



Procedimiento normativo de modificación de la Norma Técnica de

Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

Sesión N°6

16 de octubre 2024





Agenda

- › Asistencia del Comité
- › Presentación Coordinador Eléctrico Nacional
- › Antecedentes sobre congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal
- › Análisis Reglamentario
- › Discusión congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal
- › Respuestas a consulta de la quinta sesión de comité

Asistencia de Comité Consultivo Especial

Comité Consultivo Especial (RE CNE N°292/2024)

N°	Integrante Titular	Calidad u organización que representa, según corresponda
1	Claudio Castillo	Comisión Nacional de Energía
2	Francisca Aspé	Comisión Nacional de Energía
3	Rodrigo Quezada	Comisión Nacional de Energía
4	Julio Marcelo Clavijo Cabello	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
5	Jonathan Sebastián Salinas Freire	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
6	Sebastián Alejandro Arroyo Klein	Ministerio de Energía
7	Patricio Christian Valenzuela Vásquez	Coordinador Eléctrico Nacional
8	Felipe Guillermo Gallardo Osorio	Experto Técnico (ACERA)
9	Katherine Marie Hoelck Thjoernelund	Experta Técnica (CIGRE)
10	Darío Alejandro Morales Figueroa	Experto Técnico (ACESOL)
11	Andrés Alfonso Vicent San Severiano	Experto Técnico (Empresas Eléctricas A.G.)
12	Tomás Antal Fahrenkrog Borghero	Experto Técnico (APEMEC)
13	Ricardo Javier Bustos Salvagno	Experto Técnico (ACENOR)
14	Alfredo Alonso Gallegos González	Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas Limitada
15	David Andrés Chamorro González	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
16	Sebastián Eduardo Calderón Rosales	Chilquinta Distribución S.A.
17	José Manuel Rengifo Aróstegui	Compañía General de Electricidad S.A.
18	Sergio Esteban Arriagada Aguayo	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
19	Rodrigo Javier Barría Águila	Matrix Renewables Chile SpA
20	Sergio Antonio Díaz Cárcamo	DPP Holding Chile SpA
21	Sebastián Cristóbal Opazo Valenzuela	Sonnedix Chile Holding SpA
22	Rosana Alejandra Carrasco Vidal	Transelec S.A.

Presidente	Claudio Castillo
Secretario de Acta	Rodrigo Quezada



Presentación Coordinador Eléctrico Nacional

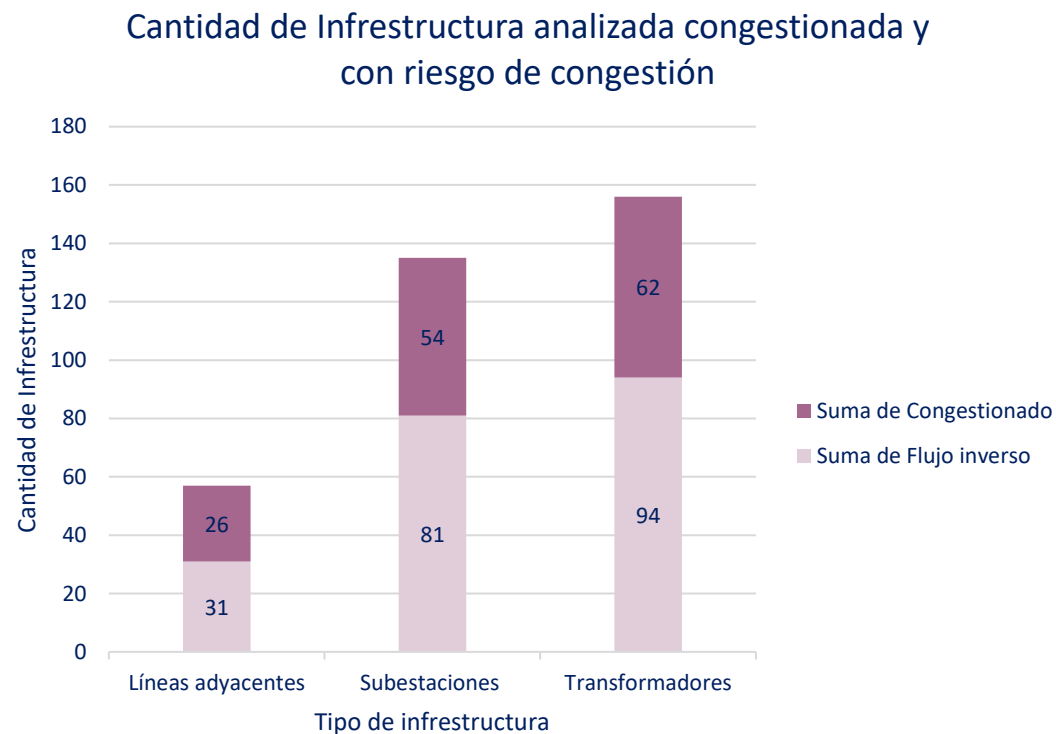
Antecedentes sobre congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal

