ICC otorgados bajo dicha regulación.

¹⁰ p.8 del Oficio Ordinario Electrónico de la SEC N° 165911.



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 que deben analizarse para revisar las congestiones. El referido artículo 2-25 establece:

“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.”

33. *Por otro lado, de acuerdo con los antecedentes que constan en los ICCs de los PMGDs Ramirez del Verano y Santa Lucía 2, como en la controversia asociada al PMGD Samo Bajo Bis, CGE incumplió el artículo 88 del DS 88, toda vez que aun cuando tenía los antecedentes de sobrecargas que provocaría el en los transformadores asociados a la S/E Ovalle, ésta procedió a otorgar los ICC sin establecer restricción alguna a las inyecciones de los mencionados proyectos.*
34. *Consecuencialmente, al no limitar la capacidad de las inyecciones de dichos proyectos, CGE incumple la aplicación de lo establecido en el inciso tercero del artículo 88 del DS88, generando riesgos a la continuidad y calidad del suministro eléctrico, además de ocasionar la limitación de los demás proyectos en operación, por instrucción del CEN que ordena limitar las inyecciones a prorrata de su potencia instalada, conforme a lo dispuesto en el artículo 102 del DS 88. Aquí, por medio de la presente controversia no se cuestiona lo resuelto por el CEN, si no que relevar que producto de los incumplimientos de CGE se llegó a dicha situación. Si CGE hubiese actuado conforme a lo dispuesto en la normativa ya expuesta, habría indicado en los ICCs las limitaciones respectivas. Esto a su vez lograría un doble objetivo. Primero, se daría señales a los desarrolladores de los PMGDs que obtienen los respectivos ICCs, en cuanto a la conveniencia de continuar con el desarrollo y construcción del respectivo proyecto, con lo que eventualmente algunos de éstos se podrían haber desistido. En segundo lugar, si aún dichos desarrolladores de dichos PMGDs sujetos a limitaciones deciden avanzar, estos lo hacen a sabiendas, con la consecuencia de que los proyectos anteriores no sufriesen limitaciones. Esto habría evitado la actuación del CEN, ya que las inyecciones de PMGDs habría sido limitada anteriormente por CGE, sin requerir la intervención del organismo coordinador. En dicho sentido, la actuación del CEN, bajo el artículo 102º del DS 88, debe entenderse como una medida de última ratio, ante una distribuidora negligente.*
35. *Asimismo, al no limitar la capacidad de inyección por congestión en el nivel 1 respecto al PMGD Ramírez del Verano, CGE incumple lo dispuesto en el artículo 2-25 de la NTCO de PMGD, toda vez que el análisis de congestión debe incluir en su evaluación al transformador de la subestación primaria de distribución y sus demás elementos en serie –y no solo extenderlo a las instalaciones aguas arriba del transformador de poder–. Esto, ya que la SEC ha señalado que “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, conforme a una interpretación armónica de la reglamentación vigente y acorde con el objetivo de resguardar la seguridad de la red y la certeza de conexión de los proyectos existentes en las zonas adyacentes”.*



36. Lo recién expuesto pone de manifiesto que CGE incumplió lo establecido en el artículo 88 del DS 88, en al menos tres ocasiones, al no limitar los ICCs de los proyectos referidos previo a su entrada en operación al sistema de distribución. Esto permitió que se supere la capacidad del transformador 1 de la S/E Ovalle, produciendo una congestión en ella, la cual ha provocado perjuicios al Proyecto. Es más, la SEC ha expresado 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 en la zona adyacente, 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, según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 88 del Reglamento y el artículo 2-25 de la NTCO”.
37. Finalmente, cabe mencionar que la relación entre CGE y la Reclamante se encuentra regulada en virtud de un contrato de conexión en el que se han establecido las obligaciones recíprocas entre las partes. Dicho contrato fue firmado en el contexto de un sector regulado, en específico, por el DS 244, el que no establece la facultad de la empresa distribuidora a imponer limitaciones de potencia de inyección a los ICC otorgados, como sí lo hace el DS 88 que rige en la actualidad.
38. En este sentido, la Reclamante suscribió dicho contrato de conexión en el entendido que el Proyecto inyectaría el total de su capacidad, por cuanto a la fecha ya se encontraba vigente el DS 88 y, por tanto, los nuevos PMGDs debían venir limitados en sus inyecciones. De este modo, modificar dicha condición contraviene directamente lo dispuesto por el artículo 38 del DS 88, en donde se establece que “[l]as Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente”. Por lo demás, esta condición ha sido considerada tanto al momento de hacer la inversión del Proyecto como al momento comprometer el financiamiento de las obras de adicionales que buscan reforzar la red de distribución para efecto de evacuar la energía generada. Así, no tiene sentido dimensionar un parque solar para inyectar 3MW y financiar las obras adicionales que le permitirán inyectar esa energía, si posteriormente la potencia del parque se va a ver reducida en un nivel tal, que las obras de refuerzo solicitadas por la empresa distribuidora no son necesarias.

IV. Perjuicios causados por los incumplimientos de CGE.

39. En virtud de las sucesivas conexiones de proyectos PMGDs regulados bajo el DS 88 a la S/E Ovalle, posteriores a la conexión y entrada en operación del Proyecto, y sin que mediara limitación alguna por parte de CGE en sus respectivos ICC, la S/E Ovalle se encuentra congestionada. Ante dicha situación, el CEN debió intervenir y aplicar el artículo 102 del DS 88, quedando limitada la capacidad de inyección del PMGD a 2,15MW. Sin embargo, dicha situación podría haber sido evitada si CGE hubiese actuado y ejecutado sus obligaciones conforme a dicho cuerpo legal.
40. Tal como dijimos, el PMGD fue limitado a 2,15 MW, lo que significa un 28,3% menos de capacidad de inyección, trayendo como consecuencia directa perjuicios económicos para el titular de proyecto, que a la fecha -desde su puesta en servicio- ascienden a USD 25.868,30. Esto tiene directa relación con la conexión de proyectos PMGDs regulados bajo el DS 88 a la S/E Ovalle, que debiendo haber estado limitados en sus ICCs para efectos de decisiones de inversión, y sin que mediara limitación alguna por parte de CGE en sus respectivos ICC, han influido significativa para la congestión que afecta a la S/E Ovalle y por rebote, al PMGD Orquídea Solar II. Lo señalado derivado de la falta de diligencia o falta de cumplimiento del proceso reglado de conexión de parte



de CGE, que no ha limitado las inyecciones de los PMGD que obtuvieron su ICC bajo el DS 88, situación podría ser evitada si CGE actúa y ejecuta sus obligaciones conforme a dicho cuerpo legal.

41. La situación descrita solo empeorará con la próxima conexión de proyectos que se encuentran en desarrollo, en construcción o que recientemente han entrado en operación, y que han obtenido ICCs sin limitaciones a su operación. Este es el caso del proyecto Ramírez del Verano Solar de propiedad de Poike del Verano SpA (ya declarado en construcción por la CNE) y del proyecto Santa Lucía 2 de propiedad de Santa Lucía Solar SpA (que ya inició puesta en servicio, según lo indicado en la Resolución Exenta 401 de la CNE, de fecha 31 de agosto de 2023).

V. Admisibilidad.

42. De conformidad a lo señalado en el artículo 121 del DS 88, “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. La Superintendencia deberá resolver fundadamente cualquier controversia.”.
43. Con fecha 17 de noviembre de 2023, el Reclamante remitió comunicación formal a CGE por la cual solicitaba la rectificación del cálculo de prorratas de los PMGDs asociados a la S/E Ovalle, basada en el pronunciamiento interpretativo emitido por la SEC mediante Oficio Ordinario Electrónico N°165977 de fecha 31 de marzo de 2023. Se deja constancia que CGE no respondió a esta comunicación.
44. Luego, con fecha 6 de marzo de 2024, el Reclamante envió una carta a CGE, la cual fue recepcionada el 7 de marzo de 2024, en la cual se reiteraba la solicitud de la comunicación anterior, solicitándose la respuesta dentro de un plazo de 5 días, al cabo del cual se entendería que existiría un desacuerdo. Ambas misivas se adjuntan a la presente como Documento N°13 y Documento N°14. Se deja constancia que esta comunicación tampoco fue respondida por CGE, por lo que al 6° día posterior se entiende que ha existido desacuerdo.
45. De conformidad al artículo 122 del DS 88, el reclamo se debe presentar dentro de los 20 días contados desde que se produzca el desacuerdo entre las partes. En consecuencia, se entiende que la falta de respuesta por parte de CGE dentro del plazo genera un evidente desacuerdo entre las partes, estando esta parte dentro de plazo para presentar la presente controversia.

