
ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 2024

Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Versión de documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	08-05-2024	Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar	Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G. Rodrigo Espinoza V.

Observaciones de Transelec

- 1) TER ANDINA U1 - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 206,3 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 167 MVA (diferencia del 24%).

Corregir/Validar valor nominal de potencia dada su incidencia en la contabilización de inercia (MVAs).

Respuesta 1:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 2) TER HORNITOS U1 - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 206,3 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 167 MVA (diferencia del 24%).

Corregir/Validar valor nominal de potencia dada su incidencia en la contabilización de inercia (MVAs).

Respuesta 2:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 3) TER KELAR CC1-TG1 - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 225 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 195,56 MVA (diferencia del 15%).

Corregir/Validar valor nominal de potencia dada su incidencia en la contabilización de inercia (MVAs).

Respuesta 3:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 4) TER KELAR CC1-TG2 - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 225 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 195,56 MVA (diferencia del 15%).

Respuesta 4:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 5) TER MEJILLONES CTM1 - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 176,5 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 187,8 MVA (diferencia del -6%).

Corregir/Validar valor nominal de potencia dada su incidencia en la contabilización de inercia (MVAs).

Respuesta 5:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 6) TER TOCOPILLA U16-TG-TV - En Tabla 5.2 de ERST, como también, en bases DIgSILENT, se señala potencia nominal de la unidad de 500 MVA, mientras que lo declarado por infotécnica para la misma unidad es de 357,49 MVA (diferencia del 40%).

Corregir/Validar valor nominal de potencia dada su incidencia en la contabilización de inercia (MVAs).

Respuesta 6:

El valor correcto de la potencia aparente de la unidad es el indicado en el informe e incluido en las bases de datos DIgSILENT utilizadas en el estudio, como se puede comprobar con el documento anexo del diagrama P-Q de la unidad que se incluye en el sistema de Infotécnica. El valor "Potencia aparente máxima" ingresado en la ficha de la unidad en Infotécnica no se encuentra validado y esto ha sido informado al departamento de Activos e Información Técnica para su revisión. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 7) Línea 2x220kV Ana María – Lagunas - En la Tabla 1.1 en la columna "Limitación Tramo [MVA]" se indica para la línea 2x220kV Ana María - Lagunas que su límite es de 294 MVA, lo que corresponde a 771 Amperes, esto difiere de los 885 Amperes indicados en Infotécnica.

Corregir/Validar limitación del tramo basado en los parámetros informados y corroborados en infotécnica.

Respuesta 7:

Las capacidades térmicas consideradas en el estudio para las líneas de transmisión son las que se encuentran declaradas en el sistema de Infotécnica, en las fichas técnicas de límites térmicos de estas instalaciones. El detalle de dichas capacidades se presenta en los anexos del informe. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 8) Línea 2x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico - En la Tabla 1.2 en la columna "Limitación Tramo [MVA]" se indica para la línea 2x500kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico que su límite más bajo es de 1915 MVA, lo que corresponde a 2211 Amperes, valor que se encuentra por sobre los 1963 Amperes de límite térmico permanente del conductor a 25°C informado en infotécnica.

Corregir/Validar limitación del tramo basado en los parámetros informados y corroborados en infotécnica.

Respuesta 8:

Las capacidades térmicas consideradas en el estudio para las líneas de transmisión son las que se encuentran declaradas en el sistema de Infotécnica, en las fichas técnicas de límites térmicos de estas instalaciones. El detalle de dichas capacidades se presenta en los anexos del informe. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 9) Línea 2x500kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar - En la Tabla 1.2 en la columna "Limitación Tramo [MVA]" se indica para la línea 2x500kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar que su límite es de 2210 MVA, lo que corresponde a 2551 Amperes, valor que se encuentra por sobre los 1963 Amperes de límite térmico permanente del conductor a 25°C informado en infotécnica.

Corregir/Validar limitación del tramo basado en los parámetros informados y corroborados en infotécnica.

Respuesta 9:

Las capacidades térmicas consideradas en el estudio para las líneas de transmisión son las que se encuentran declaradas en el sistema de Infotécnica, en las fichas técnicas de límites térmicos de estas instalaciones. El detalle de dichas capacidades se presenta en los anexos del informe. Cabe señalar que el ingreso y actualización de la información contenida en el sistema de Infotécnica es de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones.

- 10) Documento ERST con errores de referencias - En páginas 33, 60, 93 y 158 del informe preliminar hay errores de referencia que dificultan el seguimiento de la información.

Corregir.

Respuesta 10:

Se corrige en el Informe Final.

Observaciones de AES Andes

- 1) En el estudio, se indican los requerimientos mínimos de inercia en el sistema del norte grande, cuando existe 2 unidades de Guacolda en servicio y cuando todas las unidades de Guacolda están fuera de servicio. Sin embargo, no se hace referencia a los requerimientos mínimos de inercia cuando hay sólo una unidad de Guacolda en servicio (condición que se ha dado en varias oportunidades durante la operación real).

Se solicita indicar, explícitamente, cuáles son los requerimientos de inercia en el sistema del norte grande, cuando existe sólo una unidad de Guacolda en servicio.

Respuesta 1:

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios críticos de operación representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso. Además, cabe señalar que las sensibilidades que se analizan en el estudio tienen por objeto determinar el efecto que tienen algunos elementos sobre las restricciones con las que debe operar el sistema.

- 2) En el estudio, se indica que las inercias mínimas recomendadas para la condición de día no garantizan cumplir con el nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que se considera en operación real, por lo cual se aplicarían restricciones a generación ERV en algunas áreas específicas de la zona norte con el fin de cumplir con dicho requerimiento. Por otro lado, no se muestra la metodología de cálculo del índice.

Se solicita incluir metodología de cálculo del índice de fortaleza de la red; adicionalmente, se solicita incluir cuales son las zonas (y que centrales afectaría) donde no se cumple con el nivel mínimo de fortaleza de la red con las restricciones que se aplicarían a las centrales involucradas.

Respuesta 2:

El índice de fortaleza de la red que se menciona en el informe (ESCR) constituye un índice referencial que se considera sólo para el monitoreo de la fortaleza de la red en la operación real y hasta la fecha no se ha utilizado como criterio para aplicar restricciones a la generación. En el caso de que se corrobore mediante simulaciones dinámicas que existen problemas de estabilidad en condiciones de red débil (ESCR en torno a 1.5), se analizarán las medidas de mitigación, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV.

En línea con lo anterior, en el Informe Final, tanto en el Resumen Ejecutivo, como en el Punto 5.2.2 y las Conclusiones, se precisa el texto del párrafo sobre el cumplimiento del índice de fortaleza mínimo:

“Se hace notar que las inercias mínimas recomendadas para condiciones de día no garantizan cumplir con la recomendación de nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que es actualmente monitoreado en la operación en tiempo real (índice ESCR ≥ 1.5), el que se realiza para todas las barras con una concentración relevante de generación ERV. En el caso que se determine, mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que dicho nivel mínimo de ESCR se corresponde con un riesgo para la operación estable del SEN, se analizarán las medidas de mitigación para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV en los nodos más débiles de las zonas Norte Grande y Norte Chico.”

Notar que precisamente a partir de las simulaciones dinámicas realizadas en este ERST, se ha procurado definir los niveles de inercia tales que las restricciones de transmisión calculadas propendan a la operación segura y estable del SEN.

La fórmula de cálculo del índice ESCR se presenta en el Punto 3.1.1 (página 11) del informe “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025”, de agosto 2022, que se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador, en la dirección: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudio-definicion-de-requerimientos-de-fortaleza-de-la-red-al-ano-2025-digsilent-power-factory/>.

Por último, de acuerdo con los escenarios simulados en el estudio, se prevén índices ESCR cercanos al valor mínimo de 1.5 utilizado como referencia, en la zona Norte Chico, de la S/E Cardones al norte, y en la zona Norte Grande, de la S/E Lagunas al norte.

- 3) En el estudio, se indica que las nuevas restricciones aplicarán una vez entren en servicio las líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres. Al respecto, no se especifica que pasará con las restricciones impuestas en caso de que, estando las líneas en operación, se produzcan fallas en ellas o bien sean desconectadas por realización de Mantenimientos Mayores.

Se solicita indicar cuáles serán las restricciones (particularmente de inercia en el norte) en caso de falla o desconexiones programadas en alguna de las líneas en cuestión.

Respuesta 3:

En el estudio se evalúan las contingencias más críticas, que en la zona norte corresponden a fallas en los tramos de mayor longitud del sistema de 500 kV y a la desconexión intempestiva de la unidad U16. Además, sólo se analizan condiciones normales de operación del sistema de transmisión, es decir, no se consideran condiciones de indisponibilidad de elementos por mantenimiento o falla. Si estas condiciones especiales de operación requieren un análisis específico, este es abordado mediante y análisis y/o minutas específicas de operación que el Coordinador realiza y publica oportunamente.

- 4) La inercia indicada para la central IEM (2413 MVAs), no coincide con la indicada en el Anexo A del informe de SSCC y lo utilizado en la Programación Diaria.

Se solicita corregir la inercia de la central IEM de acuerdo con lo indicado en el Anexo A del informe de SSCC (2011 MVAs).

Respuesta 4:

La inercia indicada en el informe se calculó a partir de los valores de potencia aparente y constante de inercia H incluidos en la base de datos DlgSILENT utilizada. La diferencia con el valor indicado en el Informe de SSCC (En Anexo G del Informe de SSCC de septiembre 2023) está en el valor de la constante H. En el Informe de SSCC se indica un valor de 4.55 s, mientras que el valor de la base de datos DlgSILENT es de 5.46 s. Este último coincide aproximadamente con el valor indicado en el documento anexo "Unidad Generadora_Calculo H y GD2_V2.pdf" disponible en el sistema de Infotécnica para la unidad IEM (5.467 s). Se hace notar que el valor de la constante H ingresado en la ficha de la unidad en el sistema de Infotécnica (6.435 s) está calculado respecto de la potencia nominal del generador (375.7 MW), no de la potencia aparente (442 MVA), y al hacer la transformación de base, también coincide aproximadamente con el valor indicado en el documento anexo.

Se corregirá el valor indicado en el anexo del Informe de SSCC y el valor utilizado en la Programación Diaria.

- 5) A lo largo del estudio, se hace referencia a "demanda alta", "media" o "baja" o a la hidrología utilizada. Sin embargo, con el fin de evitar confusiones, se solicita incluir una tabla resumen donde se indique los valores o rangos de demanda definidos como alta, media y baja y los años hidrológicos utilizados.

Incluir una tabla resumen donde se indique los valores o rangos de demanda definidos como alta, media y baja y los años hidrológicos utilizados, particularmente para aquellas restricciones donde se depende del nivel de demanda o hidrología.

Respuesta 5:

En el Informe Final, en el Resumen Ejecutivo, se precisan los rangos de demanda e hidrologías considerados, modificando los textos que se muestran subrayados a continuación:

"Los escenarios base para el desarrollo del estudio consideran lo siguiente:

- Las ampliaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definidas para el periodo comprendido entre julio de 2023 y diciembre de 2024 (Res. Ex. CNE junio 2023).*
- Demandas altas del SEN del orden de 11000 a 12000 MW y demandas bajas del orden de 7000 a 8000 MW.*
- Despachos de generación correspondientes a escenarios de demanda alta, media y baja con hidrologías media y seca (años hidrológicos con probabilidades de excedencia de energía afluyente de 50% y 90%, respectivamente), los cuales se utilizan sólo como escenarios iniciales referenciales y que pueden ser modificados con motivo de obtener las máximas transferencias por el sistema de transmisión.*
- Todas las compensaciones series (CCSS) de las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en servicio."*

Además, se ajusta la redacción del párrafo del punto 4.2.5 "Demanda y Despachos de Generación" de acuerdo con las modificaciones indicadas anteriormente.

- 6) En el estudio, se indica "se determinó que para condiciones de demanda baja se requieren de al menos un ciclo combinado conectado en S/E San Luis o las dos unidades vapor carbón conectadas en la S/E Nueva Ventanas 220 kV.". Sin embargo, no se explicita cual es el valor de demanda baja considerado.

En línea con la observación anterior, se solicita explicitar los valores o rangos de demanda a los cuales la restricción indicada se activa.

Respuesta 6:

El escenario utilizado para determinar el mínimo unidades sincrónicas en la zona centro, considera una demanda baja de 8300 MW, lo cual se menciona en el enunciado del caso B de la zona Norte Chico.

Sin perjuicio de lo anterior, las restricciones de ciclos combinados despachados mínimos se debe cumplir para toda demanda que el SEN presente. Sin embargo, para efectos del estudio, el ejercicio se desarrolla en demandas baja dado que solo bajo esta condición en operación real es posible que se presente una disminución en la inercia de la zona centro hasta el mínimo determinado en el presente estudio, con altas transferencias hacia la zona Norte.

- 7) En la subsección 4.2.7 se presentan una serie de gráficos que se utilizan para definir los escenarios de estudio de las zonas Norte Grande y Norte Chico, sin embargo, no se realiza ningún análisis ni se obtienen conclusiones de los gráficos presentados.

Se solicita incorporar las principales conclusiones de los gráficos mostrados, ya que desde ellos se definen los casos a analizar.

Respuesta 7:

En cada caso analizado de las zonas Norte Grande y Norte Chico se indica cómo se define la condición de operación base considerada a partir de los gráficos presentados en el Punto 4.2.7.

- 8) En el estudio, en muchas oportunidades se menciona que el límite de transferencia de la LT 500kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico es un valor mayor a 2000 MVA (llegando incluso a 2220 MVA). Sin embargo, en la operación real, este flujo queda determinado por la cantidad de ciclos combinados en la zona centro, pero no excede de los 2000 MVA de acuerdo a la Minuta de Operación 02-2021.x

Se solicita aclarar por qué se consideran valores mayores a 2000 MVA como límite de transferencia en la LT Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. Adicionalmente, se solicita indicar si se hace necesaria una actualización de la Minuta de Operación 02-2021 debido a la antigüedad de esta y se solicita indicar si el máximo flujo por la LT Nueva Pan de Azúcar - Polpaico queda determinado sólo por la cantidad de ciclos combinados de la zona centro o bien si otra unidad sincrónica al sur de S/E Polpaico podría reemplazar a un ciclo combinado bajo esta restricción.