Informe Final septiembre 2024

En relación a los antecedentes informados por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe final **“Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”**, actualizado en **septiembre del presente año**, destacamos lo siguiente:

Se analizaron 378 elementos de transmisión, entre ellos:

- ✓ 166 Transformadores
- ✓ 119 Subestaciones
- ✓ 93 Líneas adyacentes



Fuente: Informe de congestiones PMGD septiembre 2024-Coordinador Eléctrico Nacional

Informe Final septiembre 2024

En particular, en esta versión del informe **no se observa un aumento** en la cantidad de **subestaciones congestionadas**. Según el informe, esta tendencia se relaciona con las **acciones** que han **implementado** las **empresas distribuidoras**, específicamente con las **medidas de restricción de potencia** a las nuevas inyecciones de los PMGD, las que se estipulan en los Informes de Criterios de Conexión (ICC).

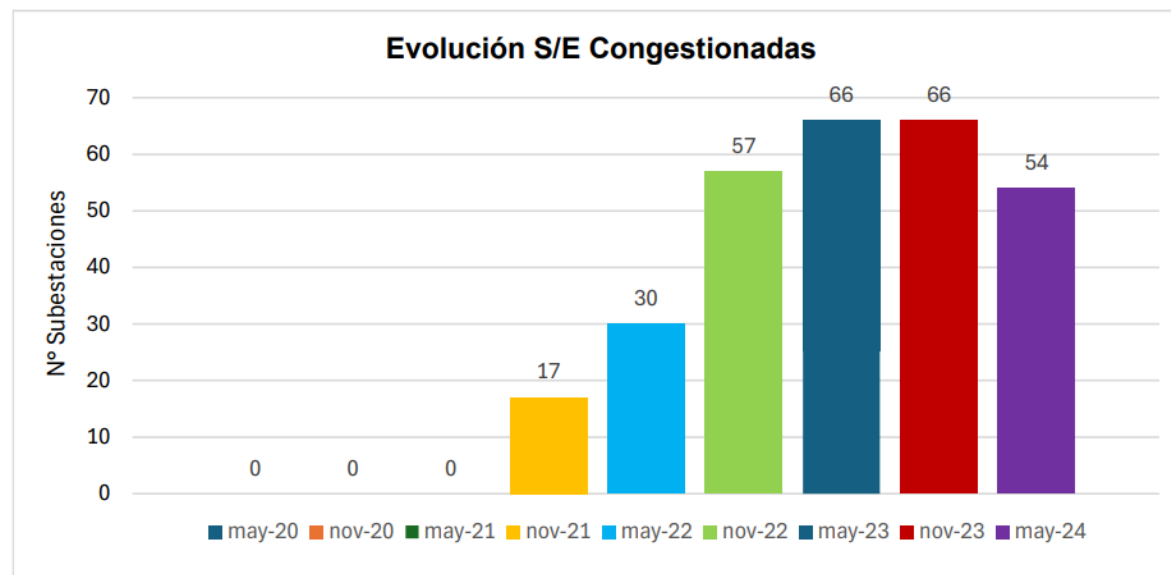


Gráfico 1-4: Evolución subestaciones congestionadas desde mayo 2020.

