
ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

junio 2024

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Documento preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	27-06-2024	Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Michelle Cajas R. Pia Contreras G. Pedro Gobantes F. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G.

Observaciones de AngloAmerican

- 1) Se solicita aclarar las razones de la diferencia entre las restricciones de inercia mínima entre este estudio, donde sólo se consideran unidades de Guacolda, y las indicadas en el ECFyDR 2024 parte 1 preliminar.

Respuesta 1:

Los escenarios de operación base utilizados para ambos estudios consideran las mismas restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande, que son las que se indican en las Tablas 1.2 y 3.4 del informe. En el ECFyDR 2024 parte 1 sólo se considera una inercia menor que dichas restricciones para el análisis de CRF prospectivo, el cual considera condiciones más exigentes que las previstas para el año 2025 (Ver punto 4.1.3.3 del informe de dicho estudio).

- 2) En el punto 1.5 se indica:

Por último, y como comentario general para todas las ACT, cabe señalar que la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar contingencias, indicadas en el presente informe, están supeditada a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en este estudio, y su asignación, tienen solo un carácter referencial.

Al respecto, se solicita aclarar cuál es la metodología utilizada por el Coordinador para establecer las reservas que finalmente se requieren, dado que las contenidas en este informe serían referenciales. Lo anterior, con el objetivo de poder estimar el requerimiento que finalmente se establezca.

Respuesta 2:

Los montos de reservas requeridos para el horizonte del estudio son los señalados en el punto 1.7 del informe de la página 15, Resumen de requerimientos de Potencia reactiva. Debido a las características de la demanda a los diferentes despachos y disponibilidad de recursos es que se hace referencial dado el carácter local del requerimiento de control de tensión, en consecuencia, las máquinas despachadas en estos escenarios podrían cambiar dependiendo del escenario. Por lo anterior, los requerimientos pudieran variar dependiendo de las unidades en servicio que participan de éste para cada una de las áreas de control de tensión, así como los aportes de las áreas adyacentes.

Los análisis realizados contemplan los requerimientos máximos y mínimos para distintos escenarios esperados de operación para el año 2025, ante distintas contingencias y para cada área de control de tensión, por lo que el requerimiento real final dependerá entre otras, de las maniobras para controlar tensión en las distintas barras del SEN, como por ejemplo los cambios de tap de transformadores, la conexión/desconexión de bancos de condensadores/reactores u otros equipos de compensación reactiva.

- 3) En el punto 1.6 Comentarios generales se indica que se evalúa el efecto de que todos los parques ERV basados en inversores tengan disponible todo el Diagrama PQ establecido en la NTSyCS con el fin de evitar la apertura de líneas y puenteo de capacitores series, lo que debería ser una medida operacional de última instancia según la NTSyCS y la NTSSCC. De la evaluación realizada se concluyó que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las

medidas operacionales excepcionales descritas anteriormente y llegar a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales en el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico) y en el sistema de 220 kV del sur.

No obstante lo anterior, en las recomendaciones de obras nuevas (reactores) que se propusieron para líneas en Roncacho y Nueva Pozo Almonte, llama la atención que esas obras se propusieron por la imposibilidad de operar cerrado el anillo Cóndores - Parinacota - Roncacho - Nueva Pozo Almonte - Cóndores cerrado. Todo lo indicado en este estudio da a entender que el anillo se encuentra cerrado.

Al respecto, se solicita explicar detalladamente la condición operacional de ese anillo.

Respuesta 3:

Tal como se indica en el punto 1.1 del resumen ejecutivo del ECTyRPR (página 6), en todos los escenarios de estudio correspondientes al área de control de tensión Norte Grande, las líneas Parinacota – Roncacho 220 kV y Roncacho – Nva. Pozo Almonte 220 kV se consideraron abiertas con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de control de tensión. Por otro lado, la línea Cóndores – Parinacota 220 kV, que eventualmente cierra el referido anillo, se consideró cerrada en condiciones normales de operación en todos los escenarios de estudio.