POR TANTO, en virtud de lo expuesto precedentemente.

SE SOLICITA A LA SEÑORA SUPERINTENDENTA, tener por presentada la controversia en virtud del artículo 121 del DS88, darle debida tramitación y, en su mérito, acogerlo, y:

1. Declarar que la propuesta de restricción de las inyecciones a PMGDs contenida en el informe de Blue Power sobre “Análisis de Carga de S/E Ovalle” de junio de 2023, no se ajusta a derecho, ya que no reconoce la obligación de limitar las inyecciones de los PMGDs establecida en el art. 88 del DS 88, ni la condición especial de los PMGDs con ICC obtenida bajo el DS 244, ordenando a CGE gestionar la revisión y corrección de dicho informe conforme a derecho.



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

2. *Declarar expresamente el incumplimiento de CGE al artículo 88 del DS 88, al no haber establecido la limitación de la capacidad de inyección en los ICC de los PMGDs Ramírez del Verano, Samo Bajo Bis y Santa Lucía 2, como los demás otorgados bajo el ámbito del DS 88, indicando claramente las limitaciones de inyección para no provocar la congestión en la S/E Ovalle advertida en los estudios de conexión respectivos.*
3. *Declarar el incumplimiento de CGE de su obligación de realizar los estudios de conexión para los proyectos conectados o en proceso de construcción o conexión a la S/E Ovalle, estableciendo las respectivas limitaciones producto de las congestiones en las instalaciones de transmisión en los ICCs otorgados bajo la vigencia del DS 88.*
4. *Ordenar a CGE revisar los ICCs de los PMGDs bajo el DS 88, procediendo a incorporar en los mismos las eventuales limitaciones por congestión a nivel de transmisión y, en consecuencia, limitar la capacidad de inyección de aquellos PMGD que se encuentren regidos por el DS 88 a la potencia que corresponda, de conformidad con los artículos 63 y 88 del DS, y el artículo 2-25 de la NTCO, a efectos de considerar la capacidad nominal de la S/E Ovalle.*
5. *Instruir al CEN o a quien corresponda a que no se autorice la Puesta en Servicio o Entrada de Operación de nuevos proyectos PMGD aguas debajo de la S/E Ovalle, en particular el proyecto Ramírez del Verano Solar de propiedad de Poike del Verano SpA, de manera transitoria, hasta que CGE actualice los respectivos ICCs de los respectivos PMGDs.*

EN EL PRIMER OTROSÍ: Solicito se tenga presente que acompaño a esta presentación los siguientes documentos, a objeto que sean agregados al expediente:

1. *Formulario N°1: Solicitud Información de Orquídea Solar II, de fecha 17 de agosto de 2018.*
2. *Formulario N°3: Solicitud de Conexión a la Red de Orquídea Solar II, de fecha 26 de octubre de 2020.*
3. *Formulario N°6A: Entrega de Estudios Técnicos a la Distribuidora de Orquídea Solar II, de fecha 23 de junio de 2020.*
4. *Formulario N°7: Informe de Criterios de Conexión de Orquídea Solar II, de fecha 19 de noviembre de 2020.*
5. *Formulario N°8: Aceptación del ICC de Orquídea Solar II, de fecha 1 de diciembre de 2020.*
6. *Formulario N°21: Protocolo de Puesta en Servicio de Orquídea Solar II, de fecha 27 de septiembre de 2023.*
7. *Oficio Ordinario Electrónico N°165911 SEC, de fecha 31 de marzo de 2023.*
8. *Análisis de Carga de S/E Ovalle EIS-04-2023, de fecha junio de 2023, de CGE Transmisión.*
9. *Informe Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD.*
10. *Personería del representante legal de CVE Proyecto Quince SpA.*
11. *Carta de fecha 17 de noviembre de 2023 enviada por CVE Proyecto Quince SpA a CGE.*
12. *Carta de fecha 7 de marzo de 2024 enviada por CVE Proyecto Quince SpA a CGE.*
13. *ICCs de los PMGDs Santa Lucía y Ramírez del Verano.*
14. *Comunicaciones entre Paulina Andrea Avila Salinas (PAAVILAS@cge.cl) – Key Account Manager de CGE – y Gonzalo Cerda Muñoz (gcm@solarpack.cl) – Project Manager de SolarPack.*

EN EL SEGUNDO OTROSÍ: Solicito a la Superintendente que oficie a CGE para que acompañe:



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

12/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

1. Los estudios de congestión en la red realizados a propósito de los proyectos Samo Bajo Bis, Ramírez del Verano Solar y Santa Lucía 2, de 9 y 7,2 MW respectivamente; y
2. Los ICCs de todos los PMGDs actualmente conectados a los alimentadores de la S/E Ovalle, o que cuentan con ICC vigente a la fecha, con expresa indicación de su fecha de otorgamiento.

EN EL TERCER OTROSÍ: Solicito a la Sra. Superintendente que todas las resoluciones que se adopten en el procedimiento administrativo sean notificadas a esta parte por correo electrónico, a las siguientes casillas:

erich.schnake@cvegroup.com,
hector.donoso@cvegroup.com,
sebastian.leyton@cuatrecasas.com.

joshua.abarca@cvegroup.com,
luis.meersohn@cvegroup.com, y

EN EL CUARTO OTROSÍ: Solicito a la Sra. Superintendente tener presente que mi personería para representar a la reclamante consta en escritura pública de fecha 26 de abril de 2023, cuya copia se acompaña. (...)"

2°. Que, por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°225.917, de fecha 09 de mayo de 2024, esta Superintendencia informó admisibilidad de controversia y dio traslado a la Compañía General de Electricidad S.A. de informar sobre la controversia presentada por el PMGD Orquídea Solar II.

Además, en dicho oficio, esta Superintendencia instruyó la suspensión inmediata de los plazos de tramitación del proceso de conexión del PMGD Orquídea Solar II (Proceso N°8902), en conformidad con las disposiciones del artículo 123° del Reglamento.

3°. Que, mediante carta GACD 1512/2024 CGE solicitó prórroga respecto del cumplimiento del Oficio Ordinario Electrónico N°225.917.

4°. Que, mediante la carta ingresada a esta Superintendencia con N°273.411 de fecha 31 de mayo de 2024, la Compañía General de Electricidad S.A. respondió al Oficio Ordinario Electrónico N°225917, señalando lo siguiente:

"(...) Mediante el oficio de la REF., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha solicitado a Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) informar fundada y detalladamente acerca de la controversia presentada por CVE Proyecto Quince (Caso Times N° 2037713), relacionada con el pequeño medio de generación distribuida (en adelante, PMGD) Orquídea Solar II, número de proceso de conexión 8.902, adjuntando todos los antecedentes que estime pertinentes, en el plazo de 10 días hábiles contado desde la notificación del citado oficio, con copia a la casilla electrónica infouernc@sec.cl.

En ese contexto, y encontrándonos dentro de plazo, venimos a informar lo siguiente:

1.- Antecedentes involucrados:

Como cuestión previa, resulta relevante mencionar que ya existe una controversia de la misma naturaleza presentada por CVE Proyecto Quince asociada a la S/E Ovalle, cuya admisibilidad fue informada mediante Oficio Ordinario N°201135, de fecha 23 de noviembre de 2023, e informada oportunamente por CGE, acompañando los antecedentes pertinentes, y que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

Precisado lo anterior, y en virtud de lo solicitado en el ordinario de la referencia, informamos y actualizamos a vuestra Superintendencia fundada y detalladamente sobre la presentación realizada por las CVE Proyecto Quince SpA con respecto a las limitaciones de inyección



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

13/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

realizada por CGE al PMGD Orquídea Solar II propiedad del reclamante, adjuntando todos los antecedentes necesarios para la adecuada resolución de la controversia, incluyendo el estado actualizado de los procesos de conexión, con las fechas de emisión de los ICC y vigencia de estos e indicando la existencia o no de limitaciones por aplicación del artículo 88° del D.S. N°88 (Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala) señalando la potencia restringida, según corresponda.