Respuesta 8:

Como se indica en las notas (4) de la Tabla 1.2 y (3) de la Tabla 5.55, el límite de 2000 MVA que se considera actualmente en la operación real está medido en la S/E Polpaico y es válido para la topología sin las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes

220 kV en S/E Nueva Los Pelambres. Este límite obedece a la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC del extremo Polpaico (2078 MVA).

Con las nuevas líneas de 220 kV mencionadas, aumenta la redistribución del flujo por el sistema de 220 kV ante la falla de un circuito de 500 kV, por lo que se puede exceder los 2000 MVA sin riesgo de sobrecargar los TTCC de la S/E Polpaico. Con dicho cambio topológico quedará obsoleta la minuta de operación mencionada en la observación.

Con respecto a la dependencia del límite del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV del despacho de unidades sincrónicas, las unidades que tienen el mayor efecto en dicho límite son las que se conectan en la zona centro, entre las SS/EE Nogales y Alto Jahuel, y en segundo lugar las de Central Guacolda.

- 9) En la tabla de resumen de contingencias de la página 56, para el caso del Norte Grande, hay una discrepancia en cuanto a las unidades de Ciclo Combinado que se mencionan en la página 61. En la tabla, se indican 5 CC y en la página 61 se menciona que el análisis se hizo con 4 CC.

Se solicita corregir donde corresponda.

Respuesta 9:

Efectivamente, se indica en la página 61 que el escenario cuenta con 4 CC de la Subestación San Luis. En el informe final se añade en el texto en cuestión que adicionalmente se cuenta con la unidad de ciclo combinado de Nueva Renca en el Caso A1, para aclarar la discrepancia observada con la tabla resumen de contingencias.

- 10) Para los casos de estudio asociados a la inercia del Norte Grande y Norte Chico, se consideraron como base el despacho conjunto, según sea el caso, de las centrales Guacolda, San Isidro 1, San Isidro 2, Nehuenco 1, Nehuenco 2, Nueva Renca, Nueva Ventana o Campiche. Sin embargo, cuando se indican las conclusiones de los distintos casos, se establecen restricciones de inercia sujetas sólo al número de unidades de Guacolda en servicio, sin indicar restricción a las centrales de la zona centro.

Se solicita explicitar si las restricciones de inercia mínima en la zona norte dependen sólo de las unidades de Guacolda o existen casos donde también se dependerá de las unidades térmicas de la zona centro.

Respuesta 10:

Los requerimientos de inercia mínima del Norte Grande se determinaron para las condiciones más desfavorables previstas de despacho de las unidades sincrónicas de la zona centro-norte. Las unidades de Guacolda tienen un mayor efecto sobre los requerimientos de inercia del Norte Grande que las unidades de la zona centro, por lo cual se analizaron dos casos de despacho, pero siempre en el rango de lo más desfavorable. Cabe señalar que en el caso de día de la zona Norte Grande (Caso B) se analizó una sensibilidad considerando todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio, y se puede apreciar que, ajustando la transferencia por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV al límite de transmisión determinado para esta condición (1915 MW), no empeoran los resultados respecto del Caso Base, por lo cual se recomienda mantener el requerimiento de inercia (9 GVAs).

11) En el estudio, no se hace referencia a límites dados por transformadores de poder. A modo de ejemplo, en la operación real se ha dado el control de transferencia en los transformadores de S/E Kimal, el cual está determinado, de acuerdo a información obtenida a través del CDC, por redistribuciones de flujo ante una pérdida de unos de los circuitos de la LT 2x500kV Kimal - Changos. Cabe destacar que en el Estudio se indica que el límite es 2375 MVA para dicho tramo, siendo que, en operación real, el flujo por la línea y los transformadores asociados es considerablemente menor.

Se solicita incluir en el estudio todas las restricciones dadas por los transformadores de poder, especialmente los que pertenecen al sistema de 500kV.

Respuesta 11:

En el estudio se analizan las restricciones de las líneas de transmisión, incluyendo los equipos en serie que puedan establecer alguna restricción, como por ejemplo transformadores de poder, como se puede apreciar en las tablas resumen de las zonas Centro Sur 500 kV, Centro Sur 220 kV, Centro Sur 154 kV y Concepción.

Con respecto a la limitación impuesta por los transformadores de 500/220 kV de la S/E Kimal, se acoge la observación, incluyendo en el Informe Final la capacidad de dichos transformadores en el anexo de capacidades térmicas de la zona Norte Grande y como "Capacidad Otros Equipos Serie" del tramo Kimal – Los Changos 500 kV en las tablas resumen de dicha zona (Tablas 1.1 y 5.18). Como limitación de este tramo se indica el límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona del Desierto de Atacama. Este límite corresponde a la capacidad nominal de los transformadores (750 MVA), ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante períodos inferiores o del orden de 1 hora. Se incluye una nota al pie de las tablas resumen con la explicación anterior, e indicando además la transferencia máxima total por ambos transformadores que se considera en la operación real durante las horas de noche y para transferencias en el sentido de 500 kV a 220 kV. Por último, en las tablas de factores de redistribución de la zona Norte Grande, para escenarios de día y de noche (Anexo 7.11.1), se agregan los factores de redistribución correspondientes a la contingencia de un transformador 500/220 kV de S/E Kimal.

12) En el estudio, no se encuentran referencias a exigencias mínimas en la inercia sistémica. A su vez, se hace mención del "eje inercial" del sistema, sin indicar a qué punto corresponde.

Se solicita indicar si es que existen requerimientos mínimos de inercia sistémica, indicando los respaldos necesarios para dicho valor. A su vez, se solicita indicar qué punto corresponde al "eje inercial" del sistema.

Respuesta 12:

El requerimiento mínimo de inercia sistémica se determina en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, y actualmente es de 16.5 GVAs post contingencia y 19.9 GVAs pre contingencia, considerando la contingencia de la desconexión del ciclo combinado San Isidro II despachado con 397.7 MW.

El eje inercial depende de cada escenario de despacho y se calcula según la fórmula indicada en la definición de "Eje Inercial" que se incluye en el Artículo 1-7 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS). En el estudio se calcula el ángulo de dicho eje para el instante de la simulación en que se produce la mayor diferencia entre los ángulos de las unidades sincrónicas, verificando así que las máximas excursiones angulares de las unidades respecto de este eje no excedan los 120°, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-43 de la NT de SyCS.

- 13) En la Tabla 1.1 no se especifica cuales tramos consideran una temperatura ambiente de 35 °C. (Pág. 15).

Se solicita indicar aquellas líneas que se consideraron con temperatura ambiente de 35°C

Respuesta 13:

Se acoge la observación y se incorpora en el Informe Final.

- 14) En la Tabla 1.4, en los tramos Charrúa – Entre Ríos 500 kV y Ancoa - Alto Jahuel no coinciden los valores con las tablas presentadas en el desarrollo del informe.

Se solicita corregir donde corresponda.

Respuesta 14:

En la Tabla 1.4 sólo corresponde corregir las limitaciones de los tramos Charrúa – Ancoa 500 kV L3 y Charrúa – Entre Ríos 500 kV L1/L2 conforme a la tabla 5.59. No obstante, en las figuras 1.8 y 1.9 se pueden observar los valores correctos. Se corrige en el Informe Final.

- 15) En la Tabla 1.5 (Pág 31), falta agregar restricciones que se muestran en la Tabla 5.64. (Pág 167).

Incorporar todas las restricciones de la Tabla 5.64 en la Tabla 1.5.

Respuesta 15:

En la Tabla 1.5 se incluyen todas las limitaciones que se presentan en la Tabla 5.64. Se hace notar que la Tabla 1.5 comienza en la página 30.

- 16) En la página 33 (consideración (3)) y en la página 93 hay errores de referencia. Se solicita corregir donde corresponda.

Se solicita corregir la referencia.

Respuesta 16:

Se corrige en el Informe Final.

- 17) En las tablas 5.4, 5.5 y 5.6, se hace referencia a indicaciones (1) y (2), mientras que las consideraciones al pie de cada tabla indican (3) y (4).

Se solicita corregir la referencia.

Respuesta 17:

Se corrige en el Informe Final.

18) En la página 188 no se completa una oración, “Las limitaciones térmicas por conductor y TTCC se encuentran en el ...”.

Se solicita completar la frase.

Respuesta 18:

Se corrige en el Informe Final.

Observaciones de Collahuasi

1) Respecto de los Casos A y B evaluados para el norte grande, se solicita que los escenarios que defina para las evaluaciones tengan en consideración el principio de operación económica (Artículo 72-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos). Por ejemplo, los escenarios de operación durante el día que se indican en las tablas 5.11, 5.12 y 5.16 consideran que la mayoría de las unidades sincrónicas del norte grande operan a valores significativamente superiores a su potencia mínimo técnico lo que no es consistente con objetivos de operación económica del sistema en un contexto de alta penetración de energía renovable.

Respuesta 1:

Los escenarios base y los análisis realizados consideran las condiciones previstas según la programación de la operación para el horizonte de estudio y los registros históricos. Sin embargo, para el desarrollo del estudio, el caso A y su análisis requieren altas transferencias Sur-Norte por el sistema de 500 kV. Es por ello que es necesario disminuir la generación de la zona Norte Grande, usando para estos efectos al conjunto mínimo de unidades disponibles determinado. El despacho considerado para las unidades sincrónicas del Norte Grande corresponde a despachos a mínimo técnico o baja carga de las unidades a carbón, siendo esta una condición observada en el registro histórico, y un despacho a potencia máxima de la unidad 16, lo cual también es posible encontrar en dicho registro. La finalidad de dichas consideraciones para efectos de este estudio (y según lo señalado en la NT de SyCS) es analizar una condición desfavorable, exigente o crítica para el sistema en cuanto a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona.

En el Caso B, el despacho de 80% considerado para las unidades sincrónicas a carbón del Norte Grande corresponde a un valor del orden de los más altos observados en la operación real durante los 12 meses previos al inicio del estudio para el cociente $\{\Sigma P_{despachada} / \Sigma P_{nominal}\}$ de las unidades térmicas de dicha zona, en condiciones de baja inercia de la misma zona. Estos altos valores se presentaron principalmente en horas de la mañana de los meses de mayo y junio, y en general se dan durante el proceso del aumento gradual de la energía solar. El objeto de este criterio es analizar un escenario de operación crítico para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, en línea con lo establecido en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS).

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

- 2) En el ERST2023, página 14, ante condiciones de día se recomienda operar con una inercia mínima de 9 GVAs para escenarios con 2 unidades de Guacolda en servicio, y con una inercia mínima de 10 GVAs para escenarios con todas las unidades de Guacolda fuera de servicio. No obstante, en el ERST2022, los valores recomendados fueron 7 GVAs y 9 GVAs, respectivamente.

Lo indicado anteriormente refleja un requerimiento de despacho adicional de unidades térmicas que si bien genera la percepción de que contribuye a la seguridad de suministro, también aumenta el vertimiento esperado de generación renovable variable y aumenta los costos sistémicos por despacho a mínimo técnico en unos 15 a 24 MM USD por año.

El Coordinador no presenta evidencia de que el nivel de seguridad adicional requerido respecto de las condiciones de operación vigentes al año 2023 y proyectado al año 2024 es necesario. Lo anterior, toda vez que los escenarios que ha definido para realizar sus evaluaciones en los Casos A y B¹ evaluados para el norte grande no concilian apropiadamente los principios de operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE. Luego se solicita realizar los escenarios que estén acorde a la operación proyectada del sistema al año 2024.

Respuesta 2:

Ver respuesta a observación N°1. Cabe señalar que, en ambas versiones del estudio, de los años 2022 y 2023, se consideraron los mismos criterios para definir los escenarios de operación con los cuales se determinaron los requerimientos de inercia mínima del Norte Grande. Además, cabe hacer notar que, en esta versión del estudio, el escenario utilizado para determinar el requerimiento de 9 GVAs, en comparación con el escenario analizado en el ERST 2022, presenta mayores transferencias a través del sistema de transmisión del Norte Chico, especialmente desde la S/E Parinas al sur, donde se tienen entre 270 y 370 MW adicionales sumando las transferencias por los sistemas de 500 kV y 220 kV. Este es uno de los factores principales que determina el requerimiento de inercia del Norte Grande.

- 3) La mayoría de los casos evaluados por el Coordinador, en particular en aquellos que se definen las condiciones límite de inercia y despacho en el norte grande, se analiza escenarios donde se considera alguna de las unidades de la central Nueva Tocopilla en servicio.

Luego, dado que el Coordinador tiene indicar si el retiro anticipado de las unidades de Norgener afecta la seguridad del sistema, es crítico que el estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 utilice escenarios consistentes con la intención de retiro anticipado de las unidades de Norgener.

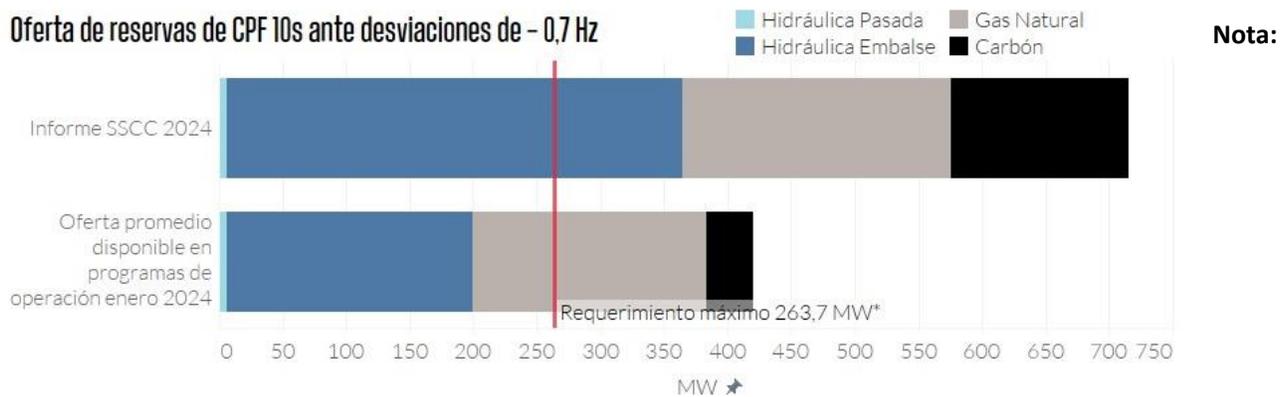
Adicionalmente, respecto de la oferta efectiva de recursos técnicos disponibles para la prestación de Control Primario de Frecuencia (CPF) en 10 segundos, se considera crítico distinguir lo reportado en el Informe de SSCC de 2024 del aporte efectivamente disponible en ciertas circunstancias, por ejemplo, en el programa de operación durante enero de 2024.