Fuente: Informe de congestiones PMGD septiembre 2024-Coordinador Eléctrico Nacional

Sin embargo, cabe destacar que de acuerdo a lo informado por el Coordinador en su actualización del informe final, el **38% de las subestaciones analizadas están congestionadas** y el **39% presenta riesgo de congestión**.

Análisis comparativo entre PMGD instalados y congestiones por región

En relación a la congestión provocada por inyección de PMGD por región, se observa que las zonas con mayor infraestructura congestionada son la **región de O'Higgins**, la **región del Biobío** y la **región de Maule**.

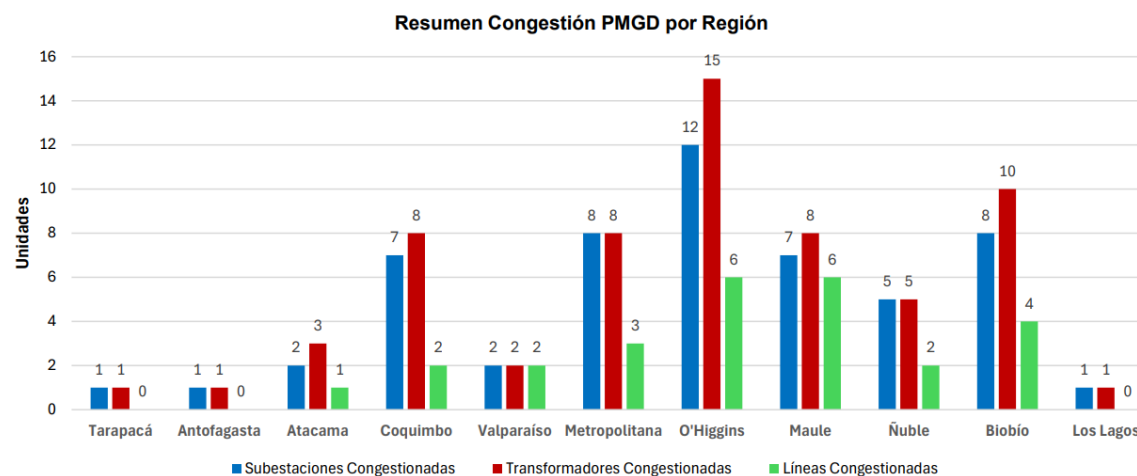
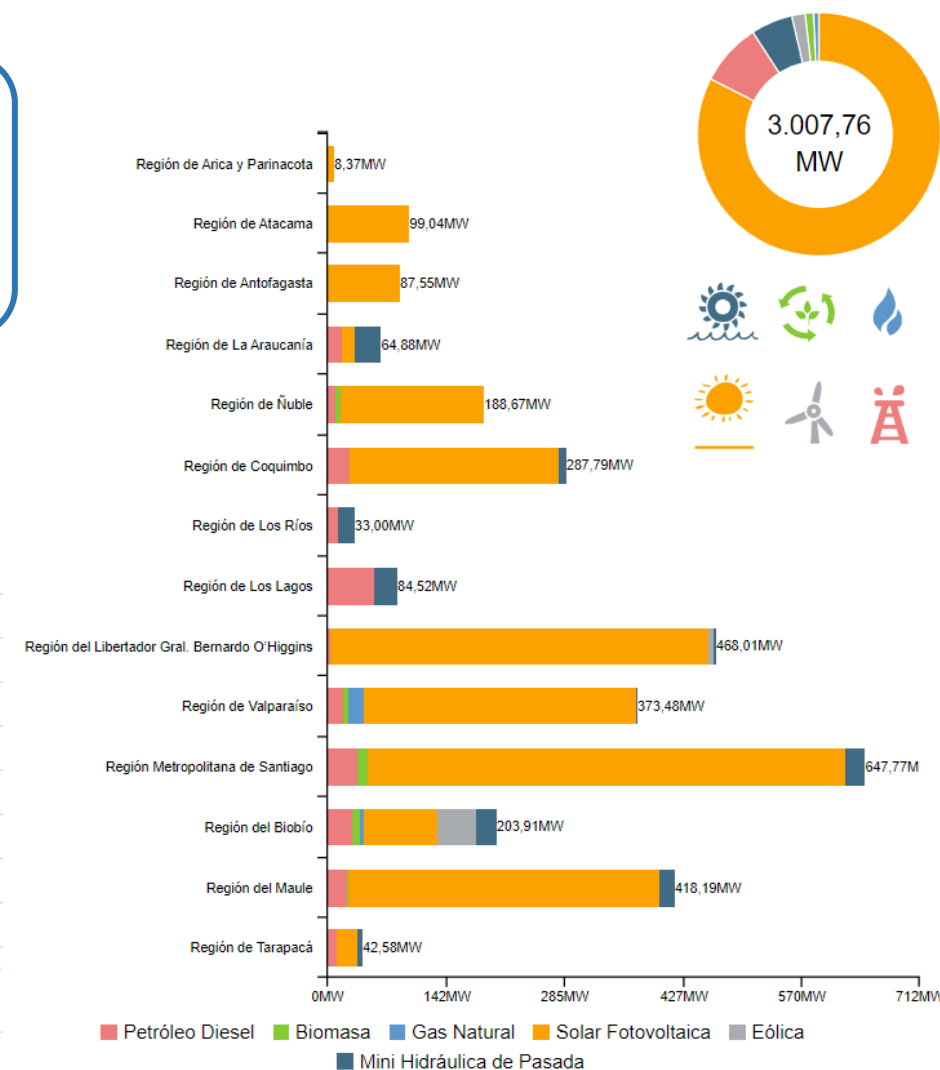