A continuación, se presentan los procesos PMGD asociados a Subestación Ovalle según en nuestros registros:

I.- Estado Subestación Ovalle 66/23 kV

N° Proceso	Nombre PMGD	Potencia MW	Alimentador	Estado	Emisión ICC	Reglamento	Limitación ICC	Fecha PES
121	Las Mollacas	3	Hospital	Conectado	25/07/2014	DS244	N/A	19/01/2016
123	Parque fotovoltaico Lagunilla	3	Recoleta	Conectado	21/01/2015	DS244	N/A	11/11/2015
144	La Chapeana	3	SOTAQUI	Conectado	25/07/2014	DS244	N/A	19/01/2016
376	Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	6	Delta	Conectado	11/09/2015	DS244	N/A	30/11/2016
596	Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol	3	Quebrada Seca	Conectado	15/06/2016	DS244	N/A	15/03/2018
1432	Impulso Solar Las Lloysas	2.75	Quebrada Seca	Conectado	17/08/2017	DS244	N/A	28/01/2019
1980	Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	3	Delta	Conectado	13/10/2016	DS244	N/A	15/05/2018
2067	La Chimba Bis	3	Hospital	Conectado	23/10/2018	DS244	N/A	14/05/2020
2366	Campo Lindo Bis	2.78	Socos	Conectado	09/10/2019	DS244	N/A	31/03/2021
2641	Aegiceras	9	Delta	Conectado	17/10/2019	DS244	N/A	10/08/2022
2714	Santa Lucía 2	7.2	Hospital	Conectado	28/05/2021	DS88	Si (0 MVA)	07/08/2023
2742	Anisillo	9	Hospital	Conectado	18/04/2019	DS244	N/A	08/06/2022
2743	Green	9	Sotaqui	Conectado	04/10/2019	DS244	N/A	10/05/2022
2762	Recoleta 2	9	Recoleta	Conectado	07/10/2020	DS244	N/A	29/06/2022
3008	Parque FV Los Nogales	9	Socos	Conectado	19/11/2020	DS244	N/A	14/06/2023
4066	Samo Bajo Bis	2.78	SOTAQUI	Conectado	30/04/2021	DS88	Si (1.8 MVA)	12/01/2023
4237	Parque Ovalle Norte	9	San Luis	Conectado	05/10/2018	DS244	N/A	30/12/2020
5116	Cesius	9	Quebrada Seca	Conectado	17/10/2019	DS244	N/A	29/06/2022
8736	Ramírez del Verano Solar	3	Quebrada Seca	ICC Vigente	09/04/2021	DS88	Si (0 MVA)	N/A
8902	Orquídea Solar II	3	Delta	Conectado	19/11/2020	DS244	N/A	27/09/2023

Tabla 1. Procesos PMGD asociados a SE Ovalle

2.- Origen de la controversia.

La empresa CVE proyecto Quince SpA reclama en contra de CGE S.A., debido a limitaciones en las inyecciones del proceso de conexión N°8902, correspondiente al PMGD Orquídea Solar II, conectado al alimentador Delta (S/E Ovalle), los cuales, según la parte reclamante, sería productor de criterios deficientes aplicados por CGE.

Lo anterior, dado que, con fecha 17 de noviembre de 2023, la requirente solicitó a CGE la rectificación del cálculo de prorratas informado en julio de 2023, solicitud la que fue reiterada por la empresa, con fecha de 07 de marzo de 2024, y que hasta la fecha no ha sido acogida por CGE.

3.- Fundamentos de CGE para rechazar la controversia planteada:

Sobre el particular, cabe indicar que CGE ha actuado según la normativa vigente, cumpliendo a cabalidad con lo dispuesto y exigido por la misma. En particular, CGE ha cumplido con la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la reglamentación pertinente, contenida en el Decreto Supremo N°88, “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”, las normas técnicas (NTCO) y, finalmente, las instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que obligan a limitar las inyecciones en los escenarios en que exista una posible congestión del sistema de transmisión zonal.

En efecto, la LGSE en su Artículo 79° es clara en asignar al Coordinador, y no a la Distribuidora, la facultad de operar en el sistema eléctrico, limitando las inyecciones sin discriminar a los usuarios en caso de requerirse:



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

“(...) Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Coordinador para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios. (...)” (lo subrayado es nuestro).

Por lo anterior, advertida una posible congestión por conexiones de PMGD, CGE ha procedido a informar y consultar al Coordinador, quien ha adoptado las medidas correspondientes según lo indicado en el Artículo 102° del D.S. 88 que señala:

“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 de los PMGD conectados a las redes de distribución (...) En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerando en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.”.

Ratifica lo anterior, el ejercicio de la mencionada facultad por parte del Coordinador en el caso de la S/E Ovalle, ya que CGE le informó y solicitó un pronunciamiento mediante carta GACD 0106/2023, de fecha 2 de febrero de 2023, limitando éste las inyecciones de los respectivos PMGD según lo indicado mediante Carta DE 00810-23:

“En relación con el tratamiento de las posibles congestiones, en el caso de verificar su existencia por inyección de un PMGD en alguna instalación de transmisión 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 subrayado es nuestro)

Lo anterior fue debidamente implementado según estudios de Análisis de Sobrecarga de S/E Ovalle y comunicado oportunamente a los PMGD afectados, según correos electrónicos anexados.

En esta línea, resulta útil señalar que la citada instrucción también ha sido impartida en otros casos por el Coordinador, como en carta DE-05812, de fecha 19 de noviembre de 2021, para S/E Pozo Almonte; carta DE-06387, de fecha 27 de diciembre de 2021, para S/E La Palma o carta DE-02523, de fecha 27 de mayo de 2022, para S/E Chimbarongo.

En igual sentido, cabe recordar el criterio contenido en el Oficio Ordinario N°15000, de 26 de octubre de 2016, de la misma SEC, en orden a que:

“(...) la autorización de un PMGD no puede ser rechazada ni tampoco encontrarse sujeta a las condiciones técnicas del sistema de transmisión, ya que el análisis de la empresa distribuidora se encuentra acotado al impacto del PMGD en la red de distribución. Por esto, la empresa distribuidora, al momento de emitir un ICC, debe dar cumplimiento a lo estipulado en el Reglamento y adicionalmente señalar las condiciones en las que se encuentran las instalaciones de transmisión, conforme a lo dispuesto en el artículo 2-4 de la NTCO, con el objeto de informar al interesado la situación del sistema aguas arriba.

Con respecto a la conexión física de los PMGD Lebu III y El Arrebol, la concesionaria de servicio público deberá proceder a cumplir con lo que estipula la NTCO en relación a la



actividad vinculada al Formulario N°9 “Protocolo de Puesta en Servicio”, no pudiendo condicionar o rechazar la conexión en esta etapa por razones asociadas a la capacidad en las instalaciones de transmisión.” (Considerando 4°, lo subrayado es nuestro).

De este modo, podemos afirmar que CGE no ha hecho más que dar estricto cumplimiento a lo instruido por el Coordinador.

Por otro lado, y en relación con lo dispuesto en el Artículo 88° del D.S. 88, en cuanto a que el ICC debe consignar limitaciones cuando se adviertan posibles congestiones aguas arriba del transformador primario, corresponde tener presente también lo sostenido por la SEC en la Resolución Exenta N°17174, de fecha 27 de abril de 2023, a través de la cual interpretó que dicha limitación debe extenderse tanto en Nivel 1 como en Nivel 2, por lo que los ICC anteriores a dicha resolución no necesariamente consignan la limitación por posibles congestiones en Nivel 1, criterio que fuera confirmado mediante la Resolución Exenta N°21031, de fecha 30 de noviembre de 2023.

En ese contexto, y en vista de que el Coordinador no emitió un cálculo de prorrata o limitaciones indicando potencias específicas de inyección de las centrales involucradas, CGE Transmisión, empresa propietaria de la SE Ovalle, emitió durante junio 2023, un informe de Análisis de Carga de SE Ovalle, donde se revisaron y definieron potencias de operación de los PMGD conectados según estacionalidad de modo de evitar congestiones en instalaciones de Transmisión Zonal. Posteriormente, durante octubre de 2023, la misma empresa emitió un nuevo estudio actualizado respecto del Análisis de Carga de SE Ovalle.

Así, con fecha 15 de diciembre de 2023, mediante carta DE 05785-23, el Coordinador informó respecto de reglas a seguir para inyecciones de PMGD ante congestiones, donde entre otras materias indicó:

“si persiste la necesidad de reducir las inyecciones de los PMGD, la regla a seguir es a prorrata de las capacidades instaladas de los PMGD que concurren a la congestión, donde estas capacidades corresponden a las inyecciones máximas consignadas en los Informe de Criterios de Conexión (ICC) respectivos, tal como establece el “Procedimiento Interno: Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable” del Coordinador, de julio de 2023.”