En este contexto, en enero de 2024, por distintos motivos, la capacidad de prestación de SSCC de CPF en 10 segundos ha estado limitada en unidades a carbón (ver nota). Parte importante de las

¹ Los escenarios asumen condiciones de operación no observadas en la operación real (año 2023) ni esperables para el año 2024. A modo de ejemplo (tabla 5.11), asume un alto despacho generación térmica durante el día (Angamos, Cochrane y Norgener cerca de potencia nominal, desplazando generación ERV).

limitaciones reportadas han permanecido en periodos prolongados. A lo anterior se suman limitaciones en embalses y unidades a gas.

Luego, dado que las unidades de la central Nueva Tocopilla aportan con recursos técnicos para la prestación de CPF, es crítico tener en consideración la forma de abordar las necesidades de CPF definidas por el Coordinador en un contexto de sequía y limitaciones de centrales térmicas, como las reportadas; particularmente si las unidades NTO1 y NTO2 se retiran en el corto plazo. Para lo anterior, se debe tener en consideración el hecho que en periodos de sequía los recursos técnicos de unidades hidroeléctricas están significativamente limitados.



* Requerimiento máximo resultante del Programa de Operación entre el 01/01/2024 y el 18/01/2024

* La disponibilidad suele disminuir en función de la disponibilidad de combustibles, agua, fallas y mantenimientos.

Síntesis de algunas limitaciones que afectan provisión de CPF:

- Central Cochrane 1 limitada a no prestar control primario de frecuencia, según IL 20220006
- Central Cochrane 2 limitada a no prestar control primario de frecuencia, según IL 2022000639
- Central Angamos 1 limitada a no prestar control primario de frecuencia, según IL 2022000696.
- Central Angamos 2 limitada a no prestar control primario de frecuencia, según IL 2022001546.
- Limitación de Guacolda 3 y 4.
- Limitación de centrales de embalse Antuco, El Toro y Pangué.

Respuesta 3:

La primera comunicación sobre la iniciativa del adelanto del retiro de la central Norgener fue recibida por el Coordinador el 7 de diciembre de 2023 a través de una carta de AES Andes dirigida a la Comisión Nacional de Energía (CNE), con copia al Coordinador, en la cual se solicitaba la exención del plazo para comunicar dicho retiro adelantado. Para esa fecha ya se estaban concluyendo los análisis del estudio. Cabe señalar que, posteriormente, la CNE solicitó al Coordinador un informe de seguridad al respecto (el 29 de diciembre de 2023), el cual fue enviado a la CNE el 29 de enero de 2024, y finalmente la solicitud de AES Andes fue autorizada por la CNE recién el 8 de febrero de 2024. Por las fechas indicadas, el retiro de las unidades de Norgener no fue considerado en esta versión del estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, como se indica en el informe de seguridad preparado por el Coordinador y enviado a la CNE, aún con el retiro de la central Norgener, para el horizonte de estudio el sistema cuenta con los recursos suficientes para cumplir los requerimientos de inercia, Control de Tensión y Control de Frecuencia. Por otro lado, los requerimientos de inercia y límites de transmisión determinados para la zona norte no son dependientes de la presencia o ausencia en el despacho de las unidades de la central

Norgener, sino que más bien algunas de dichas restricciones dependen de la capacidad total de control dinámico de tensión disponible en la zona Norte Grande.

- 4) El Caso B representa desafíos de control de tensión en caso de falla de líneas que son críticas para el transporte de energía de norte a sur.

Es importante notar que, desde el punto de vista de gestión, los riesgos para el sistema no se derivan solo de las condiciones de despacho evaluables en DigSILENT, sino también desde el punto de vista de una eventual configuración inadecuada de protecciones en el sistema, hecho que se evidencia en algunos antecedentes presentados en el EAF 156/2023 publicado en la página web del Coordinador².

Luego, como medida de gestión, se sugiere realizar una verificación del seteo de las protecciones de las unidades de generación del sistema.

Respuesta 4:

La ejecución o recomendación de la medida de gestión sugerida se encuentra fuera del alcance de este estudio y corresponde más bien a uno de los tipos de acciones que se recomiendan como resultado de los Estudios de Análisis de Falla. Cabe señalar que, a diferencia de la naturaleza de la falla (fallas en ambos circuitos de la línea Los Changos – Cumbre 500 kV) y de la actuación de las protecciones (despeje de las fallas en tiempos superiores al máximo permitido por la NT de SyCS) reportadas en el EAF mencionado, en el ERST se consideran sólo contingencias simples y que se cumplen los tiempos máximos de actuación de los sistemas de protección establecidos en la NT de SyCS.

Observaciones de Pelicano Solar

- 1) ¿Cómo se reduce la necesidad de inercia mínima en el SING considerando CPF con mejores respuestas dinámicas, es decir equivalentes o similares a Control Rápido de Frecuencia?

Respuesta 1:

Las inercias mínimas del Norte Grande determinadas en el estudio están asociadas a requerimientos de control dinámico de tensión y de fortaleza de la red en dicha zona, no a control de frecuencia. Por lo tanto, un CPF más rápido, si no va acompañado de un aporte al control rápido de la tensión y la fortaleza de la red, no reduce el requerimiento de inercia del Norte Grande.

Observaciones de Grupo Cerro

- 1) Considerando la solicitud de AES Gener para el retiro anticipado de las centrales NTO1 y NTO2, solicitamos al CEN incorporar una sensibilidad en el estudio, recalculando los límites de transmisión, la cual considere que se acoge el retiro de estas centrales por parte de la CNE en el año 2024.

² <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/04/EAF-156-2023.pdf>

Respuesta 1:

La primera comunicación sobre la iniciativa del adelanto del retiro de la central Norgener fue recibida por el Coordinador el 7 de diciembre de 2023 a través de una carta de AES Andes dirigida a la Comisión Nacional de Energía (CNE), con copia al Coordinador, en la cual se solicitaba la exención del plazo para comunicar dicho retiro adelantado. Para esa fecha ya se estaban concluyendo los análisis del estudio. Cabe señalar que, posteriormente, la CNE solicitó al Coordinador un informe de seguridad al respecto (el 29 de diciembre de 2023), el cual fue enviado a la CNE el 29 de enero de 2024, y finalmente la solicitud de AES Andes fue autorizada por la CNE recién el 8 de febrero de 2024. Por las fechas indicadas, el retiro de las unidades de Norgener no fue considerado en esta versión del estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, como se indica en el informe de seguridad preparado por el Coordinador y enviado a la CNE, aún con el retiro de la central Norgener, para el horizonte de estudio el sistema cuenta con los recursos suficientes para cumplir los requerimientos de inercia, Control de Tensión y Control de Frecuencia. Por otro lado, los requerimientos de inercia y límites de transmisión determinados para la zona norte no son dependientes de la presencia o ausencia en el despacho de las unidades de la central Norgener, sino que más bien algunas de dichas restricciones dependen de la capacidad total de control dinámico de tensión disponible en la zona Norte Grande.

- 2) Solicitamos indicar si en los análisis de la zona sur en el estudio se está considerando el impacto del proyecto BESS impulsado por Enel Generación al sur de S/E Ciruelos, así como también indicar cual es el supuesto que se está considerando en el estudio para la obra de ampliación 2x220 kV Cautín-Ciruelos (NUP1194), considerando que la fecha máxima de entrada en operación de dicha obra expiraba el 03 de diciembre de 2023, de acuerdo con el decreto 8T del 3 diciembre de 2020 del Ministerio de Energía.

Respuesta 2:

El proyecto BESS mencionado no se encontraba dentro de las fuentes de información de obras de generación en construcción consideradas en el Estudio, que corresponden a la Resolución Exenta de la CNE que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, y el Reporte de Proyectos en Gestión de Conexión elaborado por el Coordinador, ambos documentos de la fecha de inicio de la elaboración de la base de datos para el Estudio (junio 2023). Por lo tanto, el proyecto mencionado no fue considerado en el estudio.

Con respecto al aumento de capacidad de la línea de 2x220 kV Cautín – Ciruelos, esta obra no se consideró en el estudio ya que, tal como se indica en la Tabla 4.3 del informe, hay un atraso en su fecha de entrada en operación, la cual al inicio del estudio se estimaba, en un escenario optimista, para el 1^{er} semestre de 2025.

- 3) Solicitamos indicar si en los análisis de la zona centro en el estudio se está considerando el impacto de la obra de ampliación 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre (NUP1530), considerando que en la plataforma PGP del CEN se indica como fecha estimada de entrada en operación de dicha obra el 02 de abril de 2024.

Respuesta 3:

El proyecto señalado no fue considerado en el estudio, ya que su entrada en operación se estimaba al inicio del estudio y en un escenario optimista, para mediados de 2025. Cabe señalar que para obtener la Entrada en Operación es requisito el cumplimiento de todas las etapas del proyecto.

Se hace la corrección correspondiente en el Informe Final, trasladando el proyecto de la Tabla 4.2 a la Tabla 4.3, debido al importante retraso que ha sufrido respecto de la fecha del decreto de adjudicación, e indicando en la Tabla 4.3 la fecha de entrada en operación estimada por el Coordinador al inicio del estudio.

Observaciones de Anglo American

- 1) General – En general, para los distintos análisis, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene de aguas arriba de cada tramo analizado. Sin embargo, en la realidad esto no ocurre en todos los casos.

Un ejemplo de lo anterior es cuando estudian los límites por estabilidad de tensión en el norte chico, en el caso A se simulan fallas en las líneas de Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur. Para este caso se considera que todas las reservas de potencia activa están localizadas en el norte grande.

Otro ejemplo de esto es cuando se estudian los límites por estabilidad de tensión en la zona centro-sur 500 kV. En el caso A1 se simula la salida intempestiva de la unidad TER San Isidro II, con transferencias sur → norte. Para esta etapa, se consideró que todas las reservas primarias provienen de Charrúa al sur.

Por tanto, se solicita reevaluar para cada caso del estudio el supuesto señalado, respecto de que toda la reserva se encuentre aguas arriba del flujo, considerando que esta puede ser una situación que no representa a buena parte de las condiciones de operación esperadas.

Respuesta 1:

El supuesto considerado en el estudio que se indica en la observación representa la condición más desfavorable de distribución de la reserva para Control Primario de Frecuencia (CPF) que se puede presentar en la operación real para la respuesta del Sistema ante las contingencias analizadas. Esto va en línea con el requisito establecido para el estudio en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS), de considerar los escenarios de operación más críticos para la Seguridad y Calidad de Servicio.

Cabe señalar que durante los meses de agosto y septiembre de 2021 se dieron condiciones con el 100% de la reserva para CPF ubicada en la zona Norte. Por otra parte, durante los meses de febrero, marzo y abril de 2023 se dieron algunas horas de noche con el 100% de la reserva para CPF ubicada en la zona de S/E Charrúa al sur. Esto se puede verificar en los programas de operación publicados en el sitio web del Coordinador.

- 2) Sección 5.2.2 – Al realizar el análisis para definir el límite por estabilidad transitoria para el norte grande, se utilizan casos bases similares a los utilizados en la versión anterior de este estudio. No obstante, en el presente estudio, no se aclara el estado operativo del CER SVC Domeyko y los equipos de compensación de potencia reactiva en la zona Norte Chico. Cabe destacar que la operación de estos equipos tiene un gran efecto sobre la estabilidad transitoria y la tensión de las barras cercanas. Es más, considerando que la barra analizada para definir los requerimientos de inercia mínima corresponde a Domeyko 220 kV, se asume que el SVC no estaba operativo en esta barra.

En ese contexto, se solicita:

1. Aclarar cuál es el estado operativo del CER SVC Domeyko y los equipos de compensación de potencia reactiva en la zona Norte Chico, en particular en los casos donde se estudia esa zona.
2. En el caso de que estos equipos se encuentren fuera de servicio, se solicita incorporarlos en servicio. En caso de que se decida mantenerlos fuera de servicio, se solicita exponer las razones que justifican lo anterior.

Respuesta 2:

En todos los escenarios analizados para las zonas Norte Grande y Norte Chico se consideraron en servicio todos los equipos de compensación dinámica de potencia reactiva (CER/SVC y STATCOM) de la zona, tal como se puede verificar en las bases de datos DigSILENT publicadas como anexo del Informe Preliminar. Para los equipos de compensación estática de potencia reactiva, se ajustó su estado (en servicio o fuera de servicio) de manera de obtener perfiles de tensión en torno a las tensiones de servicio definidas para las barras de la zona.

- 3) Sección 5.2.2 – En el análisis correspondiente al “Caso B” del numeral 5.2.2, se concluye que, en escenarios de día, se debe operar con un mínimo de inercia de 9 GVAs en el Norte Grande. La razón planteada para esto es que, para este nivel de inercia, se mitigaría la aparición de oscilaciones de alta frecuencia y baja amplitud en las curvas de tensión y frecuencia. Sin embargo, al observar las figuras contenidas en ese numeral, no se observa una clara diferencia entre las curvas presentadas para los distintos niveles de inercia, y por tanto, no queda claro el criterio que utilizó el Coordinador para establecer el valor de 9 GVAs.