Gráfico 1-3: Resumen estudio PMGD por región.

Fuente: Informe de congestiones PMGD septiembre 2024-Coordinador Eléctrico Nacional



Fuente: Energía Abierta

Análisis Reglamentario

Análisis Reglamentario

Temática	Articulado	Texto
Detección de congestiones en el Estudio de flujo de potencia.	Artículo 63°, D.S. 88	En cuanto indica “[...] En caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión , deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador , junto con la copia del ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada . Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviarle una copia del respectivo ICC al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente. [...]”
Interacción entre PMGD y empresas distribuidoras.	Artículo 84°, D.S. 88	En cuanto indica “[...]Las Empresas Distribuidoras deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para la normal operación de un PMGD , considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO.[...]” y “[...]El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la Empresa Distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad el servicio de la red de distribución , en los tiempos y condiciones establecidas por la Empresa Distribuidora, en los procedimientos y metodologías señalados en el inciso anterior. ”



Análisis Reglamentario

Temática	Articulado	Texto
Coordinación entre el PMGD, la Empresa Distribuidora, Coordinador y propietario de la Subestación Primaria de Distribución.	Artículo 94°, D.S. 88	En cuanto indica: “Sin perjuicio de la calidad de Coordinado a la que hace referencia el artículo 72º-2 de la Ley y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la Empresa Distribuidora , en tanto que el Coordinador deberá coordinar con el propietario de la Subestación primaria de distribución el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente. Lo anterior no obsta a la facultad del Coordinador de requerir toda la información y medidas necesarias al propietario u operador de un PMGD en los términos establecidos en la normativa vigente , con el objeto de cumplir la adecuada coordinación del sistema eléctrico según lo establecido en el artículo 72º-1 de la Ley .[...], y [...] El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la Empresa Distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución , en los tiempos y condiciones establecidas por la Empresa Distribuidora, en los procedimientos y metodologías señalados en el inciso anterior.”