Por tanto, y mérito de lo expuesto, cabe concluir que CGE ha dado cumplimiento al ordenamiento jurídico vigente, tanto al consignar la limitación indicada en el artículo 88° de D.S. 88, como también limitando las inyecciones a los procesos conectados cuando se advierte una posible congestión en activos de transmisión zonal, según lo instruido por el Coordinador y de acuerdo con lo establecido en el Artículo 79° de la LGSE, disposición esta última que, no obstante, entrega a vuestra Superintendencia, en su inciso final, la atribución para fiscalizar el cumplimiento de las condiciones de acceso abierto a que están sometidas las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico, como es el caso.

4.- Anexos.

Acompañamos a esta presentación, los siguientes antecedentes que dan cuenta de lo señalado en esta presentación lo cuales se encuentran disponibles para descarga en el siguiente enlace: [Enlace]

- i. Carta GACD 0106/2023 CGE al Coordinador, informa y solicita pronunciamiento.
- ii. Cartas del Coordinador DE05812-21, DE02523-22, DE-06387 y DE 00810-23.
- iii. CGE Transmisión – Análisis de Carga de S/E Ovalle EIS – 04 – 2023 – Junio de 2023.
- iv. CGE Transmisión – Análisis de Carga de S/E Ovalle EIS – 010 – 2023 – Octubre de 2023.
- v. Comunicaciones entre CGE y PMGD de SE Ovalle respecto de limitaciones. (...)



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

5°. Que, mediante la carta ingresada a esta Superintendencia con N°288.685 de fecha 27 de septiembre de 2024, la empresa CVE Proyecto Quince SpA complementó su presentación señalando lo siguiente:

*“(…) Mediante la presente y en relación con la controversia presentada por CVE Proyecto Quince SpA (“**CVE**”) en contra de Compañía General de Electricidad S.A. (la “**Empresa Distribuidora**” o “**CGE**”), por el incumplimiento en sus obligaciones legales, reglamentarias y contractuales asociados al PMGD Orquídea Solar II (el “**Proyecto**”), venimos a reiterar los fundamentos de nuestra presentación de fecha 8 de abril de 2024 y a refutar los argumentos esgrimidos por CGE en su respuesta, la cual no desvirtúa los incumplimientos normativos y reglamentarios en los que ha incurrido la Empresa Distribuidora, ni los perjuicios causados al Proyecto.*

*Asimismo, venimos a acompañar un estudio de flujo de potencia elaborado por la consultora SDI-INGENIERIA (el “**Estudio**”), que confirma la existencia de congestión en la S/E Ovalle y la necesidad de aplicar correctamente los criterios de limitación de inyección establecidos en los Decretos Supremos N°244 (“**DS 244**”) y N°88 (“**DS 88**”), según corresponda, para evitar afectar la seguridad y calidad del servicio eléctrico y respetar los derechos de los PMGD que obtuvieron su Informe de Criterio de Conexión (“**ICC**”) bajo el DS 244.*

I.- Incumplimientos Normativos y Reglamentarios en los que ha incurrido CGE.

En nuestra presentación inicial, señalamos que CGE ha incumplido su obligación de llevar a cabo los estudios de conexión de conformidad a la normativa aplicable, en especial, el procedimiento reglado de conexión de un PMGD establecido en el DS 88, respecto de aquellos proyectos que se rigen bajo dicho decreto. Asimismo, indicamos que CGE no ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 88 del DS 88 en cuanto a limitar las inyecciones de diversos PMGD que se rigen por esta normativa y cuyos estudios de conexión advirtieron posibles congestiones en las instalaciones de transmisión, ni tampoco ha consignado dichas restricciones en sus ICC. Dicha omisión afecta, tanto a los PMGD precedentes que han visto reducida su capacidad de inyección, como a los nuevos PMGD que entraron a inyectar una potencia menor a la considerada en su solicitud de conexión e ICC.

*En su respuesta, CGE pretende justificar su actuación alegando que ha dado estricto cumplimiento a lo instruido por el Coordinador Eléctrico Nacional (“**CEN**”), que obliga a limitar las inyecciones en los escenarios en que exista una posible congestión del sistema de transmisión zonal, según lo dispuesto en el artículo 102 del DS 88. Sin embargo, dicho argumento es insuficiente y erróneo por las siguientes razones:*

- 1) El artículo 102 del DS 88 se refiere a las medidas que puede adoptar el CEN ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, lo que no es el caso de la congestión advertida en la S/E Ovalle. La congestión en cuestión es producto de la falta de planificación y prevención por parte de CGE, que no ha realizado los estudios de conexión adecuados ni ha ejecutado las obras adicionales necesarias para evitar la saturación de la capacidad de transmisión.*
- 2) El artículo 102 del DS 88 establece que, en caso de que el CEN deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerando en el listado de prioridad de colocación, el CEN deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos. Sin embargo, dicha norma no excluye la aplicación del artículo 88 del DS 88, que dispone que, en caso de que los estudios de conexión adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada por parte de las empresas distribuidoras para no provocar dicha congestión. De esta*



manera, aquí no se viene a cuestionar la decisión del CEN en orden de limitar con motivo la capacidad de inyección, sino que aquí resulta evidente que se llegó a dicha situación por la negligencia de CGE en el incumplimiento de las obligaciones que establece el artículo 88 del DS 88. El CEN no debería haber llegado a adoptar las medidas del artículo 102 del DS 88, si es que CGE hubiese dado cumplimiento a la normativa anteriormente indicada.

- 3) **El artículo 88 del DS 88 tiene como objetivo prevenir las congestiones en las instalaciones de transmisión, mediante la limitación previa de la capacidad de inyección de los PMGD que se rigen por dicho decreto, consignando dicha limitación en sus ICC, a vía de publicidad. De esta forma, se busca dar señales a los desarrolladores de los PMGD sobre la factibilidad técnica y comercial de sus proyectos, así como resguardar los derechos de los PMGD que obtuvieron su ICC con anterioridad y que se rigen por el DS 244. Por el contrario, la actuación de CGE ha sido negligente y contraria a la normativa, **al no limitar en los ICC de los proyectos que se rigen por el DS 88, ni informar adecuadamente a los interesados** sobre las posibles congestiones, provocando una situación de saturación de la S/E Ovalle que afecta la seguridad y calidad del servicio eléctrico y los derechos de los PMGD que se rigen por el DS 244.**
- 4) La actuación de CGE también vulnera lo dispuesto en el artículo 38 del DS 88, que establece que las empresas distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente. En este sentido, CVE suscribió el contrato de conexión en el entendido que el Proyecto inyectaría el total de su capacidad, por cuanto a la fecha ya se encontraba vigente el DS 88 y, por tanto, los nuevos PMGD debían venir limitados en sus inyecciones. Modificar dicha condición contraviene directamente el contrato y la normativa vigente.

II.- Estudio de flujo de potencia que confirma la congestión en la S/E Ovalle y la necesidad de aplicar correctamente los criterios de limitación de inyección.

Para reforzar nuestra posición planteada en la controversia, venimos a acompañar el Estudio que confirma la existencia de congestión en la S/E Ovalle y la necesidad de aplicar correctamente los criterios de limitación de inyección establecidos en los Decretos Supremos N°244 y N°88, según corresponda.

El Estudio considera los siguientes escenarios de operación:

- (a) Escenarios de demanda baja sin considerar los PMGD conectados a la S/E Ovalle 66/23 kV
- (b) Escenarios de demanda baja considerando los PMGD conectados a la S/E Ovalle 66/23 kV
- (c) Escenarios de demanda baja considerando prorrateo equitativo de potencia
- (d) Escenarios de demanda baja considerando correcta aplicación de los DS 244 y DS 88.