Por otro lado, hacemos presente que en dicha sección se señala:

“Se hacer notar que, tanto para este caso como para los análisis de sensibilidad siguientes, las inercias mínimas recomendadas no garantizan cumplir con el nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que se considera en la operación real (índice ESCR ≥ 1.5) en todas las barras con una concentración relevante de generación ERV, por lo cual podría requerirse aplicar restricciones a esta generación en algunas áreas específicas de las zonas Norte Grande y Norte Chico, para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red.”

Es decir, pese al requerimiento de inercia, de igual manera se requerirá despacho forzado de unidades sincrónicas y recortes de ERV. Por lo tanto, no se justifica la definición a priori de 9 GVAs de requerimiento de inercia.

En el contexto anterior, se solicita:

1. Mantener los niveles de inercia requeridos en el ERST 2022 (7 GVAs en el día con dos unidades de Guacolda despachadas, 10 GVAs sin unidades de Guacolda).
2. En caso de no mantener los requerimientos del ERST anterior, se solicita aclarar que requerimientos de inercia más estrictos, se deben calcular en cada caso en la programación de la operación y/o estudios posteriores, mediante una evaluación técnico-económica que minimice los costos de operación del SEN.

Respuesta 3:

En el análisis del Caso B de la zona Norte Grande, al menos en los casos de las fallas en las líneas Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, se puede observar una mejora en la duración, amplitud y frecuencia de las oscilaciones de alta frecuencia resultantes a medida que se incrementa la inercia del Norte Grande. Para determinar el requerimiento recomendado de 9 GVAs se consideró aceptar un nivel de oscilaciones de alta frecuencia (en duración, amplitud y frecuencia) similar al aceptado en la versión anterior del estudio para recomendar el valor de 7 GVAs.

Por otro lado, los requerimientos de inercia del Norte Grande recomendados para los distintos escenarios de operación analizados corresponden a niveles mínimos a considerar en la programación de la operación. Además, el índice de fortaleza de la red que se menciona en el informe (ESCR) constituye un índice referencial que se considera sólo para el monitoreo de la fortaleza de la red en la operación real y hasta la fecha no se ha utilizado como criterio para aplicar restricciones a la generación. En el caso de que se corrobore mediante simulaciones dinámicas que existen problemas de estabilidad en condiciones de red débil (ESCR en torno a 1.5), se analizarán las medidas de mitigación, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV. En línea con lo anterior, en el Informe Final, tanto en el Resumen Ejecutivo, como en el Punto 5.2.2 y las Conclusiones, se precisa el párrafo sobre el cumplimiento del índice de fortaleza mínimo:

“Se hace notar que las inercias mínimas recomendadas para condiciones de día no garantizan cumplir con la recomendación de nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que es actualmente monitoreado en la operación en tiempo real (índice ESCR ≥ 1.5), el que se realiza para todas las barras con una concentración relevante de generación ERV. En el caso que se determine, mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que dicho nivel mínimo de ESCR se corresponde con un riesgo para la operación estable del SEN, se analizarán las medidas de mitigación para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV en los nodos más débiles de las zonas Norte Grande y Norte Chico.”

Notar que precisamente a partir de las simulaciones dinámicas realizadas en este ERST, se ha procurado definir los niveles de inercia tales que las restricciones de transmisión calculadas propendan a la operación segura y estable del SEN.

Cabe hacer notar que, en esta versión del estudio, el escenario utilizado para determinar el requerimiento de 9 GVAs, en comparación con el escenario analizado en el ERST 2022, presenta mayores transferencias a través del sistema de transmisión del Norte Chico, especialmente desde la S/E Parinas al sur, donde se tienen entre 270 y 370 MW adicionales sumando las transferencias por los sistemas de 500 kV y 220 kV. Este es uno de los factores principales que determina el requerimiento de inercia del Norte Grande.

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

4) Sección 5.2.2 – En la sección se señala:

“Esta respuesta se debería a las limitaciones que tienen los softwares RMS cuando existen muchos modelos de parques ERV basados en inversores y a la vez se presentan condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito en la zona, es decir, de baja fortaleza de la red. Es más, en dichas condiciones los sistemas de control de los parques ERV podrían tener un comportamiento indeseado, reduciendo la inyección total de potencia activa del parque, tal como se ha observado en la realidad. Estos fenómenos deberán ser evaluados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN que contenga modelos agregados y con un detalle fidedigno de los sistemas de control de los fabricantes de los parques ERV basados en inversores.”

Al respecto, dadas las limitaciones señaladas de las simulaciones RMS para representar la dinámica de SEN en situaciones de baja fortaleza de la red y alta penetración de convertidores, se infiere que se podrían estar subestimando o sobreestimando los requerimientos de recursos técnicos en el SEN. Con ello se podrían estar incurriendo en riesgos a la seguridad del sistema, o bien costos injustificados.

Por lo anterior, se solicita:

- 1) Indicar la carta Gantt con que cuenta el Coordinador, con las actividades que está desarrollando, las actividades futuras y los respectivos plazos, para finalmente contar con estos modelos incorporados para realizar simulaciones EMT, e
- 2) Indicar las dificultades que ha encontrado y las que visualiza para el desarrollo de las actividades indicadas en 2).

Respuesta 4:

Efectivamente, una estimación más precisa de los niveles de inercia requeridos (o de los fenómenos eléctricos derivados de la alta penetración de inversores en una red con cada vez menos máquinas sincrónicas) será posible cuando se cuente con una base de datos EMT con modelos fidedignos de los parques ERV.

Con respecto al cronograma de actividades relacionadas con la revisión e incorporación de los modelos EMT a la base de datos del SEN, cabe señalar que ya se están incorporando los modelos que, a la fecha, han enviado los Coordinados (Ver definición de modelos EMT estándar y completo y detallado en documento “Procedimiento Interno – Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN”, de agosto de 2022, publicado en la siguiente dirección:

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/procedimiento-interno-modelacion-del-sen/>).

La fecha de incorporación de todos los modelos dependerá del cumplimiento de los plazos comprometidos por los Coordinados. Se espera contar con un número importante de modelos recibidos para fines de este año. Lo anterior no significa que no se puedan realizar desde ya análisis con la base de datos EMT que tiene el Coordinador. Para el próximo ERST se contempla verificar el peor o los peores escenarios con simulaciones EMT en la base de datos EMTP del SEN (con los modelos existentes y los que se hayan incorporado a la fecha). Asimismo, durante el año se realizarán análisis de fortaleza de red para las condiciones más críticas proyectadas.

Con respecto a las dificultades encontradas y visualizadas para el desarrollo de las actividades, cabe mencionar:

- *El gran volumen de modelos EMT que se deberán revisar, y luego incorporar a la base de datos del SEN, cuyo modelo de red es uno de los más extensos y detallados a nivel mundial para análisis EMT*
 - *La falta de experiencia de la industria en general con modelos y análisis en el dominio del tiempo.*
- 5) Sección 5.6.3 – En la Tabla 5.63, “Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 220 kV”, se señala que el límite térmico del tramo Polpaico - El Salto 220 kV es de 780MVA por circuito. No obstante, en BDIT se señala que el Límite térmico permanente en verano con sol 25°C es de 2,13 KA, con lo cual se tiene una capacidad máxima de 811 MVA.

Se solicita corregir el informe en función de lo observado.

Respuesta 5:

El límite indicado en el informe para el tramo señalado corresponde a la capacidad térmica más baja a 25°C con sol de sus secciones o subtramos, como se puede apreciar en la tabla con el detalle de dichas capacidades térmicas que se incluye en el Anexo 7.6.1 del informe. Cabe señalar que, como se indica en el Punto 4.2.2 del informe, la información técnica de capacidades térmicas considerada en el estudio corresponde a la suministrada por los coordinados de manera oficial en el sistema de Infotécnica a septiembre de 2023, fecha de inicio de elaboración del Estudio.

- 6) Sección 5.9.1 – En esta sección se analiza el efecto del flujo por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, sobre la tensión de las barras cercanas. Sin embargo, se definen transferencias máximas sobre otros tramos cercanos, de los cuales no se presenta el gráfico respectivo. Además, cabe mencionar que hubo tramos donde bajó la capacidad máxima, respecto de la versión 2022 del ERST, por ejemplo, el tramo Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C1 y C2. Se solicita presentar los gráficos respectivos, ya sea en el informe o en el anexo, que justifiquen los nuevos límites definidos.

Respuesta 6:

Las transferencias que se indican en los diagramas resumen de la Zona Sur para los tramos Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Pichirropulli – Tineo 220 kV, no corresponden a la capacidad máxima de estos, sino que son las transferencias resultantes en cada caso analizado, en los cuales se maximizan las transferencias por el tramo Tineo – Puerto Montt 220 kV para así obtener su límite. En el Informe Final se hace la corrección, indicando “Transferencia” en lugar de “Límite”. Cabe señalar que esto va en línea con los resultados que se presentan en la Tabla Resumen de la zona, en la cual para estos tramos se indica como limitación la capacidad térmica del conductor o TTCC, junto con una nota indicando que esta limitación queda condicionada a cumplir los límites determinados para el tramo Tineo – Puerto Montt 220 kV.

Con respecto a la diferencia de transferencias en algunos tramos en comparación con la versión 2022 del estudio, esto se debe a que la potencia activa necesaria para maximizar las transferencias se obtuvo principalmente de los parques eólicos Aurora y Puelche Sur, para así respetar el criterio N-1 en el tramo Cautín – Ciruelos 220 kV.

- 7) General – En el ERST2023, página 14, ante condiciones de día se recomienda operar con una inercia mínima de 9 GVAs para escenarios con 2 unidades de Guacolda en servicio, y con una inercia mínima de 10 GVAs para escenarios con todas las unidades de Guacolda fuera de servicio. No obstante, en el ERST2022, los valores recomendados fueron 7 GVAs y 9 GVAs, respectivamente.

Lo indicado anteriormente refleja un requerimiento de despacho adicional de unidades térmicas que, si bien contribuye a la seguridad de suministro, también aumenta el vertimiento esperado de generación renovable variable y aumenta los costos sistémicos por despacho a mínimo técnico en unos 15 a 24 MM USD por año (según nuestra estimación). Se solicita al Coordinador señalar las alternativas técnicas de solución para cumplir con los estándares de seguridad de la normativa vigente, con el objetivo de que estas puedan ser evaluadas técnico-económicamente en los procesos de programación y operación del sistema.

Respuesta 7:

En primer lugar, se aclara que, dado que aún no se cuenta con una base de datos EMT con modelos fidedignos de los parques ERV que permita hacer una estimación más precisa de los niveles de inercia de día requeridos para la zona Norte Grande, el criterio que se ha adoptado para determinar dichos requerimientos consiste en aceptar hasta un determinado nivel de oscilaciones de alta frecuencia en las tensiones de la zona, lo cual constituye una exigencia mayor que el cumplimiento de los estándares normativos basado en la respuesta dinámica que se obtiene con la modelación RMS del sistema.

Las alternativas que permiten mejorar la respuesta de estabilidad transitoria tienen que ver con aumentar/mejorar los recursos para el control dinámico de la tensión ante fallas. En el corto plazo esto se logra con el adecuado despacho de generación sincrónica, que de forma inherente contribuye a la estabilidad transitoria del sistema. Otra alternativa de corto plazo es disminuir las transferencias por el sistema de transmisión de la zona norte. El efecto de la segunda alternativa se puede apreciar en el caso de sensibilidad incluido en el estudio en el cual se determinan las transferencias máximas hasta las cuales sería aceptable operar con la inercia mínima de la zona Norte Grande que se considera actualmente (7 GVAs). Soluciones de mediano plazo son los condensadores sincrónicos que aumentan la fortaleza de la red y que son objeto de una licitación en curso. Soluciones de mediano/largo plazo es el despliegue de la tecnología Grid-Forming (especialmente en baterías).

- 8) Sección 5.2.2 – En la sección 5.2.2, el Caso A (Desconexión de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV con transferencias Sur → Norte – Verificación de la inercia mínima de noche), el escenario se define con las condiciones de generación ilustradas en la Tabla 5.3, donde la mayoría de las unidades está operando a mínimo técnico en la zona norte, menos la U16. En general, no se han observado condiciones de despacho donde las unidades del norte estén operando en su mayoría a mínimo técnico durante la noche.

En virtud de lo señalado, se solicita fundamentar los niveles de despacho definidos para este escenario, y de manera complementaria definir un escenario que refleje una condición más esperable de operación de la zona norte, donde las unidades en su mayoría se encuentran a potencia nominal o cercana a ella en caso de estar prestando SSCC de regulación de frecuencia.

Tabla 5.3 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.87 GVAs		Inercia NG 8.30 GVAs		Inercia NG 8.16 GVAs		Inercia NG 7.59 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]						
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUINA U1	3.0	23	3.0	23	3.0	23	3.0	23
HP CHAPIQUINA U2	5.3	23	3.0	23	3.0	23	5.3	23
PMGD HP CAVANCHA U1	0.8	9	2.1	9	2.1	9	0.8	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274	-	-	60.0	1274	-	-
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER NORGENER U1	55	704	55	704	-	-	55	704
TER NORGENER U2	-	-	55	704	-	-	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	30.1	437	30.1	437	30.1	437	30.1	437
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065
Total	718	8868	712	8298	662	8164	658	7594

Respuesta 8:

Los escenarios base y los análisis realizados consideran las condiciones previstas según la programación de la operación para el horizonte de estudio y los registros históricos. Sin embargo, para el desarrollo del caso mencionado en la observación y en orden de aumentar las transferencias por el sistema de 500 kV hasta sus límites de estabilidad, es necesario disminuir la generación de la zona Norte Grande, para lo cual se consideraron las unidades sincrónicas a carbón a mínimo técnico o con baja carga, condición que es observable en el registro histórico, donde además es posible encontrar casos con la unidad U16 despachada con una alta carga. Esto último es considerado, para efectos del estudio, con el objetivo de analizar la Contingencia Simple más exigente para el sistema en cuanto a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, que corresponde a la desconexión de la unidad U16 a potencia máxima.