Análisis Reglamentario

Temática	Articulado	Texto
Detección de congestiones en los Estudios de conexión	Artículo 88°, D.S. 88	<p>En cuanto indica: “En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.</p> <p>En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente[...], “[...]El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la declaración en construcción respectiva.</p> <p>La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Ante dicha situación, el Coordinador deberá notificar al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima.”</p>

Análisis Reglamentario

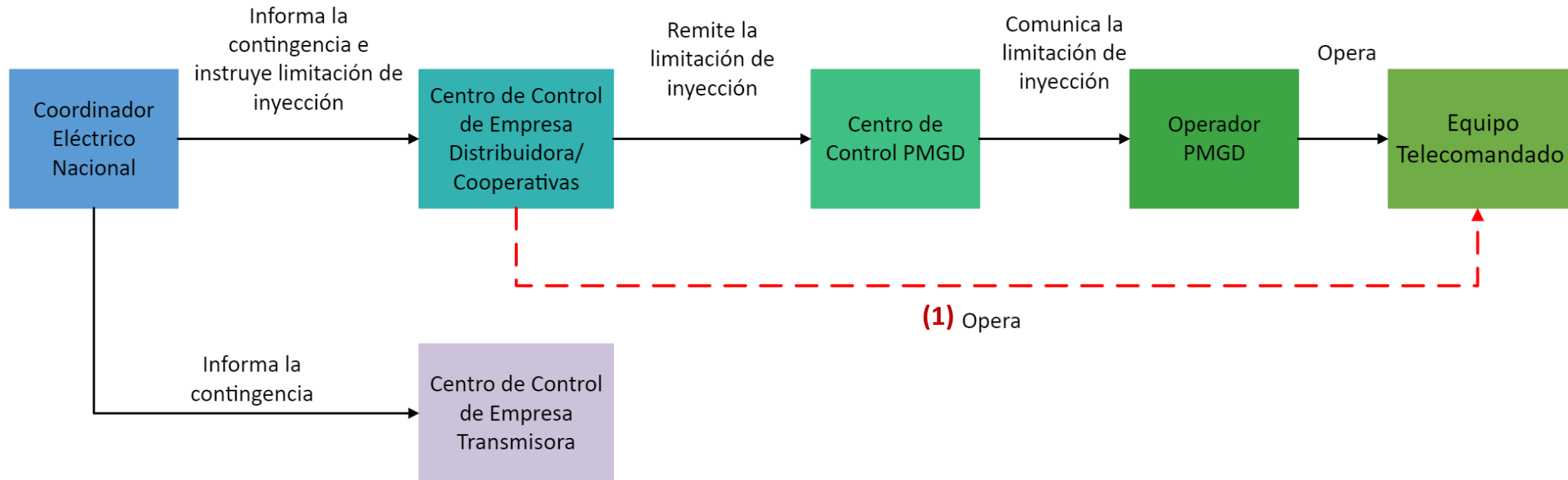
Temática	Articulado	Texto
Congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en el ámbito de la Operación	Artículo 102°, D.S. 88	<p>En cuanto indica: “Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.</p> <p>En el caso que sea necesario limitar las inyecciones que los PMGD puedan evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD, estableciendo un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMGD afectados, debiendo resultar esto en la operación de dichos PMGD a mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de la contingencia ocurrida[...]” y “[...] En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.”</p>



Congestion en el Sistema de Transmisión Zonal

Esquema de interacción propuesto ante congestiones

En esta lámina se aborda un esquema propuesto para la **interacción entre el Coordinador Eléctrico Nacional, las Empresas Transmisoras, las Empresas Distribuidoras y el PMGD**, ante **congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal**. El esquema propuesto es el siguiente:



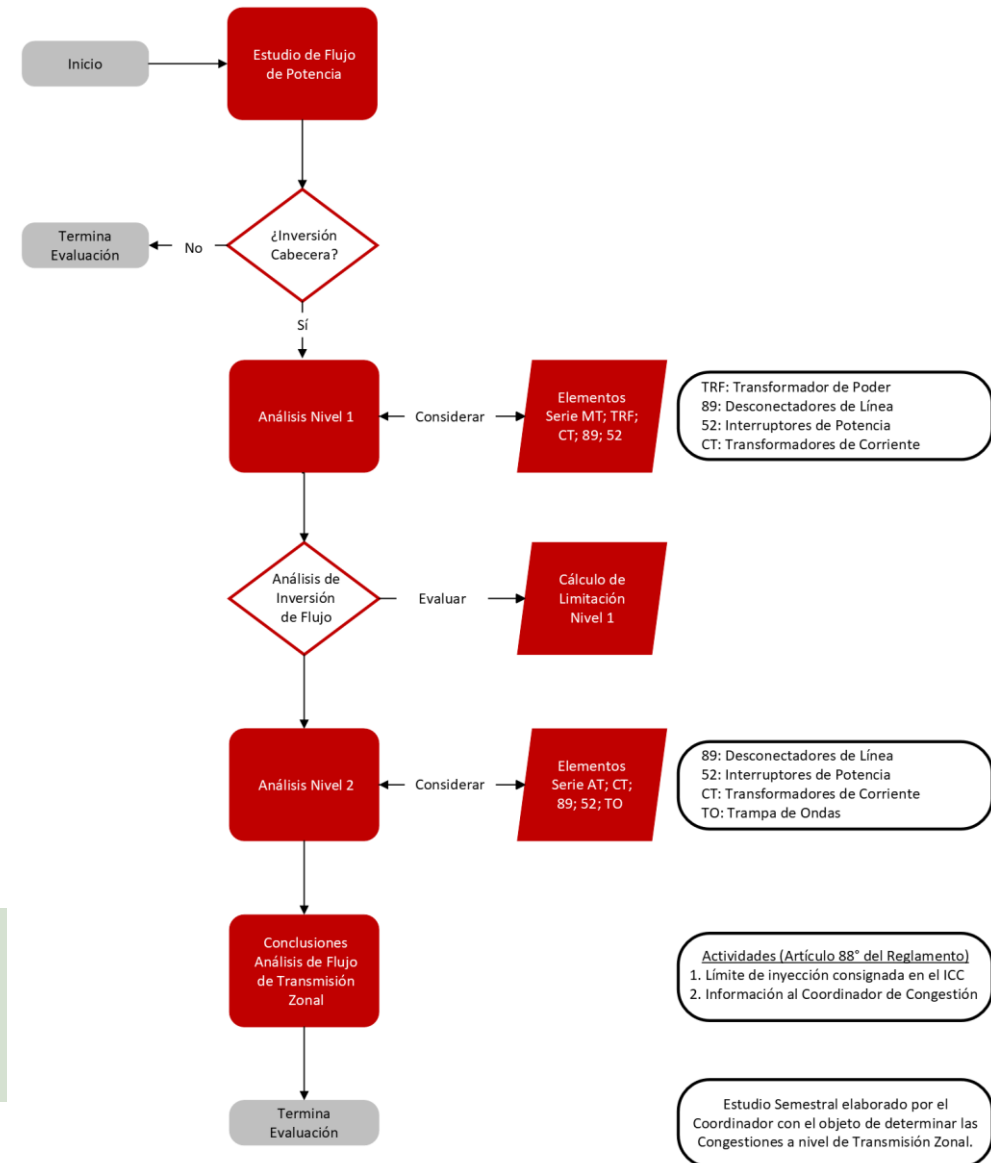
(1) Esta acción ocurre siempre y cuando exista algún **inconveniente** en la **comunicación** entre el **Centro de Control PMGD** y el **Operador PMGD** o ante algún **incumplimiento** de las **instrucciones** emitidas por la **empresa distribuidora**. Estas situaciones **dificultan** la **operación** del **equipo telecomandado** y podrían poner en **riesgo** la **seguridad y calidad del servicio** en las redes de distribución. Con todo, la **Empresa Distribuidora** deberá llevar un **registro de las acciones**.

1. Congestion en el Sistema de Transmisión Zonal en los Estudios de Conexión

Lineamientos conceptuales para los estudios de conexión

El **Artículo 3-32** de la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD, aborda el **análisis del del Sistema de Transmisión Zonal** en relación con la **inyección de energía de los PMGD**. Este artículo establece los **procedimientos y criterios de cálculo** necesarios para **definir el impacto** de dichas **inyecciones en el Sistema de Transmisión Zonal**, especialmente en lo que respecta a **posibles congestiones**. En caso de **identificarse posibles congestiones**, se debe **establecer una limitación de inyección** que deberá quedar consignada en el ICC.