Respecto a los análisis complementarios efectuados en la “Minuta Análisis Adicional”, se consideró la operación del anillo en cuestión completamente cerrado, lo cual, según el análisis realizado, sería posible solo si se encontrasen todas las plantas ERV con todo su Diagrama PQ disponible.

- 4) Si bien la NTSSCC no establece directrices para el análisis de fortaleza de red en este estudio, el Coordinador estableció que la provisión de potencia de corto circuito es un servicio de control de tensión.

En consistencia con lo anterior, se solicita incorporar en el presente estudio los análisis del Coordinador respecto del requerimiento de potencia de cortocircuito, o bien aclarar los plazos, periodicidad y criterios con que realizará dichos análisis.

Respuesta 4:

En lo que respecta a los requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación de SC de Control de Tensión, análisis relacionados al tema quedan fuera de los alcances del ECTyRPR. Se recomienda revisar antecedentes adicionales en el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC).

Observaciones de Arauco Bioenergía

- 5) En el estudio no se analiza el requerimiento de potencia reactiva que necesita la zona Constitución (aguas debajo de S/E Constitución) ante la contingencia de la ausencia de la central Viñales.

Respuesta 5:

Los requerimientos analizados se realizan por áreas de control de tensión a nivel global del sistema y no de forma particular de una zona específica y muy pequeña. Por lo anterior el análisis global se realiza en la zona de control de tensión de 154 kV para determinar el mayor requerimiento de reactivos ante una serie de contingencias indicadas en el informe. Con esto se busca dimensionar cuales son los requerimientos y los recursos globales que permitan mantenerla estabilidad de tensión en la zona.

- 6) Al respecto, el coordinador ha publicado la minuta DAOP N° 01/2024, en donde se observa que, ante la ausencia de la central Viñales, a partir de aproximadamente 11 MVA de demanda neta conjunta entre las SS/EE Nirivilo y Constitución, abasteciéndose solamente desde S/E San Javier y central Celco, la tensión en la barra 66 kV de S/E Constitución llega a su valor mínimo permitido de 0,93 p.u. A partir de esa carga, se requiere de generación local adicional (motores diésel). Es decir, la línea de 66kV San Javier – Constitución queda con una capacidad de transferencia limitada a 6 MVA en dirección San Javier -> Constitución (la central Celco aporta los otros 5 MVA).

Cabe destacar que, este problema es reiterativo y se da cada vez que la central Viñales entra en periodo de mantenimiento.

Respuesta 6:

Efectivamente la minuta indica lo señalado, siendo esta condición particular para la zona de Constitución 66 kV ante la indisponibilidad de la central Viñales, sin embargo, el estudio abarca el área de control de tensión de toda la zona de 154 kV , y se realiza un análisis de toda el área identificando los mayores requerimientos de reactivos ante una serie de contingencias. En consecuencia, las minutas de operación van en la línea de resolver estos problemas más puntuales que pudieran presentarse en la operación en tiempo real.

- 7) Para solucionar este problema, Arauco Bioenergía emitió y envió al Coordinador la minuta “2024-05-03 Minuta Op Constitución nov 2023.pdf” donde se establece un requerimiento de 24,5 MVar conectados a la barra de 66kV de S/E Constitución para aumentar la transferencia por la línea de 66kV San Javier – Constitución ante la ausencia de la central Viñales. Lo anterior, garantiza abastecer la demanda de la zona con un mínimo requerimiento de generación local adicional (motores diésel).

Respuesta 7:

Ver la respuesta a la observación N°6.

- 8) Se adjuntan las minutas “DAOP N°01-2024” del Coordinador y “2024-05-03 Minuta Op Constitución nov 2023” de Arauco Bioenergía.

Respuesta 8:

Ver la respuesta a observación N°6.

Observaciones de Collahuasi

- 9) La Minuta de Análisis Adicional que se incluye como anexo al ECTyRPR 2024 apunta en la dirección correcta para abordar las dificultades percibidas en la gestión de los recursos disponibles para el control de tensión en las áreas del Norte Grande, Norte Chico y Sur.