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

9) Sección 5.2.2 – En este numeral se indica:

"A partir de la Figura 5.1 se puede apreciar que la tensión en la barra Domeyko, no desciende de manera transitoria a valores bajo 0.8 p.u., para la mayoría de las distintas inercias probadas. Sin embargo, se aprecia que para la inercia menor a 7.6 GVAs no se cumple con el estándar de recuperación dinámica establecido en la NTSyCS, ya que la tensión descendió bajo 0.7 p.u. en la primera oscilación. Esto a la vez se repite para la mayoría de las barras de la zona."

No obstante, la condición de operación evaluada para el caso de operación nocturna con inercia de 7,59 GVAs no es representativa de una condición de operación nocturna. Lo anterior, porque no se han visto condiciones de operación donde las unidades en la noche operen a MT y la única unidad operando a potencia nominal sea la U16. Al realizar evaluaciones de operación esperada del sistema

para los próximos 12 meses no se espera condiciones de operación como la utilizada por el Coordinador.

Una observación similar aplica para la sección siguiente donde se realiza una sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio, así como también se puede plantear una observación similar para el Caso A2.

Por lo anterior, se solicita reevaluar los casos señalados con despachos que se esperen para 2024.

Respuesta 9:

Tal como se mencionó en el punto anterior, las condiciones se establecen a partir de un escenario base donde se considera la operación prevista para el horizonte del estudio, ajustando dicho escenario a un alto nivel de transferencias previstas en las condiciones más desfavorables para el sistema, de manera de analizar la Contingencia Simple más exigente para el sistema en cuanto a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, como lo es la desconexión de la unidad U16 a potencia máxima.

- 10) Sección 5.2.2 – En el Caso B: Falla de un circuito de líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur – Verificación de la inercia mínima de día se consideró la siguiente condición operacional (Tabla 5.11):**

Tabla 5.11 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 7.1 GVAs		Inercia NG 7.8 GVAs		Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	-	-	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1			-	-	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNITOS U1			-	-	-	-	132.0	1135
Total	1170	7077	1277	7781	1409	8916	1541	10051

En general, dado los niveles de integración de energía renovables observado y proyectados en los siguientes 12 meses, los niveles de vertimiento que se observan diariamente en el SEN, no se considera representativa una operación durante el día con prácticamente 5 unidades térmicas despachadas a niveles superiores a su MT y cercanos a su potencia nominal. Cabe notar que el Coordinador incluso en el escenario nocturno consideró una situación operacional que es inversa de lo que está evaluando para el día.

Luego, en función de lo observado, se solicita revisar las consideraciones de despacho que se están evaluando para definir las condiciones de inercia mínima durante el día.

Respuesta 10:

Como se indica en el informe, para el análisis de la inercia mínima de día de la zona Norte Grande se consideraron las unidades sincrónicas a carbón de dicha zona despachadas con una carga de 80%. Este corresponde a un valor del orden de los más altos observados en la operación real durante los 12 meses previos al inicio del estudio para el cociente $\{\Sigma P_{despachada} / \Sigma P_{nominal}\}$ de las unidades térmicas de dicha zona, en condiciones de baja inercia de la misma zona. Estos altos valores se presentaron principalmente en horas de la mañana de los meses de mayo y junio, y en general se dan durante el proceso del aumento gradual de la energía solar. El objeto de este criterio es analizar un escenario de operación crítico para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, en línea con lo establecido en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS).

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

11) Sección 5.2.1 – En la sección 5.2.1 del ERST2023, páginas 73 y 74, se concluye al respecto:

"En los gráficos inferiores izquierdos se pueden apreciar sobretensiones de gran magnitud, pero de corta duración, inmediatamente después de despejada la falla en los casos de contingencias en las líneas Kimal – Los Changos y Los Changos – Parinas. En una primera instancia estas sobretensiones generaron la operación de algunos modelos de protecciones de parques ERV, con lo cual mejoraba la respuesta posterior durante los huecos de tensión. Sin embargo, dado que estos modelos tienen ajustes de operación instantánea, no se tiene certeza de que reflejen los ajustes reales de dichas protecciones y, por lo tanto, se dejaron fuera de servicio. Se puede apreciar que para la falla en la línea Kimal – Los Changos 500 kV, que es la que presenta las mayores sobretensiones, la duración de la sobretensión por sobre el umbral de 1.4 p.u. es inferior a 3 ms, que es el valor recomendado por la IEEE [2] para el ajuste de la característica OVRT para dicho nivel de voltaje instantáneo en los terminales de los inversores. Se deberán hacer estudios EMT con los modelos fidedignos y detallados de las plantas ERV, incluyendo sus protecciones, para verificar que los valores instantáneos de las tensiones no activen las protecciones de sobretensión de dichas plantas.

En los gráficos inferiores derechos se puede apreciar que durante los huecos de tensión posteriores al despeje de la falla se producen oscilaciones de alta frecuencia y pequeña magnitud en la respuesta de la tensión, que se van reduciendo a medida que se aumenta la inercia de la zona. Estas oscilaciones son particularmente notorias en el segundo hueco de tensión que se produce ante la falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Esta respuesta se debería a las limitaciones que tienen los softwares RMS cuando existen muchos modelos de parques ERV basados en inversores y a la vez se presentan condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito en la zona, es decir, de baja fortaleza de la red. Es más, en dichas condiciones los sistemas de control de los parques ERV podrían tener un comportamiento indeseado, reduciendo la inyección total de potencia activa del parque, tal como se ha observado en la realidad. Estos fenómenos deberán ser evaluados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN que contenga modelos agregados y con un detalle fidedigno de los sistemas de control de los fabricantes de los parques ERV basados en inversores.

En base a las respuestas obtenidas y considerando las mencionadas limitaciones de los análisis RMS en condiciones de baja fortaleza de la red, se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de 9 GVA, correspondiente a las curvas verdes de los gráficos de las figuras anteriores.

[2] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. IEEE Std 2800™-2022."

En base al análisis de los resultados y conclusiones realizados por el Coordinador, entendemos que:

1.a) las oscilaciones de baja magnitud y alta frecuencia en la tensión podrían inducir un funcionamiento no deseado en parques ERV;

1.b) lo indicado en 1.a) responde a la experiencia en la operación del Coordinador ya que al no contar con modelos EMT, no es posible determinar este aspecto mediante simulaciones; y

2) la decisión de aumentar la inercia mínima requerida a 9 GVAs es producto de que, en la medida que aumenta la inercia disponible, se reducen las oscilaciones de baja magnitud y alta frecuencia.

Luego, en la misma sección 5.2.1, página 69, se indica:

"Para la zona Norte Grande se simularon distintos niveles de inercia, pero siempre considerando un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón, que corresponde a una condición desfavorable para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona. En la Tabla 5.11 se detallan los despachos considerados. Se escogieron despachos sin la central IEM, ya que la presencia de esta mejora la recuperación dinámica de las tensiones en la zona norte."

Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

1. Un despacho con alta carga (80%) de las unidades síncronas a carbón no es representativo de las condiciones de despacho actuales del SING en condición de día. Debido a la alta integración de energía solar actual y proyectada, las centrales a carbón operarán a niveles cercanos a su mínimo técnico.

2. En el ERST2022 se consideró el despacho de la central IEM y se tuvo como resultado: 1) una inercia mínima de 7 GVAs; y 2) menores oscilaciones de alta frecuencia y baja magnitud de tensión, respecto a las obtenidas en el ERST2023.

Respecto de las observaciones planteadas, se sugiere:

1. Considerar escenarios adecuados al contexto actual y proyectado de operación de centrales a carbón. Es decir, centrales a carbón del SING operando en condición de MT durante el día.

2. En base a lo indicado por el Coordinador en el ERST2023, se desprende que la central IEM es un activo relevante para la estabilidad de tensión de la zona norte. El 2023 la central IEM operó el 50% de las horas del año aproximadamente (estacionalmente, y no ciclando día/noche). Por tanto, se solicita analizar escenarios de inercia mínima con y sin disponibilidad de central IEM.

Cabe señalar que un requerimiento de inercia mínima de 9 GVAs (ERST2023 sin IEM) con respecto a un requerimiento de inercia mínima de 7 GVAs (ERST2022 con IEM) puede significar el despacho forzado de hasta 2 centrales a carbón adicionales a mínimo técnico.

Respuesta 11:

Observación numeral 1:

Ver respuesta a observación N°10.

Observación numeral 2:

Los despachos sin la central IEM representan una condición más desfavorable para la recuperación dinámica de las tensiones en la zona norte. El objeto de este criterio es, tal como el indicado en el numeral 1 de la observación, analizar un escenario de operación crítico, en línea con lo establecido en el Artículo 6-31 literal c) de la NT de SyCS.

De acuerdo con las estadísticas de operación real analizadas previo a los estudios, la central IEM se despachó el 84% del tiempo en los 12 meses previos al inicio del ERST 2022 (sólo 16% sin IEM) y el 52% del tiempo en los 12 meses previos al inicio del ERST 2023 (48% sin IEM). Debido al importante porcentaje de tiempo sin la central IEM de la estadística previa al ERST 2023, se decidió privilegiar en este estudio escenarios sin IEM.

Cabe señalar que los factores principales que explican el aumento del requerimiento de 7 GVAs a 9 GVAs, más que considerar escenarios sin la central IEM, son el mayor número de modelos dinámicos de parques ERV en servicio, que aumentó de 108 a 147 modelos, y las mayores transferencias consideradas a través del sistema de transmisión del Norte Chico, especialmente desde la S/E Parinas al sur, donde se tienen entre 270 y 370 MW adicionales sumando las transferencias por los sistemas de 500 kV y 220 kV.

Observaciones de Guacolda

1) Los escenarios de despacho y falla evaluados en el ERST 2023 deben ser consistentes con los escenarios de despacho esperables en la programación de la operación y operación del sistema durante el año 2024.

1.1) Escenarios Pre-falla

1.1.1) Caso de operación durante el día

La Tabla 5.11 presenta el despacho de potencia activa que se ha asumido para el Norte Grande en el Caso B (operación durante el día). Se puede observar que en todos los casos evaluados el Coordinador considera un grupo de unidades térmicas en niveles de despacho significativamente superiores a su mínimo técnico.

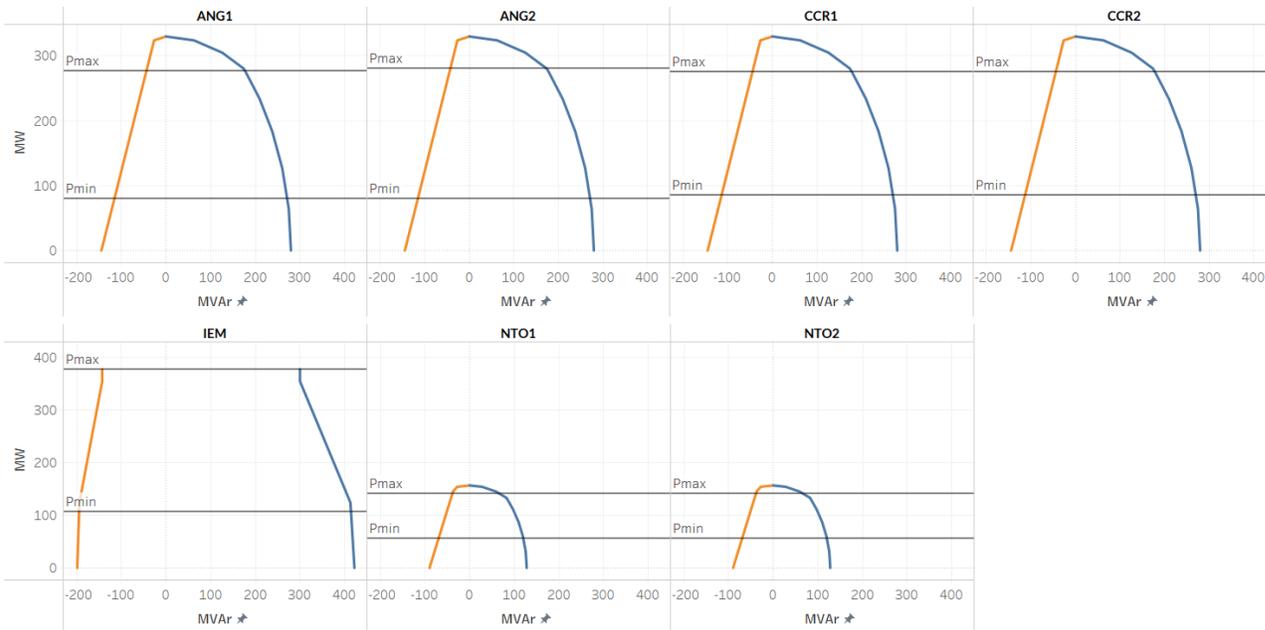
Tabla 5.11 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 7.1 GVAs		Inercia NG 7.8 GVAs		Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	-	-	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1			-	-	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNITOS U1			-	-	-	-	132.0	1135
Total	1170	7077	1277	7781	1409	8916	1541	10051

Dada la condición de exceso de energía renovable durante el día que se presenta en el sistema, en general, los escenarios evaluados en el Caso B no corresponden a escenarios de despacho del año 2023, y tampoco corresponderían a escenarios de despacho esperados para el año 2024. Luego, dada la importancia que tiene la definición de condiciones de operación segura para armonizar los principios de operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, se sugiere que el Coordinador defina y evalúe escenarios de despacho representativos de condiciones reales de operación. A modo de ejemplo, las condiciones más representativas de la operación durante el año 2023 y esperadas durante el 2024 en el bloque solar contempla unidades térmicas operando a mínimo técnico o mínimo técnico con control primario de frecuencia.

La siguiente figura contextualiza las curvas PQ de las unidades a carbón del Norte Grande obtenidas de la base de datos de DigSILENT publicada por el CEN.

Curvas PQ de centrales termoeléctricas a carbón que participan en el control dinámico de tensión



El hecho de considerar el despacho de unidades térmicas en niveles significativamente superiores al mínimo técnico de las unidades, como se ha considerado en el estudio, reduce las capacidades de control de tensión de las unidades síncronas, según se desprende de las curvas PQ de las unidades mostradas anteriormente. Por lo tanto, el operar las unidades síncronas durante el día en condiciones más cercanas a su mínimo técnico, como efectivamente ocurre en la operación real, permite aumentar las capacidades de regulación de tensión del sistema del Norte Grande (ver resultados presentados en observación de la sección 1.3).