En concreto, los resultados del estudio demuestran que:

- 1) Bajo escenarios sin considerar inyección de PMGD no se detectan sobrecargas en ninguno de los transformadores de la S/E Ovalle ni tampoco en sus respectivos alimentadores.
- 2) Considerando escenarios de demanda baja con inyección de PMGD se detectan sobrecargas en ambos transformadores de la S/E Ovalle en todas las estaciones,



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

además se detectan sobrecargas en alimentadores de la S/E, por lo cual, una disminución de la potencia que circula por los transformadores de la S/E Ovalle 66/23 kV y sus alimentadores debe ser reducida. Esto se puede apreciar en las tablas que se adjuntan a continuación¹:

Alimentador	Corriente límite alimentadores [kA]	Invierno con PMGD		Primavera con PMGD		Verano con PMGD		Otoño con PMGD	
		Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]
Alimentador Alimentador E1	0,3	0,244	81,33	0,234	78,00	0,207	69,00	0,222	74,00
Alimentador Alimentador E2	0,42	0,512	121,90	0,5	119,05	0,516	122,86	0,49	116,67
Alimentador Alimentador E3	0,33	0,284	86,06	0,28	84,85	0,26	78,79	0,236	68,48
Alimentador Alimentador E4	0,4	0,385	96,25	0,419	104,75	0,401	100,25	0,427	106,75
Alimentador Alimentador E5	0,48	0,479	99,79	0,48	100,00	0,492	102,50	0,508	105,83
Alimentador Alimentador E6	0,31	0,039	12,58	0,068	21,94	0,055	17,74	0,041	13,23
Alimentador Alimentador E7	0,41	0,358	87,31	0,346	84,39	0,333	81,22	0,315	76,83
Alimentador Alimentador E8	0,31	0,203	65,48	0,187	60,32	0,189	60,97	0,168	54,19
Alimentador Alimentador E9	0,4	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Resumen resultados Alimentadores escenarios con PMGD's

Transformadores	Potencia transformadores [MVA]	Invierno con PMGD		Primavera con PMGD		Verano con PMGD		Otoño con PMGD	
		Potencia [MVA]	Cargabilidad[%]	Potencia [MVA]	Cargabilidad[%]	Potencia [MVA]	Cargabilidad[%]	Potencia [MVA]	Cargabilidad[%]
T81 Ovalle 66/23 kV	30,00	57,90	193,00	56,30	187,67	54,40	181,33	51,00	171,00
T82 Ovalle 66/23 kV	30,00	42,60	142,00	42,10	140,33	42,60	142,00	44,00	146,67

Resumen resultados Transformadores escenarios con PMGD's

3) Para determinar la potencia a reducir para evitar la congestión en los transformadores de la S/E Ovalle 66/23 kV se consideran dos enfoques:

1.- Prorrateso equitativo de potencia: Se utiliza la metodología descrita en el estudio, la cual es similar al enfoque propuesto por la consultora BluePower en su informe. Los resultados indican que el distribuir los excesos de potencia de esta manera se evita la congestión de ambos transformadores. Sin embargo, cabe destacar que este método no considera el orden de preferencia de inyección establecido por el artículo 88 del DS 88, según la fecha de obtención del ICC, ni la prioridad de los proyectos con ICC regido por el DS 244 sobre los del DS 88.

2.- Correcta aplicación de los DS 244 y DS88: En este enfoque se plantea que solo los proyectos bajo DS 88 son los que deben disminuir su potencia, en este caso corresponden a los proyectos Santa Lucía 2, Ramírez del Verano solar y Samo Bajo Bis. Se evaluó un escenario en que los 3 proyectos antes mencionados son despachados a potencia 0 [MVA], lo que no disminuyó la sobrecarga de los transformadores. Una vez reducidos los proyectos bajo DS 88 se plantea prorratesar equitativamente los excedentes de potencia que sobrecargan los transformadores entre los PMGD bajo DS 244. Este enfoque disminuye la sobrecarga de los transformadores evitando saturación de la S/E Ovalle 66/23 kV. Esto se puede apreciar en las tablas adjuntas a continuación²:

Alimentador	Corriente límite alimentadores [kA]	Invierno Prorrateso		Primavera Prorrateso		Verano Prorrateso		Otoño Prorrateso	
		Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]	Corriente [kA]	Cargabilidad[%]
Alimentador Alimentador E1	0,3	0,117	42,33	0,126	42,00	0,111	37,00	0,139	46,33
Alimentador Alimentador E2	0,42	0,185	44,05	0,185	44,05	0,214	50,95	0,208	49,52
Alimentador Alimentador E3	0,33	0,164	49,70	0,169	51,21	0,16	48,48	0,141	42,73
Alimentador Alimentador E4	0,4	0,234	58,50	0,272	68,00	0,25	62,50	0,265	66,25
Alimentador Alimentador E5	0,48	0,368	76,67	0,374	77,92	0,381	79,38	0,381	79,38
Alimentador Alimentador E6	0,31	0,039	12,58	0,068	21,94	0,055	17,74	0,041	13,23
Alimentador Alimentador E7	0,41	0,169	41,22	0,167	40,73	0,165	40,24	0,162	39,51
Alimentador Alimentador E8	0,31	0,156	50,32	0,142	45,81	0,142	45,81	0,114	36,77
Alimentador Alimentador E9	0,4	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Resumen resultados Alimentadores con PMGD's considerando prorrateso de potencia aplicando correctamente los DS 244 y DS 88.

¹ Tabla 12 y 13 del estudio de flujo de potencia elaborado por la consultora SDI-INGENIERIA, p.32.

² Tabla 24 y 25 del estudio de flujo de potencia elaborado por la consultora SDI-INGENIERIA, p.44.



Transformadores	Potencia transformadores (MVA)	Invierno Prorratio		Primavera Prorratio		Verano Prorratio		Otoño Prorratio	
		Potencia (MVA)	Cargabilidad(%)	Potencia (MVA)	Cargabilidad(%)	Potencia (MVA)	Cargabilidad(%)	Potencia (MVA)	Cargabilidad(%)
TR1 Ovalle 66/23 kV	30,00	26,70	89,00	26,70	89,00	26,70	89,00	26,90	89,67
TR2 Ovalle 66/23 kV	30,00	29,80	99,33	29,80	99,33	29,80	99,33	29,80	99,33

Resumen resultados Transformadores escenarios con PMGD's considerando prorratio de potencia aplicando correctamente los DS 244 y DS 88

4) Finalmente, el estudio concluye que a pesar de aplicar correctamente las limitaciones de potencia considerando el DS 88, no se garantiza el despacho a potencia nominal del proyecto Orquídea Solar II, pero si permite tener un margen mayor de generación durante las 4 estaciones del año en comparación con un enfoque equitativo de prorratio de potencia.

POR TANTO, en virtud de lo expuesto precedentemente, mediante la presente venimos a confirmar los fundamentos y el petitorio de nuestra controversia, tener por acompañado el estudio de flujo de potencia que confirma la congestión en la S/E Ovalle y la necesidad de aplicar correctamente los criterios de limitación de inyección, y, en su mérito, acoger nuestra controversia. (...)

6°. Que, conforme a los antecedentes aportados, la controversia se refiere a la reducción de la capacidad de inyección del PMGD Orquídea Solar II, instruida por CGE, pese a haber obtenido su Informe de Criterio de Conexión (“ICC”) bajo el D.S. N°244, actualmente derogado. La reclamante sostiene que este proyecto no debiera estar sujeto a las restricciones por congestión establecidas por congestiones de acuerdo con lo señalado en el D.S. N°88 y que, por el contrario, CGE debió aplicar restricciones de inyección únicamente a proyectos posteriormente emitidos, como los PMGD Ramírez del Verano, PMGD Samo Bajo y PMGD Santa Lucía 2, cuyos ICC se emitieron en vigencia del D.S. N°88.

En consecuencia, la Reclamante acusa una deficiencia en la evaluación de los estudios en el proceso de conexión por la Empresa Distribuidora, en tanto se debería haber revelado la congestión en transmisión y haberse limitado la inyección de los respectivos ICC. En particular, respecto al artículo 2-25 de la NTCO de 2019, que establecía la metodología previa del análisis de congestión en transmisión zonal, incluyendo el transformador de la subestación, es decir, el nivel 1.

Conviene consignar, que la Reclamante sostiene la pertinencia de su pretensión en la omisión de la Empresa Distribuidora, frente a sus presentaciones desde el día 17 de noviembre de 2023 hasta el día 07 de marzo de 2024, donde reclamaba sobre la limitación a prorrata efectuada producto de la no limitación en los respectivos ICC de los PMGD indicados anteriormente, de acuerdo con el Oficio Ordinario Electrónico SEC N°165.911, de fecha 31 de marzo de 2023, donde se establece que los PMGD en el contexto del D.S. N°244 pueden verse limitados por orden del Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo por el artículo 102° del D.S. N°88.

Por otra parte, la Empresa Distribuidora señaló que el Coordinador Eléctrico Nacional (“coordinador”) mediante carta DE 00810-23 dispuso: “En relación con el tratamiento de las posibles congestiones, en el caso de verificar su existencia por inyección de un PMGD en alguna instalación de transmisión 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.”



Asimismo, en cuanto a las limitaciones en los ICC, la Empresa Distribuidora recuerda la Resolución Exenta Electrónica N°17.174, de fecha 27 de abril de 2024, donde se consigna que las limitaciones deben incluir nivel 1 en el análisis de transmisión zonal, por ende, no sería exigible tal análisis con anterioridad, cuestión confirmada mediante la Resolución Exenta Electrónica N°21.031, de fecha 30 de noviembre de 2023.