En el proceso de revisión del ECTyRPR 2023, informe preliminar, el Coordinador había identificado la necesidad de abrir líneas de transmisión para el control de tensión, entre ellas, las líneas Lagunas – Collahuasi y Encuentro – Collahuasi. Ante esto, se observó que estas gestiones deberían ser sólo de último recurso y el Coordinador acogió la observación.

Se observa que, en el caso del Norte Grande, la minuta que se incluye como anexo al ECTyRPR 2024 ha centrado su análisis en las barras de Kimal, Los Changos y Parinas. Se sugiere que también se considere otras barras importantes del Norte Grande como Parinacota, Nueva Pozo Almonte y Lagunas, que presentan desafíos de control de tensión que han sido previamente identificados por el Coordinador.

Se sugiere incluir las barras Parinacota, Nueva Pozo Almonte y Lagunas en el análisis que se realiza en la Minuta de Análisis Adicional que se incluye como anexo al ECTyRPR 2024, en particular, se solicita complementar la Tabla 4-2 con una asignación de parques ERV a dichas barras.

Respuesta 9:

Con respecto a la Minuta de Análisis Adicional, la propuesta del ejercicio contempla únicamente las barras de Kimal, Los Changos y Parinas para la zona del Norte Grande, siendo éstas las principales candidatas debido a su influencia directa en el sistema de transmisión de 500kV. Cabe señalar que, el efecto en la zona por el uso de los parques ERV disponible en la zona para su barra asignada, y en especial en la barra de Kimal, tiene un efecto positivo en general en la misma zona, y en las barras señaladas, ya que los parques cercanos a ellas también son parte de la asignación a Kimal. Si bien la inclusión o la asignación a de centrales a dichas barras lograría en si focalizar la estrategia a áreas más crítica, esto no modificaría significativamente los recursos determinados.

Sin perjuicio de lo anterior, en una versión final de la misma minuta, se incorporarán tablas con las tensiones de las barras solicitadas, de manera de realizar el seguimiento a la evolución de su tensión.

- 10) En la sección 1.1 del informe, página 6, se indica:

“Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Parinacota-Roncacho 220 kV	1,3,5
Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV	1,3,5
Kimal - Los Changos C1 500kV	1,5

Ante la ejecución de las medidas operacionales consideradas que involucren la apertura de las líneas mencionadas anteriormente, se solicita verificar que se cumplan las siguientes condiciones:

- En los escenarios evaluados, todos los recursos de control de tensión fueron agotados y no fue posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la NTSyCS. Para el cumplimiento de este punto se debe considerar la curva PQ de todos los parques ERV disponibles en el SEN, en conformidad con el artículo 5-8 de la NT SyCS.
- En los escenarios evaluados, la apertura de las líneas indicadas no implica un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior. Se debe verificar que la apertura de la línea Kimal – Los Changos C1 500 kV para el control de tensión no implica un incremento de la energía no suministrada en el sistema ante una falla en otro elemento del ST, en especial, ante una falla de la línea Kimal – Los Changos C2 500 kV.

De no verificarse las condiciones indicadas en los puntos anteriores, **se solicita eliminar las medidas operacionales que consideran la apertura de líneas de transmisión.**

Lo anterior se fundamenta en:

a) El artículo 7-10 de la NTSyCS indica:

“Se considerarán como recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión, al menos los que se establecen a continuación:

[...]

d) **Cambios de consigna en Controlador de Tensión de las unidades generadoras**, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.

[...]

g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:

I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.

II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.”

Del artículo 7-10 de la NTSyCS se desprende que, para el control de tensión, los recursos indicados en la letra d) “Cambios de consigna en controlador de tensión de las unidades generadoras” tienen

una mayor prioridad de uso que los recursos indicados en la letra g) “Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación”, toda vez que para que se puedan utilizar estos últimos, se debe verificar que: I) no es posible mantener los niveles de tensión utilizando el resto de los recursos de control de tensión, y II) la maniobra indicada en d) no corresponde, en ningún caso, a una degradación de los estándares de SyCS, mientras que la maniobra indicada en g) podría corresponder a una degradación de los estándares de SyCS en algunos casos.

b) En la sección 1.6 del informe, página 13, se indica:

“Como se señaló en los párrafos precedentes, existen condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos operacionales disponibles, la apertura de líneas tuvo que utilizarse como recurso de última instancia, a efectos de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS. Estas condiciones operativas locales se producen debido a que las instalaciones de transmisión de la zona en cuestión no están debidamente auto compensadas para condiciones de baja transferencias y el resto de los recursos disponibles no son suficientes para compensarlas.