Lo indicado anteriormente también es válido para la sensibilidad evaluada con transferencias máximas para inercia mínima actual (7 GVAs), Tabla 5.12; y la sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio, Tabla 5.16.

Tabla 5.12 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades síncronas del Norte Grande.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437
TOTAL	1170	7077

Tabla 5.16 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 9.3 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs		Inercia NG 10.6 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER IEM U1	-	-	-	-	-	-	300.6	2413
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704	-	-	106.4	704	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNITOS U1	-	-	132.0	1135	132.0	1135	-	-
Total	1409	8916	1434	9346	1541	10051	1603	10625

Respuesta 1.1.1:

Como se indica en el informe, para el análisis de la inercia mínima de día de la zona Norte Grande se consideraron las unidades sincrónicas a carbón de dicha zona despachadas con una carga de 80%. Este corresponde a un valor del orden de los más altos observados en la operación real durante los 12 meses previos al inicio del estudio para el cociente $\{\Sigma P_{despachada} / \Sigma P_{nominal}\}$ de las unidades térmicas del Norte Grande, en condiciones de baja inercia de esta zona. Estos altos valores se presentaron principalmente en horas de la mañana de los meses de mayo y junio, y en general se dan durante el proceso del aumento gradual de la energía solar. El objeto de este criterio es analizar un escenario de operación crítico para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, en línea con lo establecido en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS).

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

1.1.2) Caso de operación durante la noche

La Tabla 5.3 presenta el despacho de potencia activa que se ha asumido para el Norte Grande en el Caso A1. Se puede observar que en todos los escenarios evaluados se considera un grupo de unidades térmicas en un valor cercano a su mínimo técnico (Angamos, Cochrane, Norgener, y CSP Cerro Dominador) y sólo una unidad en valores cercanos a su potencia nominal (U16).

Tabla 5.3 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.87 GVAs		Inercia NG 8.30 GVAs		Inercia NG 8.16 GVAs		Inercia NG 7.59 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]						
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUINA U1	3.0	23	3.0	23	3.0	23	3.0	23
HP CHAPIQUINA U2	5.3	23	3.0	23	3.0	23	5.3	23
PMGD HP CAVANCHA U1	0.8	9	2.1	9	2.1	9	0.8	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274	-	-	60.0	1274	-	-
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER NORGENER U1	55	704	55	704	-	-	55	704
TER NORGENER U2	-	-	55	704	-	-	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	30.1	437	30.1	437	30.1	437	30.1	437
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065
Total	718	8868	712	8298	662	8164	658	7594

Dada la condición estructural de escasez de energía renovable durante la noche, en general, los escenarios evaluados en el Caso A1 no corresponden a escenarios de despacho del año 2023, y tampoco corresponderían a escenarios esperados de despacho para el año 2024. Luego, dada la importancia que tiene la definición de condiciones de operación segura para armonizar los principios de operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, se sugiere que el Coordinador defina y evalúe escenarios de despacho representativos de condiciones reales de operación. Cabe destacar, que condiciones más representativas de la operación durante el año 2023 y esperadas durante el 2024 tienen más de una unidad despachada a valores cercanos de su potencia nominal durante la noche.

Lo indicado anteriormente también es válido para el Caso A2 (escenario de máximas transferencias con baja inercia en el Norte Grande). Según se observa en la Tabla 5.7 se concentra más del 50% del despacho de unidades sincrónicas en una sola unidad (U16), lo que no representa una condición real de programación y operación del SEN esperada para el año 2024.

Tabla 5.7 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 6.8 GVAs		Inercia NG 6.7 GVAs		Inercia NG 6.1 GVAs		Inercia NG 5.4 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]						
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
TER PAM	22.0	87.0	22.0	87.0	22.0	87.0	22.0	87.0
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER COCHRANE U1	-	-	60.0	1274	-	-	-	-
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER NORGENER U1	55.0	704	-	-	55.0	704	-	-
TER NORGENER U2	55.0	704	-	-	-	-	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	30.1	437	30.1	437	30.1	437	30.1	437
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065
Total	656	6801	606	6667	601	6097	546	5393

Respuesta 1.1.2:

Los escenarios base y los análisis realizados consideran las condiciones previstas según la programación de la operación para el horizonte de estudio y los registros históricos. Sin embargo, para los Casos A de la zona Norte Grande, con transferencias Sur->Norte, en orden de aumentar las transferencias por el sistema de 500 kV hasta sus límites de estabilidad (objetivo del ERST), es necesario disminuir la generación de la zona en cuestión, para lo cual es necesario la operación al mínimo técnico de la generación sincrónica a carbón. Condiciones similares se pueden encontrar en el registro histórico, con centrales a carbón operando a potencia mínima o con baja carga, donde además es posible encontrar casos con la unidad U16 despachada con una alta carga. Esto último es considerado, para efectos del estudio, con el objetivo de analizar la Contingencia Simple más exigente para el sistema en cuanto a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, que corresponde a la desconexión de la unidad U16 a potencia máxima.

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

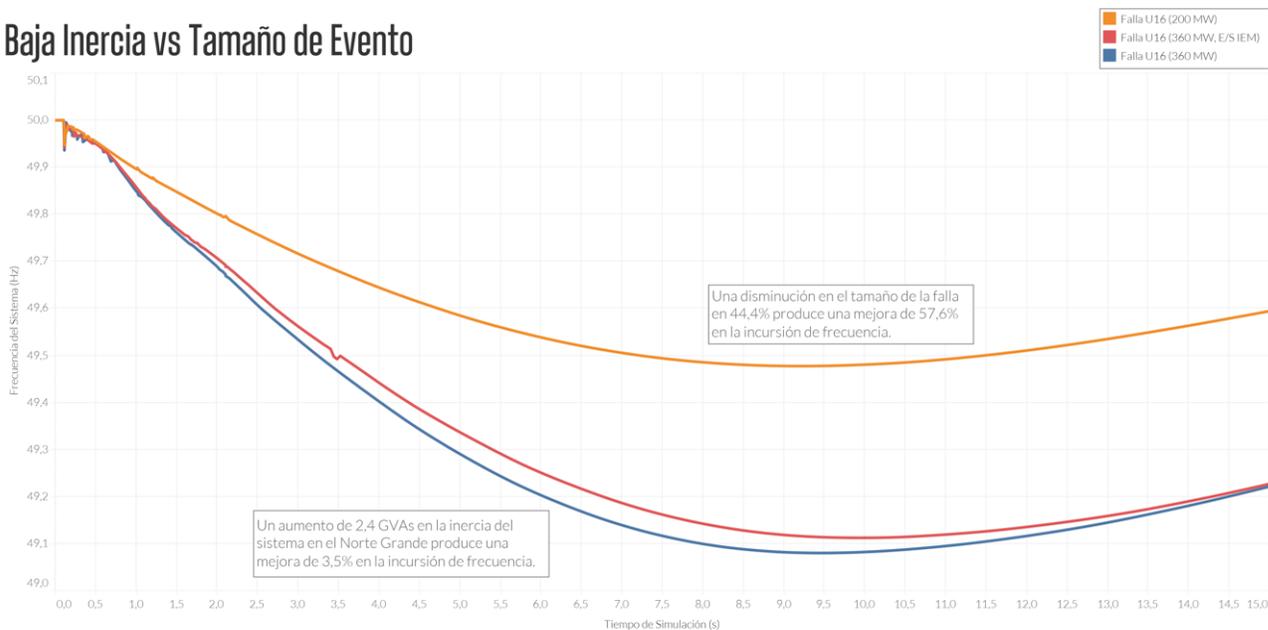
1.2) Falla evaluada en el Caso A (operación durante la noche)

Los escenarios de falla evaluados deben ser consistentes con requerimientos de operación económica que derivan de la aplicación de los principios de operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE. En el Caso A, cuyos escenarios de despacho evaluados se reportaron en las Tablas 5.3 y 5.7, la condición de falla no es representativa de una condición de operación esperada para distintos escenarios de despacho probables en el año 2024 durante la noche toda vez que se concentra más del 50% del despacho de unidades sincrónicas en el norte grande en una sola unidad (U16), que también concentraría a más del 40% de la inercia en línea disponible. En este contexto es crítico mencionar que no se han observado despachos por parte del Coordinador en una condición similar.

Es importante tener en consideración que el tamaño de la unidad fallada es un aspecto crítico en la definición de consideraciones de seguridad. En ese contexto, la solución de aumentar los requerimientos de inercia en el despacho puede ser ineficiente respecto de tratar de disminuir el tamaño de la unidad probable de fallar en el sistema mediante medidas operacionales.

A modo de ejemplo, la siguiente figura, curva azul, ilustra la incursión de frecuencia esperada en el sistema para el caso de falla de la U16 (357 MW) en la condición de despacho que el Coordinador definió en la Tabla 5.3, escenario Inercia NG 8,87 GVA. La curva naranja representa el mismo caso, con la U16 despachada en 200 MW. Finalmente, la curva roja representa el primer escenario (Tabla 5.3, escenario Inercia NG 8,87 GVA), considerando además el despacho de la IEM en mínimo técnico. Se puede observar que una disminución en el tamaño de la unidad fallada en 44% (mediante gestión operacional) produce una mejora significativa en la incursión de frecuencia esperada del sistema. Por otra parte, el aumento en 2,4 GVA en la inercia del sistema en el norte grande (incorporación de IEM) produce una mejora marginal en la incursión de frecuencia esperada del sistema.

Baja Inercia vs Tamaño de Evento



Al respecto, si se tiene en consideración los principios de operación económica y su relación a los principios de operación segura del sistema (la relación entre ambos es tan importante como la consideración de ambos de manera independiente), entonces debería analizarse la existencia de un punto más seguro y económico donde en el despacho se consideran unidades de menor tamaño o despachadas de manera más homogénea, es decir, en el caso en particular, también despachar la U16 a mínimo técnico para aplicar la contingencia.

Luego, se solicita al Coordinador complementar las evaluaciones en el estudio con escenarios de falla de unidades síncronas del Norte Grande, con escenarios de despacho alternativos y consistentes con la operación proyectada del sistema (homogéneos).

Respuesta 1.2:

Tal como se mencionó en la respuesta N° 1.1.2 de esta sección, los escenarios base derivan de las condiciones previstas para la operación del SEN en el horizonte de estudio y del registro histórico. A partir de lo anterior, se reacondiciona el escenario en orden de aumentar las transferencias por el sistema de 500 kV, estableciendo a su vez condiciones desfavorables para la zona y el sistema. Esto es, un despacho a máxima potencia de la unidad U16, para efectos del análisis de la Contingencia Simple más exigente, como se explica en la repuesta anterior.

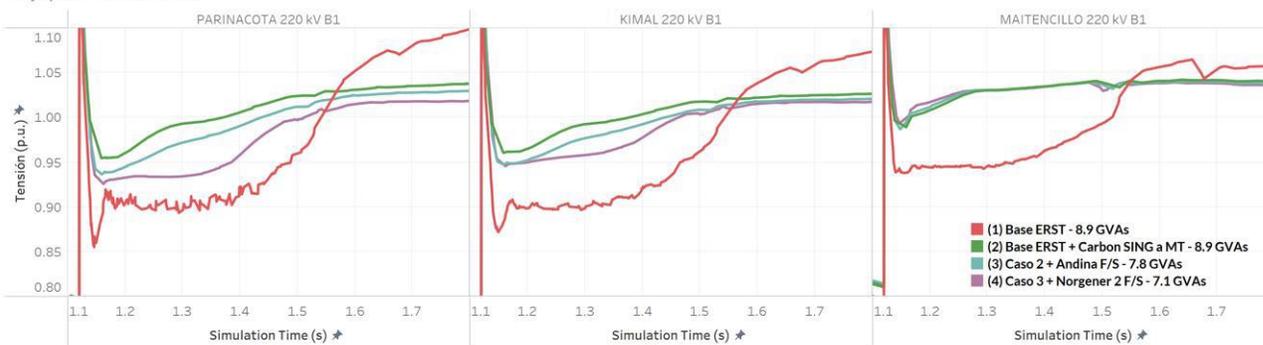
Con respecto al ejercicio propuesto, notar que en la figura presentada se observa que la respuesta en frecuencia ante contingencia simple de la U16 con distintos despachos y condiciones del sistema, la condición más desfavorable es la analizada en el estudio, donde además se establecieron solo reserva primaria en la zona de Charrúa. Sin embargo, la determinación de la inercia mínima de la zona se basa en la respuesta del sistema ante la contingencia propuesta desde el punto de vista de la recuperación dinámica de la tensión.

1.3) Falla evaluada en el Caso B (operación durante el día)

Para enfatizar la importancia de evaluar escenarios de falla de unidades consistentes con las condiciones de operación reales y proyectadas del sistema, y cómo esto tiene efectos en las conclusiones del ERST 2023, se utilizó la base de datos de DIGSILENT publicada por el Coordinador y se evaluó el Caso Inercia en el Norte Grande de 8.9 GVA que se presentó en la Tabla 5.11. El resultado de la evolución de la tensión en las barras de Parinacota, Kimal y Maitencillo se presenta en color rojo en la siguiente figura.