En este contexto, se plantea a los integrantes del Comité: **¿están de acuerdo con esta metodología o consideran que requiere ajustes?**



2. Estudio semestral de congestiones (Artículo 3-45)

Lineamientos conceptuales para el Estudio semestral de congestiones

La reglamentación vigente establece las consideraciones que debe incluir el **estudio semestral de congestiones elaborado por el Coordinador**. En particular, en el **Artículo 88° del Reglamento**, señala lo siguiente:

“[...]El **Coordinador** deberá **elaborar semestralmente**, y mientras **se mantenga la congestión**, un estudio para **ratificar** si efectivamente **existirán dichas congestiones**, de acuerdo con el **grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal**, los **niveles de demanda proyectados** y el **grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados**; debiendo considerar como **fecha estimada de conexión** la **incluida en la declaración en construcción respectiva**. El estudio deberá ser **elaborado en conformidad a los requerimientos establecidos** en la **normativa vigente** y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador.[...]”

Conforme a lo mencionado anteriormente, se observa que **existe margen reglamentario** para añadir **mayor detalle a dicho análisis**. Estas exigencias, junto con otros elementos, podrían ser formalizadas en la normativa

Se propone **incluir en el cálculo**, la **generación de los PMG** y de **otros generadores** que puedan **contribuir a las congestiones en el sistema de transmisión zonal**. Eventualmente, incorporar esta modificación normativa podría desvincular el análisis del Artículo 3-32 con el señalado en el Artículo 3-45 de la norma técnica vigente.

3. Tratamiento de Coordinación y Operación ante contingencias

Los **Artículos 88° y 102° del Reglamento** establecen aquellos **asuntos** que deben ser considerados en la **operación de los PMGD**. El **primero** trata sobre la **limitación de la capacidad de inyección máxima**, como **restricción operativa**, y el **segundo**, sobre **cómo se deben prorratear las inyecciones de los PMGD** aguas abajo del sistema de transmisión cuando dichas **inyecciones pongan en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico**.

El **Coordinador**, en el ámbito de sus facultades, deberá, en principio, **detectar la contingencia e identificar que esta es producida por los PMGD** que inyectan a la subestación primaria a través de los alimentadores de la Empresa Distribuidora. Luego, **tomar las medidas** a que se refiere el **Artículo 102°** de Reglamento u otras que, en el ámbito de la regulación vigente, estime conveniente.

En consecuencia, se propone **ajustar la NTCO PMGD** en cuanto a **establecer disposiciones que permitan una adecuada operación** del sistema cuando se presente una **condición de inseguridad producto de la inyección de los PMGD en el sistema de transmisión**.



3. Tratamiento de Coordinación y Operación ante contingencias

Lineamientos conceptuales para la Coordinación y Operación ante contingencias:

Para lo anterior se proponen los siguientes lineamientos conceptuales mínimos:

- ✓ Mientras el **PMGD** se encuentre en **régimen de Autodespacho**, el **operador del PMGD** deberá estar en **todo momento disponible** para seguir las **instrucciones del Coordinador o de la Empresa Distribuidora**, a efectos de **disminuir la generación para evitar eventuales contingencias**.
- ✓ El **Coordinador o la Empresa Distribuidora** deberán **mantener los datos actualizados y un canal de comunicación con el operador del PMGD**. El **Coordinador**, de ser necesario, le notificará las consignas de generación a **mantener durante un periodo de tiempo**. Sin perjuicio de lo anterior, el **Coordinador podría dar instrucciones al PMGD mediante la Empresa Distribuidora** a efectos de que esta última remita la situación de **limitación de inyección**. La **Distribuidora en este contexto puede monitorear la inyección del PMGD y, eventualmente, operar el reconectador o interruptor de acoplamiento cuando las acciones en cuestión pongan en riesgo la Seguridad y Calidad de Servicio de Distribución**.
- ✓ En caso de que por **motivo de limitación de inyección el Coordinador instruya al PMGD mediante la Empresa Distribuidora**, esta última **deberá realizar una bitácora** en donde se **registren todas las instrucciones** para realizar dicha limitación de inyección.
- ✓ Los **PMGD** deberán **informar al Coordinador rangos de operación de desprendimientos de generación**, en algunos casos puede ser **lineal en otros escalonado**. A efectos de **aplicar la prorrata**, se asimilará al **escalón inferior informado**.