Debido a lo anterior, se realizó un análisis adicional que se encuentra en los Anexos, en el cual se evalúa el efecto de que todos los parques ERV basados en inversores tengan disponible todo el Diagrama PQ establecido en la NTSyCS con el fin de evitar la apertura de líneas y puenteo de capacitores series, lo que debería ser una medida operacional de última instancia según la NTSyCS y la NTSSCC. De la evaluación realizada se concluyó que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales descritas anteriormente y llegar a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales en el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico) y en el sistema de 220 kV del sur.”

Al respecto, se sugiere tener en consideración el hecho que “todos los parques ERV basados en inversores tengan disponible todo el Diagrama PQ establecido en la NTSyCS” no corresponde a “una medida operacional de última instancia” toda vez que la NTSyCS indica en el capítulo 5 “EXIGENCIAS PARA ESTÁNDARES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO”, título 5-2 “EXIGENCIAS GENERALES”, artículo 5-8, lo siguiente:

“Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos y fotovoltaicos que operen interconectados al SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme se indica en el TÍTULO 3-3 de la presente NT.”

De esta forma, la disponibilidad de la curva PQ de los parques ERV forma parte de los recursos para el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio.

Respuesta 10:

a) Respecto de las medidas operacionales consistentes en aperturas de líneas:

- Líneas Parinacota – Roncacho 220 kV y Roncacho – Nva. Pozo Almonte 220 kV: La solución adoptada resultó la más adecuada, considerando que estas instalaciones presentan problemas de autocompensación. Cabe destacar que soluciones más estructurales a este problema debieran ser abordadas en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación.
- Línea Kimal - Los Changos C1 500 kV: Dado que la zona donde se encuentra la línea en contingencia está interconectada a través del doble circuito Los Changos - Kapatur 220 kV y que la transferencia por la línea es reducida (~20% de su capacidad), una eventual falla en el circuito paralelo Kimal - Los Changos C2 500 kV resultaría solo en una redistribución del flujo de potencia, sin provocar incrementos en la energía no suministrada.

b) En la sección 1.6 del informe, página 13, la “medida operacional de última instancia” se refiere a la apertura de líneas y puenteo de capacitores series y no a la disponibilidad de recursos reactivos de los parques ERV. Sin perjuicio de lo anterior, se propone en el informe final corrección del texto señalado de manera dar claridad a lo señalado.

11) En la página 5 se indica: "Cabe señalar que estos escenarios consideran las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente a la fecha de elaboración de los escenarios de operación base (versión 2022), las que se indican en la tabla siguiente. Estas restricciones representan la necesidad de contar con generación sincrónica en dicha zona para tener un adecuado control dinámico de tensión ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema."

Es decir, el análisis se realizó con la restricción de inercia de 7 y 9 GVAs en el norte grande que se define dependiendo de si hay 2 unidades de Guacolda en servicio o menos de 2 unidades de Guacolda en servicio.

En mayo de 2024 el Coordinador publicó las respuestas al ERST 2023 (<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/Respuesta-a-Observaciones-ERST-2023.pdf>), donde se indica:

“... 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.”

Dado que el ECTyRPR 2024 es un estudio más específico respecto de las necesidades de reactivos proyectadas en el corto plazo en las distintas zonas del sistema, es importante que las condiciones analizadas ponderen adecuadamente las necesidades de inercia en función del número de unidades

térmicas despachadas en el norte chico. Por ejemplo, en el caso que 4 unidades se encuentren despachadas, en el norte grande se podrían requerir menos de 7 GVAs.