Tensiones ante falla en Los Changos - Cumbres

Flujo prefalla: 1100 MVA

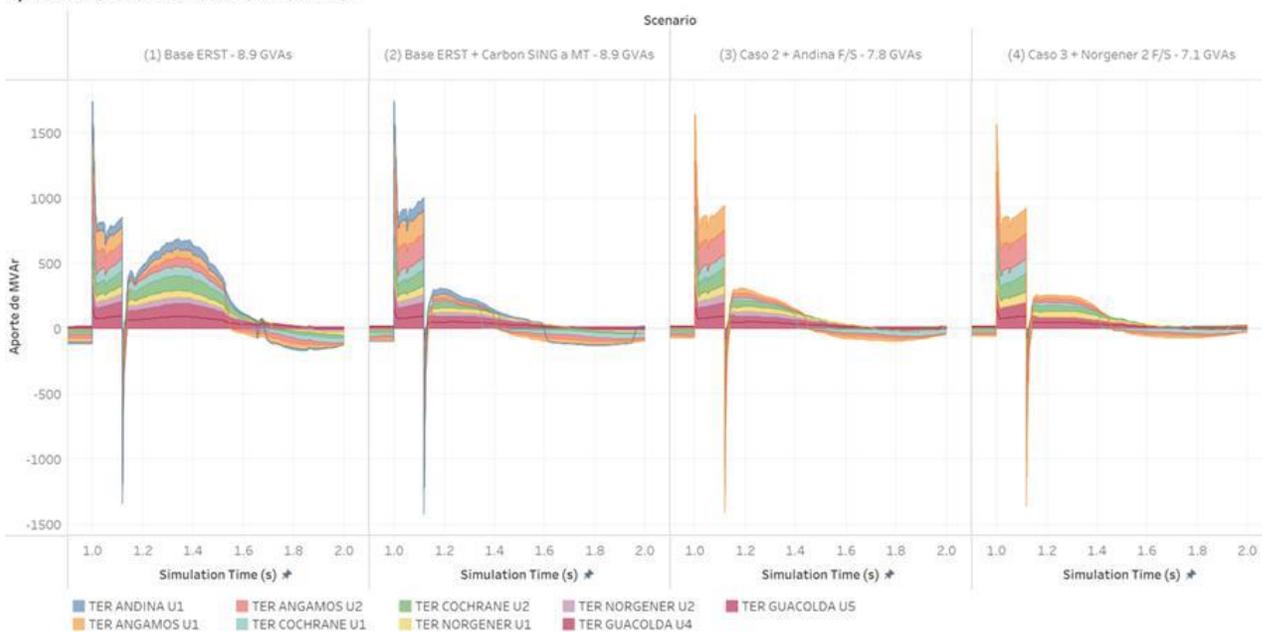


Luego, a partir del caso anterior, se evaluó una falla en la línea Los Changos - Cumbres, pero en esta oportunidad modificando el nivel de despacho de las unidades térmicas de la zona Norte Grande de manera de reflejar una operación a mínimo técnico, complementando el diferencial de inyección con generación solar en la zona del Norte Grande. Los resultados de esta evaluación se presentan en color verde en la figura anterior. Se puede apreciar que la dinámica mejora significativamente.

A partir del caso anterior, se redujo el despacho térmico dejando la unidad Andina fuera de servicio, aumentando en su reemplazo generación solar en la zona (Caso ilustrado en color celeste). Finalmente, en el caso ilustrado en color lila, de manera adicional al caso anterior, se deja fuera de servicio la unidad NTO2 y se incrementa la generación solar en su reemplazo. En todos los casos evaluados se mejora la respuesta dinámica de tensión respecto del caso evaluado por el Coordinador.

Para los casos indicados anteriormente, en la siguiente figura se presenta el aporte de reactivos al sistema de las unidades sincrónicas. Se observa en color lila, amarillo y rojo el aporte de las unidades de Norgener 1 y 2 y Guacolda 4 y 5. Con lo anterior, queda en evidencia que al llevar las unidades a MT (condición normal y esperada durante bloque solar) se mejoró la capacidad de control de tensión de las unidades síncronas. Adicionalmente, cabe mencionar que el retiro de las unidades de Norgener 1 y 2 debería ser evaluado como un escenario alternativo por el CEN, y definir recomendaciones para este caso en el contexto del ERST 2023.

Aporte de Potencia Reactiva durante la Falla



Respuesta 1.3:

Ver respuesta a Numeral 1.1.1 de la observación.

Con respecto al retiro de las unidades de Norgener, se aclara que la primera comunicación sobre la iniciativa del adelanto del retiro de la central Norgener fue recibida por el Coordinador el 7 de diciembre de 2023 a través de una carta de AES Andes dirigida a la Comisión Nacional de Energía (CNE), con copia al Coordinador, en la cual se solicitaba la exención del plazo para comunicar dicho retiro adelantado. Para esa fecha ya se estaban concluyendo los análisis del estudio. Cabe señalar que, posteriormente, la CNE solicitó al Coordinador un informe de seguridad al respecto (el 29 de diciembre de 2023), el cual fue enviado

a la CNE el 29 de enero de 2024, y finalmente la solicitud de AES Andes fue autorizada por la CNE recién el 8 de febrero de 2024. Por las fechas indicadas, el retiro de las unidades de Norgener no fue considerado en esta versión del estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, como se indica en el informe de seguridad preparado por el Coordinador y enviado a la CNE, aún con el retiro de la central Norgener, para el horizonte de estudio el sistema cuenta con los recursos suficientes para cumplir los requerimientos de inercia, Control de Tensión y Control de Frecuencia. Por otro lado, los requerimientos de inercia y límites de transmisión determinados para la zona norte no son dependientes de la presencia o ausencia en el despacho de las unidades de la central Norgener, sino que más bien algunas de dichas restricciones dependen de la capacidad total de control dinámico de tensión disponible en la zona Norte Grande.

- 2) Definición de requerimientos de inercia mínima deben realizarse de manera de balancear los trade-off que emergen de la aplicación de los principios de operación del Artículo 72-1 de la LGSE. Luego, la aplicación del requerimiento de inercia en la programación y la operación del sistema debe ser consistente con la condición de operación que se proyecta en el corto plazo, sin sobredimensionar las necesidades de inercia en el sistema.

El aumentar los niveles de inercia mínima en el sistema de 7 GVAs a 9 GVAs tiene efectos importantes en la operación económica del sistema y por ende en los costos sistémicos, que, dependiendo de las condiciones evaluadas, pueden implicar entre 10 y 25 millones de USD adicionales al año en costos de operación.

En esta línea, la definición de los niveles de inercia mínima del sistema, particularmente en el Norte Grande y Norte Chico deben estar apropiadamente fundamentada de manera que los eventuales mayores costos de operación se produzcan por un valor concreto en seguridad del sistema.

Si el nivel adicional de seguridad en la operación del sistema que se desprende de los escenarios que ha definido el Coordinador no se traducen en un valor concreto para los beneficiarios del sistema, y solo implican costos, luego es crítico ajustar los escenarios para que los niveles de seguridad reflejen apropiadamente condiciones que aporten valor a los usuarios del SEN.

Luego, dado que los escenarios de operación y falla que se han definido en el ERST 2023, en la mayoría de los casos, no está alineado con el despacho real del sistema durante el día y noche, por lo que se sugiere que el Coordinador incorpore en el estudio condiciones de operación más cercanas a las condiciones de operación que se podrían esperar en el contexto de alta integración de energía renovable que tiene el SEN.

Respuesta 2:

Ver respuestas a observación N°1.

3) Aporte de Norgener a la seguridad del sistema

Prácticamente en la mayoría de los escenarios evaluados por el Coordinador en el Norte Grande se considera la operación de las unidades de Nueva Tocopilla 1 y/o Nueva Tocopilla 2 (Tablas 5-3, 5-7, 5-12, 5-16, y 5-11). En el ERST 2023 se evidencia el aporte que realizan estas unidades a los escenarios de contingencias conceptualizados y evaluados por el Coordinador.

El aporte de las unidades de Nueva Tocopilla 1 y 2 a la seguridad del sistema también se evidencia en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva publicado por el Coordinador a mediados del año 20231.

Considerando que los recursos que participan en el control primario de frecuencia y control dinámico de tensión en la zona son limitados y escasos, se sugiere al Coordinador complementar las evaluaciones del ERST 2023 considerando un escenario alternativo con el retiro de las unidades de Norgener (de manera coincidente con mantenimiento y fallas de unidades sincrónicas en el norte) y definir de esta manera recomendaciones para este caso.

Adicionalmente, se sugiere realizar evaluaciones del costo de operación en que incurriría el sistema por mantener niveles de operación segura de acuerdo a los estándares que se han definido.

Respuesta 3:

La primera comunicación sobre la iniciativa del adelanto del retiro de la central Norgener fue recibida por el Coordinador el 7 de diciembre de 2023 a través de una carta de AES Andes dirigida a la Comisión Nacional de Energía (CNE), con copia al Coordinador, en la cual se solicitaba la exención del plazo para comunicar dicho retiro adelantado. Para esa fecha ya se estaban concluyendo los análisis del estudio. Cabe señalar que, posteriormente, la CNE solicitó al Coordinador un informe de seguridad al respecto (el 29 de diciembre de 2023), el cual fue enviado a la CNE el 29 de enero de 2024, y finalmente la solicitud de AES Andes fue autorizada por la CNE recién el 8 de febrero de 2024. Por las fechas indicadas, el retiro de las unidades de Norgener no fue considerado en esta versión del estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, como se indica en el informe de seguridad preparado por el Coordinador y enviado a la CNE, aún con el retiro de la central Norgener, para el horizonte de estudio el sistema cuenta con los recursos suficientes para cumplir los requerimientos de inercia, Control de Tensión y Control de Frecuencia. Por otro lado, los requerimientos de inercia y límites de transmisión determinados para la zona norte no son dependientes de la presencia o ausencia en el despacho de las unidades de la central Norgener, sino que más bien algunas de dichas restricciones dependen de la capacidad total de control dinámico de tensión disponible en la zona Norte Grande.

Por último, cabe señalar que evaluaciones del costo de operación del sistema están fuera del alcance del estudio.

4) Criterios de ubicación de reservas para control primario de frecuencia.

En la sección 4.3.2 Regulación de Frecuencia, se indica:

“Tanto para los estudios estáticos como dinámicos se considerará que toda la reserva para el Control Primario de Frecuencia (CPF) está ubicada aguas arriba del tramo en estudio, con el objetivo de buscar la peor condición post contingencia para la línea analizada. Para efectos de los estudios dinámicos se deberá definir para cada caso bajo análisis un monto lo más ajustado a la reserva mínima para CPF.”

Se sugiere utilizar criterios que estén alineadas con condiciones de operación que realmente utiliza el Coordinador, tanto en el proceso de programación, como en la operación en tiempo real. Es posible evidenciar en la operación real que el control de frecuencia está distribuido en el sistema. A modo de ejemplo, según se indica en el Informe de la falla ocurrida el 4 de abril de 2023 a las 17:23 horas, el control de frecuencia estaba distribuido en el sistema en las unidades Andina, Angostura (U3),

Atacama 2 (TG2AB), Candelaria (U2), Canutillar (U1), Canutillar (U2), El Toro (U1, U2, U3 y U4), Norgener (NTO1), Nueva Renca, y Quintero (U1 y U2)².

- ¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>
- ² <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/04/EAF-156-2023.pdf>

Respuesta 4:

El supuesto considerado en el estudio que se indica en la observación representa la condición más desfavorable de distribución de la reserva para Control Primario de Frecuencia (CPF) que se puede presentar en la operación real para la respuesta del Sistema ante las contingencias analizadas. Esto va en línea con el requisito establecido para el estudio en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS), de considerar los escenarios de operación más críticos para la Seguridad y Calidad de Servicio.

Cabe señalar que durante los meses de agosto y septiembre de 2021 se dieron condiciones con el 100% de la reserva para CPF ubicada en la zona Norte. Por otra parte, durante los meses de febrero, marzo y abril de 2023 se dieron algunas horas de noche con el 100% de la reserva para CPF ubicada en la zona de S/E Charrúa al sur. Esto se puede verificar en los programas de operación publicados en el sitio web del Coordinador.

- 5) Consideración de nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres.

El ERST 2023, Sección 5.3, indica: “Todos los escenarios analizados consideran en servicio las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres, cuyas fechas de entrada en operación se estiman para entre fines del 2023 y principios del 2024, como se indica en el Punto 4.2.4.”

Según se evidencia en la plataforma de seguimiento de obras en ejecución (<https://seguimientoejecucionobras.coordinador.cl>), se evidencia que los proyectos se encuentran atrasados. En los casos en que no hay información actualizada disponible, es posible asumir también un retraso en la puesta en servicio de la obra.

Luego, se sugiere complementar el ERST 2023 con escenarios alternativos de evaluación que no consideren en servicio las obras que no se han puesto en servicio a la fecha (o cuya fecha de entrada es incierta) y definir de esta manera recomendaciones para este caso. En caso de que se considere válido las conclusiones del ERST 2022, se sugiere tener en consideración la naturaleza de las observaciones planteadas en el punto 1 y 2 anterior.

Respuesta 5:

Como se indica en el Resumen Ejecutivo del informe, mientras no entren en operación todos los tramos de los tres proyectos mencionados en la observación, se deberán considerar los límites de transmisión de la Zona Chico y las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinados en la versión anterior del estudio, que son los requerimientos actualmente vigentes. En el Informe Final se replica esta idea en los puntos 5.2 y 5.3 del capítulo de Desarrollo del Estudio y en las Conclusiones. Cabe señalar que en la versión anterior del estudio se consideraron los mismos criterios respecto del despacho de unidades sincrónicas

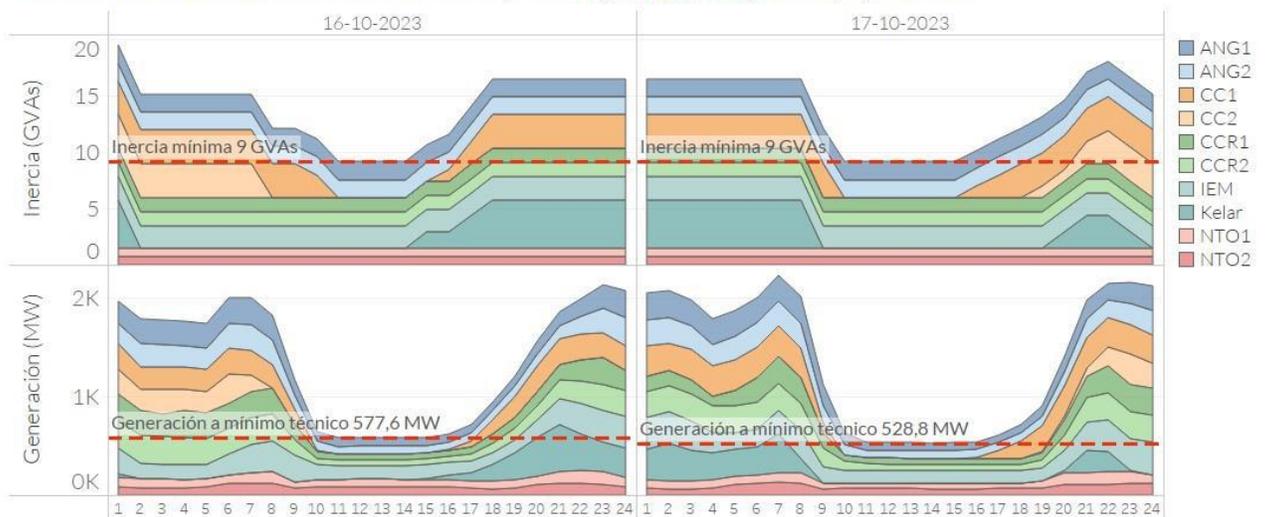
del Norte Grande a los que se hace alusión en las observaciones N°1 y N°2, por lo que las respuestas a estas observaciones también son válidas respecto de los análisis realizados en dicha versión del estudio.