7°. El inciso sexto del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), establece el derecho de conexión de los medios de generación cuyos excedentes de potencia no excedan los 9.000 kW, según lo siguiente:

*“... 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 o sistemas de almacenamiento 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 vigentes.** Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación o sistemas de almacenamiento indicados, **conforme a las modalidades que establezca el reglamento...**” (Énfasis agregado)*

En este contexto, el Decreto Supremo N°88, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, regula el procedimiento de conexión de un PMGD, estableciendo derechos y obligaciones para la Empresa Distribuidora y el PMGD. Este procedimiento contempla etapas reguladas, tanto en los plazos como en la forma que deben desarrollarse, como la Solicitud de Conexión a la Red (“**SCR**”) y su posterior ICC.

Que, de conformidad con los artículos 62° y 63° del Reglamento, establecen un procedimiento de confirmación del ICC por parte del Interesado y uno de notificación fehaciente, una vez ratificado el ICC. En particular, esta notificación deberá ser efectuada a todos los interesados en la zona adyacente de conexión que cuenten con una SCR o un ICC, a la empresa de transmisión, al Coordinador y a esta Superintendencia.

Asimismo, mediante el artículo 121° del D.S. N°88, la regulación previó conflictos en el proceso de conexión, principalmente, entre el desarrollador del PMGD y la distribuidora. Sin embargo, con el aumento de PMGD conectados en el sistema eléctrico, especialmente en ciertas localidades del país, eventualmente pueden surgir controversias con otros PMGD previstos o conectados, en una misma zona adyacente.

Ahora bien, el artículo 122° del Reglamento es claro en indicar que los interesados en plantear controversias en esta Superintendencia deben realizarlo dentro de 20 días hábiles contados desde que se produzca el desacuerdo entre las partes. En materia del proceso de conexión, no es evidente cuando un tercero podrá interponer una controversia contra otro PMGD que mantenga un ICC vigente. En este sentido, la respuesta subyace en los artículos 62° y 63° del Reglamento, etapas donde se confirma el ICC y se informa su correcta emisión al Coordinador y a esta Superintendencia, esto último 15 días hábiles posteriores a cumplido el hito, por consiguiente los 20 días hábiles señalados por el artículo 122° deben ser contabilizados a partir de extinguido el plazo anterior, es decir, luego de transcurrido los 15 días hábiles legales para comunicar la correcta emisión del ICC por parte de la Empresa Distribuidora. Sin embargo, ello no asegura la debida publicidad a terceros que permitan su oponibilidad, como tampoco es un hecho necesariamente cierto que ocurra la publicación en el sistema de información de las distribuidoras para PMGD.

En paralelo, esta Superintendencia estima necesario recordar el artículo 17° del D.S. N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, o “Reglamento de la Coordinación y Operación del



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

21/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

Sistema Eléctrico Nacional”, que establece que toda instalaciones que se interconecte al sistema eléctrico deberá ser previamente declarada en construcción por la Comisión Nacional de Energía (“Comisión”), por medio de una resolución pública, que actualice mensualmente el listado de los proyectos que hayan cumplido con esta exigencia, de acuerdo con el artículo 21° del D.S. N°125. La exigencia anterior es extendida a los PMGD por medio del artículo 68° del D.S. N°88. A su vez, de acuerdo con el segundo inciso del artículo 64° del Reglamento, los ICC de los PMGD declarados en construcción mantendrán su vigencia. En el caso de revocación de la declaración en construcción, el ICC perderá su vigencia en conformidad con el artículo 66° del Reglamento.

Antes de continuar, debemos realizar dos consideraciones, por una parte, los ICC son instrumentos que entregan certeza a los desarrolladores, consolidando etapas en el proceso de conexión y otorgando a los titulares de proyectos seguridad de poder contar con red para inyectar su generación y, por otra parte, su contenido es el resultado de evaluaciones técnicas de la red, siendo criticable sus conclusiones por el titular como por terceros interesados, quienes tienen el impulso para controvertir el mérito de las conclusiones de los estudios previos que sirven para definir el contenido de los ICC.

Dicho todo lo anterior, esta Superintendencia puede constatar que el PMGD Santa Lucia 2 se encuentra con puesta en servicio desde el 7 de agosto de 2023, el PMGD Samo Bajo Bis se encuentra con puesta en servicio desde el 12 de enero de 2023 y el PMGD Las Orquídea Solar II se encuentra con puesta en servicio desde el 27 de septiembre de 2023, muy posterior a su declaración en construcción y a más de seis meses de que haya sido interpuesta la presente controversia. Además, el PMGD Ramírez del Verano Solar cuenta con su declaración en construcción desde el 29 de junio de 2022.

En definitiva, y tras un análisis de detallado de la admisibilidad de la controversia, si bien el reclamante CVE Proyecto Quince SpA ostenta la calidad de interesado para controvertir los ICC de los PMGD que inyectan a través de la S/E Ovalle, incluyendo su solicitud de modificar los ICC de los PMGD Samo Bajo Bis (PC N°4066), Santa Lucia 2 (PC N°2714) y Ramírez del Verano Solar (PC N°8736), debió haber planteado dicha controversia en forma oportuna. En concreto, en ningún caso debió haber presentado la controversia después de 20 días hábiles desde la declaración en construcción de los respectivos PMGD, conforme al artículo 21° del D.S. N°125 y 68° del D.S. N°88, ambos del Ministerio de Energía, atendido que desde ese hito es de público conocimiento para todos los interesados los ICC declarados en construcción.

Con todo, téngase presente que esta Superintendencia en su Oficio Circular Electrónico N°243.293, de fecha 18 de diciembre de 2023, efectuó un análisis exhaustivos de las condiciones que debiesen ser consideradas para el desarrollo del análisis de transmisión zonal y sus conclusiones, incluyéndose la revisión conjunta de estudios coincidentes en su etapa de evaluación. En consecuencia con lo que se viene indicando, los ICC no consumados a esa fecha, eran susceptibles de controversia por estudios que no daban como resultado conclusiones correctas del análisis de congestiones en transmisión zonal y, por otra parte, la Resolución Exenta Electrónica N°26.480, de fecha 15 de julio de 2024, aclara que las distribuidoras más allá del ICC, no pueden limitar las inyecciones por congestiones en el sistema de transmisión adyacente, salvo que operen por orden del Coordinador, bajo el supuesto del artículo 102° del Reglamento.

8°. En relación con las limitaciones aplicadas al PMGD Orquídea Solar II, en el tenor del informe de BluePower documento “EIS-04-2023”, corresponde señalar que el artículo 102° del D.S. N°88 establece la obligación al Coordinador Eléctrico Nacional de instruir limitaciones a las inyecciones de los PMGD, instrucciones que van a las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de PMGD afectados, ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del sistema eléctrico. En consecuencia, la facultad es exclusiva del Coordinador, el cual deberá aplicar criterios de eficiencia económica.



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

22/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

Por su parte, el artículo 88° del D.S. N°88, establece limitaciones por congestiones estructurales a todos los PMGD que se le aplique dicho reglamento, y que produzcan la superación de las capacidades existentes a nivel de transmisión zonal, dichas limitaciones deberán necesariamente quedar consignadas en el ICC, si fueron detectadas en los estudios de conexión. Siendo responsabilidad aquí de la Empresa Distribuidora velar por el cumplimiento de dicha disposición establecida.

Cabe señalar que, de acuerdo con el procedimiento interno establecido por el Coordinador "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable F11-PRI-01", este define que, ante congestiones detectadas en instalaciones de transmisión, el Coordinador es el encargado de instruir las reducciones a los Centros de Control de las Empresas Distribuidoras, quienes materializan la reducción en atención a las disposiciones establecidas en el artículo 102° del Reglamento. No contemplado una acción autónoma por parte de las Empresas Distribuidoras.

En efecto dicho procedimiento señala lo siguiente:

"... Conforme con lo establecido en el Artículo 102° del DS88/2019, en el caso de prever activación o activarse limitaciones de transferencias máximas de energía en S/E Primarias de distribución o en líneas del Sistema de Transmisión Nacional o Zonal, producto de flujos de energía provenientes de las redes de distribución, el CDC procederá según lo siguiente:

a) Conforme con el monitoreo permanente del Sistema de Transmisión, si se detecta riesgo de alcanzar la capacidad máxima de instalaciones de transmisión o se evidencia que alguna de estas instalaciones alcanzó su capacidad máxima, se determinará el monto total de transferencias de energía, en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución para evitar dicho riesgo o resolver la violación de la capacidad máxima.

b) Habiendo determinado el monto a reducir, indicado en letra a) anterior, el CDC instruirá a los CC de las Empresas de Distribución la reducción de energía requerida.