Respuesta 11:

Los requerimientos de inercia mínima de la zona Norte Grande se determinan en el ERST, considerando escenarios de operación críticos en cuanto al despacho de unidades sincrónicas en la zona centro-norte y a las transferencias por el sistema de transmisión de 500 kV Kimal – Polpaico. En el ECTyRPR, en cambio, se analizan escenarios de operación representativos de los distintos períodos estacionales del año y para condiciones extremas de demanda del SEN, y para la elaboración de dichos escenarios se consideran las restricciones de inercia mínima del Norte Grande determinadas en el ERST.

Cabe señalar que el Coordinador se encuentra desarrollando un estudio específico de corto plazo, considerando las condiciones topológicas actuales del sistema, con el objeto de determinar el requerimiento de inercia mínima de la zona Norte Grande para una mayor variedad de escenarios de operación que los analizados en el ERST, incluyendo diversas condiciones de número de unidades despachadas en la central Guacolda.

- 12) En el documento “Estudio-CTyRPR-2024-Informe-ANEXOS” se verifica que se ha considerado a la central Cerro Dominador en los Escenarios E1, E3 y E5.

6 ANEXOS

6.1 Despachos de Generación

6.1.1 Despacho de Generación ACT 1: Norte Grande

Tabla 6.1. Despacho de Generación ACT Norte Grande.

Resumen Escenario	E1		E3		E5	
	P	Q	P	Q	P	Q
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Subárea Norte-Centro						
CSP CERRO DOMINADOR	31.6	-3.8	71.6	-23.1	31.6	-23.6

De acuerdo a la carta DE03114-24 de fecha 18 de junio de 2024, Cerro Dominador CSP S.A. ha informado sucesivamente la modificación de la fecha estimada de retorno a la operación de la central. Se sugiere realizar el análisis considerando un escenario en que la central CSP Cerro Dominador no está disponible.

Respuesta 12:

De acuerdo con los antecedentes disponibles a la fecha de inicio del ECTyRPR, la central CSP de Cerro Dominador se encontraba disponible para su eventual despacho al 2025 en los escenarios considerados en el estudio.

- 13)** Uno de los factores más críticos que define los niveles de inercia mínima sugeridos en el ERST 2023 es la dinámica de la tensión en subestación Parinacota en escenarios donde ocurre una falla en el sistema de 500 kV. De hecho, en el ERST 2023 se indica:

“la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para las contingencias de severidad 4 más exigentes, para los siguientes escenarios de transferencias por el sistema de 500 kV”

Lo indicado anteriormente es crítico, debido a que como se indica en el ERST 2023:

“De acuerdo con el Artículo 5-7 de la NTSyCS, en este estudio se considera la aplicación del criterio N-1 sin hacer uso de los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.”

Luego, los requerimientos de despacho mínimo de unidades térmicas en el norte grande, mediante la definición de un requerimiento de inercia mínima, están relacionados a la necesidad de controlar tensión en la S/E Parinacota ante escenarios de falla del sistema de 500 kV.

Si lo anterior es así, se solicita al Coordinador evaluar requerimientos de infraestructura para realizar control dinámico de tensión en la zona de Parinacota de manera de reducir las necesidades de despacho térmico que se explica por necesidad de control de tensión en Parinacota.

Respuesta 13:

Los requerimientos de inercia mínima de la zona Norte Grande determinados en el ERST están relacionados con la necesidad de contar con un adecuado control dinámico de tensión en toda la zona norte del SEN, no solo en la S/E Parinacota. En el informe de dicho estudio se muestra la respuesta de la tensión en la barra de 220 kV de dicha subestación, ya que esta es la más sensible del Norte Grande y, por lo tanto, es la que presenta las mayores oscilaciones de alta frecuencia.

Observaciones de Guacolda

- 14)** Uso de restricción de inercia mínima en zona de Norte Grande en base al ERST 2022

El ECTyRPR indica que dentro de los escenarios analizados se considera las restricciones de inercia mínima en la zona Norte Grande, determinadas a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente (ERST 2022). La restricción de inercia en dicha zona se presenta en función del número de unidades de Guacolda en servicio.