6) Aporte de unidades con menor mínimo técnico a los requerimientos de control de tensión e inercia del sistema.

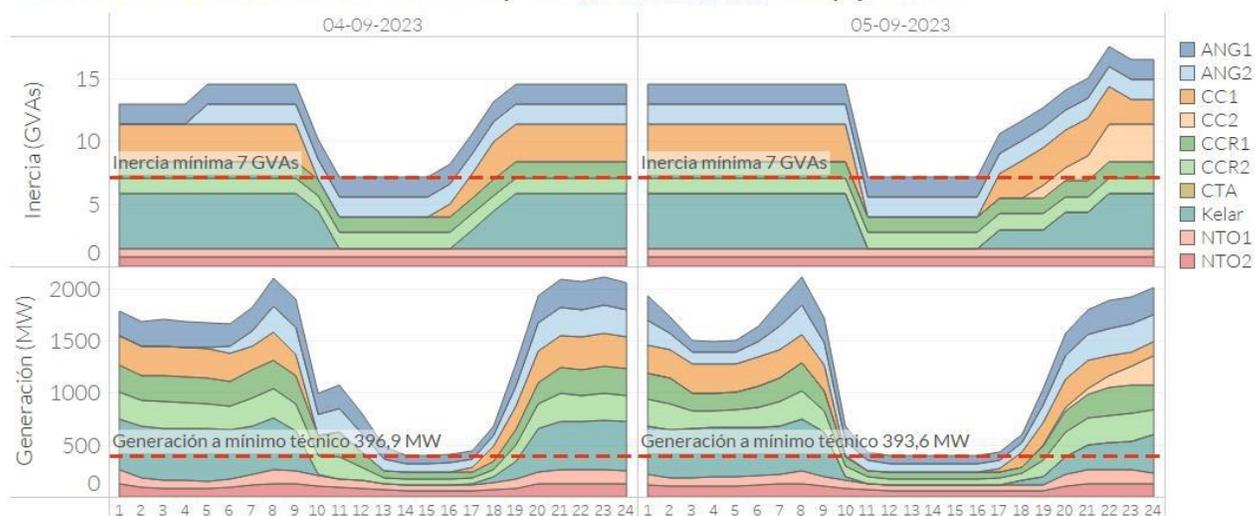
Parte de los costos sistémicos se explica por la definición de la restricción de inercia en el Norte Grande. En este sentido, el ERST 2023 evalúa para el Norte Grande escenarios con 2 unidades de Guacolda en servicio y sin unidades de Guacolda en servicio. El estudio no entrega antecedentes respecto de la evaluación de otros escenarios, por ejemplo, 1, 3, 4 ó 5 unidades de Guacolda en servicio, que son escenarios factibles para la operación durante el año 2024.

De acuerdo a los datos registrados en la operación del sistema, el hecho de contar con al menos 2 unidades de Guacolda en Servicio tiene un efecto en reducir el nivel de despacho térmico durante el día (evitando consecuentemente un mayor vertimiento), hecho que se ilustra en la siguiente figura para 2 días del año 2023.

Generación e inercia horarias en el SING en días donde operaron menos de 2 unidades del complejo Guacolda



Generación e inercia horarias en el SING en días donde operaron **al menos 2 unidades** del complejo Guacolda



Dado que comparativamente las unidades de Guacolda tienen un mínimo técnico menor que las unidades en el Norte Grande, en vista de conciliar los principios de operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, se sugiere al Coordinador complementar el estudio con escenarios de evaluación con 1, 3, 4 ó 5 unidades de Guacolda en servicio, y definir para cada escenario los niveles mínimos de inercia en el Norte Grande. Esto es una alternativa de flexibilidad para armonizar aspectos de seguridad con costos de operación del SEN. En este sentido, Guacolda Energía SpA se encuentra desarrollando estudios para efectos de evaluar estos escenarios de operación.

Lo anterior es crítico ya que en la programación de la operación que el Coordinador realiza en Plexos, se consideran restricciones de inercia que pueden afectar el nivel de despacho de unidades térmicas en el Norte Grande, y se produce una interacción entre el nivel de unidades síncronas despachadas en el Norte Chico y el nivel mínimo de unidades síncronas despachadas en el Norte Grande.

Las siguientes figuras ilustran la definición de las restricciones de inercia que se han implementado en Plexos para la programación diaria de la operación.

a.) Restricción de inercia a nivel de sistema

Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo
Left Hand Side												
Decision Variables (InertiaGlobalMin.Inertia_SE...	Value Coefficient	1		-	1							
Sense and Settings												
InertiaGlobalMin	Sense	>=			1							
InertiaGlobalMin	Include in MT Schedule	No		Yes/No	1							
InertiaGlobalMin	Include in MT Schedule	Yes		Yes/No	1				CPFUp_ON			
InertiaGlobalMin	Include in ST Schedule	No		Yes/No	1							
InertiaGlobalMin	Include in ST Schedule	Yes		Yes/No	1				CPFUp_ON			
Right Hand Side												
InertiaGlobalMin	RHS	30		-	1							

b.) Restricción de inercia a nivel del Norte Grande.

Left Hand Side													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
Decision Variables (InertiaNRMin_N.Inertia_NR)	Value Coefficient	1		-	1								
Decision Variables (InertiaNRMin_N.InertiaGuacold...)	Value Coefficient	2		-	1								

Sense and Settings													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
InertiaNRMin_N	Sense	>=		-	1								
InertiaNRMin_N	Include in MT Schedule	No		Yes/No	1								
InertiaNRMin_N	Include in MT Schedule	Yes		Yes/No	1					CPFUp_ON			
InertiaNRMin_N	Include in ST Schedule	No		Yes/No	1								
InertiaNRMin_N	Include in ST Schedule	Yes		Yes/No	1					CPFUp_ON			

Right Hand Side													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
InertiaNRMin_N	RHS	9		-	1								
InertiaNRMin_N	RHS	7		-	1	08-07-2023	08-07-2023 7:00:00						

c.) Definición de restricción de inercia InertiaNRMin_D (Representa la inercia que aporta el Norte Grande sin Guacolda)

Left Hand Side													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_D)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Generators (InertiaNRMin_D.TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF)	Units Generating Coefficient	3065		-	1								
Decision Variables (InertiaNRMin_D.InertiaGuacolda)	Value Coefficient	2000		-	1								

Sense and Settings													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
InertiaNRMin_D	Sense	>=		-	1								
InertiaNRMin_D	Include in MT Schedule	No		Yes/No	1								
InertiaNRMin_D	Include in MT Schedule	Yes		Yes/No	1					CPFUp_ON			
InertiaNRMin_D	Include in ST Schedule	No		Yes/No	1								
InertiaNRMin_D	Include in ST Schedule	Yes		Yes/No	1					CPFUp_ON			

Right Hand Side													
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo	
InertiaNRMin_D	RHS	9000		-	1								

d.) Definición de restricción de inercia InertiaCommitGuacolda (marca la diferencia en el requerimiento si las unidades de Guacolda no están despachadas)

Left Hand Side												
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo
Generators (InertiaCommitGuacolda.GUACOLDA_1)	Units Generating Coefficient	1		-	1							
Generators (InertiaCommitGuacolda.GUACOLDA_2)	Units Generating Coefficient	1		-	1							
Generators (InertiaCommitGuacolda.GUACOLDA_3)	Units Generating Coefficient	1		-	1							
Generators (InertiaCommitGuacolda.GUACOLDA_4)	Units Generating Coefficient	1		-	1							
Generators (InertiaCommitGuacolda.GUACOLDA_5)	Units Generating Coefficient	1		-	1							
Decision Variables (InertiaCommitGuacolda.InertiaGuacolda)	Value Coefficient	-2		-	1							

Sense and Settings												
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo
InertiaCommitGuacolda	Sense	>=		-	1							

Right Hand Side												
Membership	Property	Value	Data File	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Scenario	Action	Expression	Memo
InertiaCommitGuacolda	RHS	0		-	1							

Respuesta 6:

Para el análisis de la inercia mínima de día del Norte Grande se definió, en base a los despachos reales y previstos, un escenario desfavorable con baja inercia en toda la zona centro-norte del SEN, incluyendo 2 unidades de Guacolda, y con máximas transferencias en el sentido norte – sur por el sistema de transmisión de la zona Norte Chico. Además, se analizó una sensibilidad sin unidades de Guacolda, debido al importante efecto que tiene el despacho de esta central sobre el requerimiento de inercia del Norte Grande. De esta forma, se analizan escenarios de operación críticos para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona, en línea con lo establecido en el Artículo 6-31 literal c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios de operación críticos representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

Observaciones de Colbún

- 1) Zona Norte Grande y Norte Chico: Se observa que no se realiza análisis a los transformadores de 500/220kV, ni se menciona las restricciones que se están utilizando para ellos. Por ejemplo, durante el 2023 se vio el transformador de Kimal 500/220 restringido, provocando desacople entre el Norte Grande y el resto del sistema; pero no hay una restricción asociada a ellos. Se sugiere agregar análisis.

Respuesta 1:

En el estudio se analizan las restricciones de las líneas de transmisión, incluyendo los equipos en serie que puedan establecer alguna restricción, como por ejemplo transformadores de poder, como se puede apreciar en las tablas resumen de las zonas Centro Sur 500 kV, Centro Sur 220 kV, Centro Sur 154 kV y Concepción.

Con respecto a la limitación impuesta por los transformadores de 500/220 kV de la S/E Kimal, se acoge la observación, incluyendo en el Informe Final la capacidad de dichos transformadores en el anexo de

capacidades térmicas de la zona Norte Grande y como “Capacidad Otros Equipos Serie” del tramo Kimal – Los Changos 500 kV en las tablas resumen de dicha zona (Tablas 1.1 y 5.18). Como limitación de este tramo se indica el límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona del Desierto de Atacama. Este límite corresponde a la capacidad nominal de los transformadores (750 MVA), ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante períodos inferiores o del orden de 1 hora. Se incluye una nota al pie de las tablas resumen con la explicación anterior, e indicando además la transferencia máxima total por ambos transformadores que se considera en la operación real durante las horas de noche y para transferencias en el sentido de 500 kV a 220 kV. Por último, en las tablas de factores de redistribución de la zona Norte Grande, para escenarios de día y de noche (Anexo 7.11.1), se agregan los factores de redistribución correspondientes a la contingencia de un transformador 500/220 kV de S/E Kimal.

- 2) Zona Norte Grande y Norte Chico: Se observa que cuando se realiza el análisis al norte grande y al norte chico, no se realizan análisis sensibilidad al sistema con solo 1 unidad de Guacolda. Se considera importante agregar este análisis debido a la importancia que tiene la central Guacolda en los análisis de sensibilidad que se realizan en el estudio, afectando de gran manera la inercia mínima necesaria en el norte grande.

Respuesta 2:

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios críticos de operación representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso. Además, cabe señalar que las sensibilidades que se analizan en el estudio tienen por objeto determinar el efecto que tienen algunos elementos sobre las restricciones con las que debe operar el sistema.

- 3) Zona Centro – Sur 500kV: Se observa que no se realiza sensibilidad al sistema de 500 kV Centro – Sur considerando Santa María en servicio. En particular se considera necesario agregar este análisis debido a que el parámetro que limita las líneas es la estabilidad de tensión y, según se indica en el informe de Reservas para el control de tensión, CT Santa María tiene un rol importante en el control de tensión de las barras de la zona centro.

Respuesta 3:

Los análisis fueron realizados considerando las condiciones previstas según la programación de la operación. En la zona Centro Sur 500 kV existe una gran cantidad de condiciones posibles de analizar, dado que hay unidades hidráulicas de embalse que aportan al Control de Tensión en la mayoría de los nodos del sistema de 500 kV (Pehuenche, Colbún, Rapel), además de la disponibilidad de generación de carácter térmico en la V Región y Región Metropolitana. La condición de la unidad de Central Santa María es solamente una más dentro de la gran variedad de estas.

Como se indica en el informe, las restricciones determinadas en el estudio son sólo de carácter referencial y se determinan para ciertos escenarios críticos de operación representativos de las condiciones topológicas, de demanda y de despacho de generación previstas en el horizonte de estudio. Las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de

operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

- 4) Zona Centro – Sur 500kV: En los análisis B1 y B2 se observa que no se llega a un límite por algún parámetro eléctrico, sino que es por despacho, ya que no se puede seguir aumentando la generación para aumentar las transferencias por las líneas. Se sugiere cambiar el día del despacho para llegar a un límite real, y no limitar la línea debido a falta de escenarios.

Respuesta 4:

En el informe no se señala que haya límite alguno para el tramo y condiciones indicadas. Es poco probable que se superen las transferencias señaladas en las condiciones indicadas, pues se hizo pleno uso de los recursos disponibles (se incrementó al máximo la generación de las unidades hidráulicas de embalse despachadas) y se consideró una generación de las plantas ERV eólicas por sobre el 70% de su capacidad total.