3. Tratamiento de Coordinación y Operación ante contingencias

Lineamientos conceptuales para la Coordinación y Operación ante contingencias:

- ✓ Los PMGD deben acatar en **todo momento** las instrucciones del **Coordinador y la Empresa Distribuidora**.
- ✓ El Coordinador puede preestablecer el **orden de mérito de los PMGD** por cada subestación primaria, incluyendo **como se asignaría las prorratas**.
- ✓ El **Capítulo 7 del Reglamento de Coordinación y Operación** exige a los **Coordinados**, y por tanto también a los **PMGD**, que **deban asegurar** que sus instalaciones sean operadas mediante **centros de control** en **tiempo real** a fin de **cumplir las instrucciones del Coordinador** y proporcionar toda la **información necesaria** para la **adecuada operación del sistema**. Dichos **centros de control podrán ser comunes para más de un coordinado**, de manera de **operar simultáneamente** sus instalaciones.



3. Tratamiento de Coordinación y Operación ante contingencias

El **Anexo Técnico: Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SISTR** vigente establece lo siguiente respecto al monitoreo de los PMGD:

- ✓ El **Artículo 9 del AT SISTR** señala que **aquellos PMGD que deban incorporarse al SISTR, tendrán que implementar un enlace hacia el sistema de comunicación de la Empresa Distribuidora correspondiente**, de manera que el envío de las señales del PMGD hacia el SISTR del Coordinador se realice **mediante el enlace de comunicación entre la Empresa Distribuidora y el Coordinador**. Lo anterior, en **concordancia** con lo establecido en el **Artículo 2°** del mismo anexo.
- ✓ Es importante destacar que, para los **nuevos PMGD**, la conexión al SISTR del Coordinador **podría** ser una **condición necesaria durante la etapa de puesta en servicio**. En el caso de los **PMGD que ya están en operación**, el **Coordinador podría requerir la implementación** de dicho sistema en los plazos y condiciones que se especificarían en un artículo transitorio



- ✓ Considerando lo anterior, estimamos pertinente que dicho **enlace sea comunicado directamente al SISTR del Coordinador**, toda vez que, las **Empresas Distribuidoras** en algunos casos **carecen de tales sistemas por no ser una exigencia normativa**.
- ✓ Asimismo, se debe tener en cuenta que **la implementación de lo señalado en el primer punto queda sujeto al análisis del Coordinador** en cuanto a que las instalaciones del PMGD no causen impacto alguno en la seguridad y calidad de servicio del Sistema Interconectado.

Discusión del Comité

1. ¿Qué otras consideraciones incorporarían al análisis de impacto en la transmisión zonal en los estudios de conexión?
2. De acuerdo con la regulación actual, ¿La empresa distribuidora está facultada para limitar las inyecciones de los PMGD ante congestiones?
3. ¿Qué otras consideraciones incorporarían al estudio semestral sobre congestiones que elabora el Coordinador?
4. ¿Es exigible normativamente que el Coordinador informe sobre las congestiones en el Sistema de Transmisión zonal a la Empresa Transmisora? ¿En qué mejoraría esto la operación ante congestiones?
5. ¿Cuántos PMGD de su propiedad o zona de concesión se encuentran operados por un centro de control y están comunicado en tiempo real al Coordinador? (Artículo 2 y 9 del AT SITR)





¡Muchas Gracias!

Oficina de Partes < > Recepción