Escenario	N° unidades centrales Guacolda en servicio	
	2	0
Día	7	9
Noche	6.8	8.2

Al respecto, el ERST 2022 considera en su elaboración escenarios de operación que no son consistentes con los escenarios de despacho esperables en la programación de la operación y operación en tiempo real.

Lo anterior fue informado por Guacolda con ocasión de la publicación de la versión preliminar del ERST 2023, en donde se indicó que los escenarios evaluados en ese estudio no son consistentes con la aplicación de los principios de operación segura y económica.

Por otro lado, y tal como se informó en la reciente publicación el ERST2023¹, las restricciones determinadas en este tipo de estudio son de carácter referencial por lo que las limitaciones que se apliquen a la programación y operación en tiempo 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 o minutas operacionales.

En base a lo anterior, se solicita a este Coordinador incorporar en la versión final del ECTyRPR la evaluación de escenarios que consideren restricciones de inercia en la zona del Norte Grande determinadas a partir de condiciones reales y esperadas de operación, determinadas a partir de minutas operacionales desarrolladas por este Coordinador para estos propósitos.

Esto permitirá evaluar escenarios para la determinación de requerimientos de Control de Tensión y Potencia Reactiva en línea con una operación real, esperada y consistentes con una operación segura y económica.

Respuesta 14:

Como se indicó en las respuestas a las observaciones al ERST 2023, los escenarios de despacho considerados en dicho estudio sí son esperables dentro del horizonte del estudio y corresponden a escenarios críticos para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona norte del SEN, en línea con los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para dicho estudio.

Cabe señalar que el Coordinador se encuentra desarrollando un estudio específico de corto plazo, considerando las condiciones topológicas actuales del sistema, con el objeto de determinar el

¹ Publicado mediante carta DE01610-24, de fecha 8 de mayo de 2024.

requerimiento de inercia mínima de la zona Norte Grande para una mayor variedad de escenarios de operación que los analizados en el ERST.

15) Capacidad de prestación de Control de Tensión de unidades de central Guacolda El ECTyRPR indica lo siguiente:

“Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión de las barras de 500 kV de esta subárea corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que este último recurso tiene una capacidad muy limitada”

Al respecto, cabe mencionar que dentro de la ACT del Norte Chico también está presente los aportes que pueden entregar las unidades de central Guacolda al control dinámico de tensión. En este sentido, se solicita incorporar a central Guacolda como un recurso disponible para la prestación de este servicio.

Adicionalmente, los escenarios evaluados consideran 2 y 3 unidades en servicio. Al respecto, se solicita analizar escenarios que consideren 4 y 5 unidades de central Guacolda en servicio, toda vez que:

- a. El despacho de 4 y 5 unidades de Guacolda es un escenario probable de operación.
- b. Luego de un proceso de verificación realizado por Guacolda en sus unidades durante el año 2021 y 2022, los resultados indican que todas las unidades cuentan con la capacidad suficientes para prestar el servicio complementario de control de tensión, por lo que son unidades aptas para la prestación de este recurso.

Respuesta 15:

El estudio sí considera el aporte de las unidades de la central Guacolda al control dinámico de tensión, como se puede apreciar en las tablas de requerimientos y distribución de potencia reactiva de la subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, así como también en los gráficos de sensibilidades dV/dQ que se presentan dentro del análisis de prioridades de uso de los recursos de control de tensión de la misma ACT. En los párrafos como el citado en la observación, que resumen los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión, sólo se mencionan los elementos que presentan las mayores sensibilidades en cada barra analizada.

Con respecto a los escenarios de operación considerados, en el punto 3.3.3 se describe la metodología considerada para definir los escenarios de operación base para el estudio. Entre dichos escenarios base, para el análisis de cada ACT se seleccionan los escenarios más exigentes desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, los cuales en general corresponden a los escenarios con menor número de unidades sincrónicas despachadas en el ACT analizada.