*c) Para cumplir con el literal b) anterior, el CC de la respectiva Empresa de Distribución deberá limitar las inyecciones de energía de aquellos PMGD, **que inciden en las transferencias de la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad.** De esta manera, el CC de la Empresa de Distribución deberá calcular -en primera instancia- reducciones de inyección de energía a PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con la instrucción emitida por el CDC. De no ser suficiente la reducción total de inyecciones de PMGD con costo variable mayor a cero, y para efectos de cumplir con la instrucción del CDC, el CC de la Empresa de Distribución deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero y que inciden en las transferencias de la instalación afectada, a prorrata de sus respectivas capacidades máximas.*

d) Una vez determinada la prorrata a ejecutar, el CC de la Empresa de Distribución deberá instruir a los PMGD involucrados el monto en MW a reducir.

e) Las instrucciones que emitan los CC de las Empresas de Distribución a los PMGD deberán ser registradas por este e informadas al CDC, en el momento inmediato de ejecutarlas. Asimismo, dicho CC deberá confirmar la ejecución efectiva de la instrucción emitida a los PMGD inmediatamente hayan sido aplicadas.

Considerando que esta instrucción de reducción de generación tiene por objeto dar cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, producto de alcanzar o superar transitoriamente un límite máximo de sus instalaciones, las Empresas de Distribución deberán realizar todas las gestiones que estén a su alcance



para que su respectivo CC pueda cumplir con esta instrucción en forma inmediata.”
(Énfasis agregado)

En consecuencia, las limitaciones **operativas** a los PMGD por razones de congestión en instalaciones de transmisión zonal solo pueden ser instruidas por el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo señalado en el artículo 102° del Reglamento, lo cual se encuentra replicado en el procedimiento interno del propio Coordinador, siendo la aplicación de prorrata una medida excepcional para garantizar la seguridad del sistema.

Ahora bien, respecto al caso particular del PMGD Orquídea Solar II, la Empresa Distribuidora estableció una limitación de capacidad de inyección en el Formulario N°21 (Protocolo de Puesta en Servicio), sin contar con la instrucción del Coordinador, fundándose en antecedentes técnicos que dan cuenta de una congestión pronunciada y persistente en la S/E Ovalle, lo cual puede ser corroborado en el “Informe de Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por inyección de PMGD”, emitido por el Coordinador en el mes de noviembre del 2024.

Figura 1. Extracto de Informe de Congestiones PMGD realizado por el Coordinador; noviembre de 2024. (fuente: Web Coordinador Eléctrico Nacional)

NOMBRE TRANSFORMADOR	MVA Instalados (1)	MW de PMGD Operación (2)	Cantidad PMGD en Operación	MW PMGD con PES Próxima (3)	Cantidad PMGD con PES Próxima	MW Limitados (4)	Flujo en el Transformador Día [MW] por inyección [5] = (1) - [(2) + (3) + (4)]	Demanda mínima Día P(p2) [MW] por consumos (6)	Flujo Neto TR [MW] Día (5)-(6)
LAS CABRAS 66/24-15KV 10MVA N°1	19	13.79	3	0	0	0	5.21	-	5.21
LICANTEN 66/23KV 10MVA	10	3	1	3	1	0	4.00	-	4.00
LICANTEN 23/13.2KV 4MVA N°2	4	0	0	0	0	0	4.00	-	4.00
LOS SAUCES 69/24KV 16MVA	16	5.976	2	12	4	0	-1.98	2.33	0.36
MANDINGA 66/13.8KV 8MVA N°1	8	17.6901	4	0.8	1	0	-10.49	0.71	-9.78
MARCHIGÜE 66/13.8KV 10MVA 1	10	11.9	4	0	0	0	-1.90	1.42	-0.48
NANCAGUA 66/13.8KV 10MVA N°1	10	12.985	2	0	0	0	-2.98	2.55	-0.43
OVALLE 66/24KV 30MVA 2	30	44.75	8	3	1	0	-17.75	9.52	-8.23
OVALLE 66/24KV 30MVA 1	30	59.75	11	0	0	0	-29.75	7.96	-21.79
PANGUILEMO 66/15-13.8KV 9MVA N°1	9	11.456	3	0	0	0	-2.46	0.53	-1.93
PARRAL 66/25 KV 30 MVA N°3	30	7.456	3	24	4	0	-1.46	10.37	8.92
PICOLTEU 230/24KV 30MVA 1	30	22.746	11	9	1	0	-1.75	5.64	3.89
PORTEZUELO 66/23-13.8KV 10.35MVA N°1	10.35	8.94	3	2.8	1	0	-1.39	2.53	1.14
PUNITAQUI 66/13.2KV 20MVA N°1	20	30.4	4	0	0	0	-10.40	4.33	-6.07
QUERO 110/24-14.4KV 10-13MVA N°1	13	28.9485	6	9	1	0	-24.95	4.27	-20.68
QUIANI 66/13.8KV 4.5/5.625MVA N°1	11.25	9	1	0	0	0	2.25	-	2.25
QUIANI 66/13.8KV 16/21MVA N°3	21	0	0	18	2	0	3.00	-	3.00
QUINQUIMO 110/23KV 20MVA N°1	20	20.6976	5	6	1	0	-6.70	8.49	1.79
RANGUILI 66/13.8KV 5.2 MVA N°1	10.2	7.72	2	2.9	1	0	-0.42	1.05	0.63
RENGO 66/15.3KV 30MVA 2	30	33.212	7	0	0	0	-3.21	10.22	7.01
RETIRO 66/13.2KV 2MVA N°1	4	6	2	0	0	0	-2.00	0.82	-1.18
SAN CLEMENTE 66/13.8KV 10MVA N°1	10	22.45	3	3	1	0	-15.45	0.62	-14.83
SANTA BARBARA 66/13.8KV 5MVA T1	5	0.83	1	6.8	1	0	-2.63	1.60	-1.03
TALCA 66/13.8 10MVA N°3	10	3	1	9	1	0	-2.00	2.44	0.44

En este sentido, de acuerdo a los antecedentes en torno al caso, y las evaluaciones técnicas presentados por la empresa CVE Proyecto Quince SpA, es posible verificar que existe una condición de congestión operacional de los transformadores de poder del nivel 1, considerando solamente el volumen de las inyecciones de los proyectos autorizados bajo la vigencia del Reglamento D.S. N°244, contrapuestos con la demanda esperada en los sistemas de distribución asociados al transformador.

Figura 2. Tabla de procesos de conexión. (fuente: Ingreso SEC N°273.411 de fecha 31 de mayo de 2024)

Nombre PMGD	Potencia MW	Alimentador	Estado	Emisión ICC	Reglamento
Las Mollacas	3	Hospital	Conectado	25-07-2014	DS244
Parque fotovoltaico Lagunilla	3	Recoleta	Conectado	21-01-2015	DS244
La Chapeana	3	Sotaqui	Conectado	25-07-2014	DS244
Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	6	Delta	Conectado	11-09-2015	DS244
Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol	3	Quebrada Seca	Conectado	15-06-2016	DS244
Impulso Solar Las Lloysas	2,75	Quebrada Seca	Conectado	17-08-2017	DS244
Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	3	Delta	Conectado	13-10-2016	DS244
La Chimba Bis	3	Hospital	Conectado	23-10-2018	DS244



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

Campo Lindo Bis	2,78	Socos	Conectado	09-10-2019	DS244
Aegiceras	9	Delta	Conectado	17-10-2019	DS244
Santa Lucía 2	7,2	Hospital	Conectado	28-05-2021	DS88
Anisillo	9	Hospital	Conectado	18-04-2019	DS244
Green	9	Sotaqui	Conectado	04-10-2019	DS244
Recoleta 2	9	Recoleta	Conectado	07-10-2020	DS244
Parque FV Los Nogales	9	Socos	Conectado	19-11-2020	DS244
Samo Bajo Bis	2,78	Sotaqui	Conectado	30-04-2021	DS88
Parque Ovalle Norte	9	San Luis	Conectado	05-10-2018	DS244
Cesius	9	Quebrada Seca	Conectado	17-10-2019	DS244
Ramírez del Verano Solar	3	Quebrada Seca	ICC Vigente	09-04-2021	DS88
Orquídea Solar II	3	Delta	Conectado	19-11-2020	DS244

Esta situación en la subestación Ovalle, a juicio de esta Superintendencia, evidencian un riesgo de congestión de carácter persistente del sistema de transformación en el nivel 1, lo anterior entendiéndose como una condición base que se mantiene en el tiempo y puede ser afectada por la operación del sistema de transmisión zonal en su conjunto. A su vez, debido a la influencia de la red adyacente a esta subestación, pueden darse congestiones puntuales en la línea de 110 kV La Ruca-Ovalle, por las eventuales inyecciones asociadas a las SSEE Monte Patria, Los Molles, Punitaqui, El Sauce y Combarbalá, las cuales son dependientes del estado de operación del sistema y la topología aplicada.

Por lo cual, en este caso en particular, son requeridas medidas que permitan representar un escenario de persistente de congestiones y la configuración de limitaciones que deberán ser aplicados a los PMGD de la S/E Ovalle, en el tenor del artículo 102° del D.S. N°88 y el punto 1. del artículo 5° del D.S. N°125. Lo anterior, en virtud de las responsabilidades delegadas a esta Superintendencia en el artículo 2° de la Ley 18.410, para velar por la seguridad del Servicio Eléctrico.

Que, conforme al artículo 6° de la Ley N°19.880, la interpretación administrativa debe orientarse en alcanzar los fines de la normativa, y en este caso, la medida adoptada por CGE se encuentra justificada para desvanecer la antijuridicidad de la descripción normativa, de acuerdo a los antecedentes presentados, la incorporación de los PMGD a la zona de influencia a la fecha, dan cuenta de una congestión persistente, que ha sido expuesto por el Coordinador en sus informes de verificación de congestiones. En este sentido, esta Superintendencia considera válidas las preocupaciones de la Empresa Distribuidora respecto de la situación de la S/E Ovalle, sin perjuicio que, las medidas implementadas deben ser establecidas en el tenor del artículo 102° del Reglamento y el punto 1. del artículo 5° del D.S. N°125, con origen en el Coordinador, hecho que no ha sido posible de constatar de los antecedentes aportados.

Cabe señalar que, si bien el ICC otorga un derecho de conexión a los PMGD, este no puede ser ejercido en condiciones que comprometan la operación segura y confiable del sistema eléctrico, situación contemplada en los artículos 93° y 94° del Reglamento. En efecto, de los antecedentes técnicos presentados por la Empresa Distribuidora, y de los propios estudios del PMGD Orquídea Solar II, se evidencia que existe una condición cuyo origen esta asociados a los proyectos autorizados en el contexto del D.S. N°244, PMGD Orquídea Solar II inclusive, a quien no aplicaba las medidas establecidas en el artículo 88° del D.S. N°88, sin embargo, si son aplicables las medidas de la seguridad del sistema eléctrico, en atención de lo establecido en el artículo 102° del Reglamento y el punto 1. del artículo 5° del D.S. N°125.

Asimismo, la responsabilidad de mantener la seguridad del sistema y continuidad de servicio eléctrico no recae exclusivamente en el PMGD Orquídea Solar II, extendiéndose a todos los PMGD que se encuentren operando, independientemente si sus ICC contemplan una limitación de inyecciones por el artículo 88° del Reglamento, considerando el carácter persistente de la congestión en las instalaciones zonales de la subestación, dependiente de las condiciones de operación de la red, como es la demanda de los sistema de



distribución o la topología de la subestación, y las propia definición de autodespacho contemplada en el artículo 7° del D.S. N°88.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que, conforme lo establecido en el artículo 124° del Reglamento, las actuaciones del Coordinador Eléctrico Nacional en ejercicio de las funciones que le encomienda dicho reglamento no son susceptibles de revisión por esta Superintendencia. En concreto, en ningún caso debió haber presentado la controversia después de 20 días hábiles desde la declaración en construcción de los respectivos PMGD, conforme al artículo 21° del D.S. N°125 y 68° del D.S. N°88, ambos del Ministerio de Energía, atendido que desde ese hito es de público conocimiento para todos los interesados los ICC declarados en construcción.

En conclusión, esta Superintendencia ha constatado que la limitación de inyecciones del PMGD Orquídea Solar II no fue instruida por el Coordinador, conforme los antecedentes presentados conforme lo establecido por la propia regulación. Sin embargo, esta Superintendencia ha constatado que existen antecedentes técnicos objetivos que confirman una congestión persistente en la S/E Ovalle, conforme el “Informe de Verificación de Congestionamientos del Coordinador” (noviembre 2024). En tal sentido, y en virtud del artículo 2° de la Ley 18.410 y del principio de legalidad finalista contemplado en el artículo 6° de la Ley 19.880, establecer medidas que tiendan a corregir la situación, de tal forma que este estado operativo sea caracterizado, a fin que sean determinadas las prorratas en virtud de lo artículo 102° del D.S. N°88, ante la congestión persistente.

RESUELVO:

1°. Que, **no ha lugar** a la controversia presenta por la empresa CVE Proyecto Quince SpA en contra de la Compañía General de Electricidad S.A., en cuanto a la modificación retroactiva de los ICC de los PMGD Ramirez del Verano Solar, Samo Bajo y Santa Lucia 2, en el contexto del inciso tercero del artículo 88° del D.S. N°88, considerando que la reclamación realizada es extemporánea a la fecha de informadas sus respectivas declaraciones en construcción, quedando fuera del plazo establecido por el artículo 122° del D.S. N°88 para este propósito. Lo anterior, de acuerdo con los argumentos presentados en el considerando 7° de la presente resolución.

2°. Téngase por concluido el reclamo en contra de la Empresa Distribuidora por aplicar restricciones operativas sin instrucción del Coordinador, donde, si bien no fue posible constatar que la Empresa Distribuidora haya actuado previa instrucción del Coordinador, dadas las circunstancias de la infraestructura de transmisión, resultado de la operación de los PMGD conectados, no resultaba posible actuar de otra forma para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, por consecuencia, no existe mérito para atribuir responsabilidades, como tampoco alterar las actuales restricciones operativas mientras el Coordinador no se pronuncie al respecto.

Con todo, excepcionalmente, a modo cautelar mientras el Coordinador no formalice la congestión persistente de la S/E **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., en el tenor de mantener la seguridad y calidad de suministro del sistema eléctrico de distribución para todos sus clientes**, la empresa distribuidora podrá aplicar la metodología de prorrata señalada por el Coordinador el documento “Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable F11-PRI-01” o el que lo reemplace. Lo anterior, de acuerdo con la definición de autodespacho establecida en el artículo 7°, y los criterios de coordinación señalados en el artículo 93° y 94°.

3°. Instrúyase a la Empresa Distribuidora remitir formalmente al Coordinador Eléctrico Nacional, en conformidad con lo establecido en el artículo 63° del D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, los antecedentes técnicos que sustentan la congestión persistente, en la S/E Ovalle, a fin de que este evalúe, y, de



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070
V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

26/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

corresponder, establezca una lógica operativa que caracterice formalmente esta condición de congestión persistente, con el objetivo de resguardar la seguridad y calidad de suministro, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente, el artículo 102° del D.S. N°88 y las disposiciones del D.S. N°125.

4°. Téngase presente que la medida de prorrata de inyecciones deberá ser aplicada por instrucción del Coordinador, y que en cualquier medida futura deberá ajustarse al procedimiento establecido en el D.S. N°88, conforme a los procedimientos internos establecidos en conformidad con el artículo 72°-4 de la LGSE.

Asimismo, esta Superintendencia, ha constatado que el Coordinador, a través de su carta DE 00810-23 profundiza en el procedimiento de ejecución de prorrata ante congestiones, ratificando que las instrucciones y medidas serán determinadas directamente por el Coordinador a través de su Centro de Despacho de Carga (CDC) a los respectivos Centros de Control de la empresa distribuidora, en la debida oportunidad, por lo que dicha instrucción, que además es informativa, no faculta o deslinda la responsabilidad de instrucción a las Empresas Distribuidoras, sino que refuerzan que la situación de congestión será determinada e instruida por el Coordinador, instrucción en línea con lo establecido en el “Procedimiento de Generación de Centrales de Igual Costo Variable” emanado en julio de 2023.

5°. 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 pmgd@sec.cl en el mismo plazo señalado, indicando como referencia el número de Caso Times 2037713.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.

MARTA CABEZA VARGAS
Superintendente de Electricidad y Combustibles

Distribución:

- Representante legal: CVE Proyecto Quince SpA.
- Representante legal: Compañía General de Electricidad S.A.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Transparencia Activa.
- Gabinete.
- División de Jurídica.
- Unidad de Sostenibilidad Energética.
- Oficina de Partes.



Caso:2037713 Acción:3897798 Documento:4476070

V°B° SSF/JSF/EFV/JCC/MH./NMM

27/27

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3897798&pd=4476070&pc=2037713>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl