
ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION

RESPUESTAS A OBSERVACIONES AL INFORME PRELIMINAR

GERENCIA DE OPERACIÓN

DICIEMBRE 2019

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

Rev.	Fecha	Versión de documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	31-12-2019	Respuestas a Observaciones del Informe Preliminar	Carlos Prieto C. Eugenio Quintana P. Flavio Serey L. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F.	Víctor Velar R.

Observaciones de Acciona Energía Chile

- 1) El estudio muestra un agran cantidad de porcentaje de circuitos limitados por la capacidad térmica de sus TTCC, que en ciertos casos limita los tramos a menos de la mitad de la capacidad térmica de su conductor (por ejemplo, Cóndores-Parinacota). Este hecho se considera inadecuado, ya que el dimensionamiento de los TTCC debiese ser mayor al de los conductores. Por lo tanto, se solicita sugerir e incorporar urgentemente la ampliación de los TTCC limitantes en los pales de expansión de la transmisión, especialmente en las líneas que se verán comprometidas por la entrada de nuevas obras de generación, como, por ejemplo, las de Chaurúa- Muclén 220kV y Entre Ríos-Ancoa 500kV.

Respuesta 1:

En el artículo 6-30 de la NTSyCS se indica que el Estudio de Restricciones “Deberá identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en Tiempo Real”, por lo que no es objetivo del estudio sugerir o instruir cambios en las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

- 2) De acuerdo con la minuta de operación “DOP N° 01/2019 Zona Quinta Costa” la limitación del en la 5ta Región se debe a la protección de sobrecorriente asociada al paño San Pedro de S/E Quillota frente a una contingencia simple, por lo cual la restricción establecida es conjunta al transformador de Agua Santa 220/110kV, como se indica:

$$\text{Tx (LT 110 kV Quillota-San Pedro)} + 0.52 * \text{Tx (ATR 220/110 kV S/E Agua Santa)} < 250 \text{ [MVA]}$$

Es una limitación que recurrentemente se observa en la operación Real, por lo que se considera inminente incorporar dicha restricción al estudio de restricciones y solicitar reforzar a la brevedad la línea Quillota-San Pedro 110kV para abastecer la alta demanda de la zona y no generar el despacho de unidades de respaldo.

Respuesta 2:

Los análisis de condiciones particulares exceden los alcances de este estudio porque corresponden al análisis de corto plazo de la operación del SEN. La minuta a la que se hace mención determina las limitaciones precontingencia ante la desconexión intempestiva del transformador en S/E Agua Santa para la Quinta Región, considerando la situación particular de indisponibilidad de las unidades de Ventanas 1 y 2. Por otro lado, las tablas 1.6 y 5.36 del informe, correspondientes a la Quinta Región Costa, indican solamente límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación.

- 3) Se estima relevante incorporar las restricciones en el corredor de 220kV entre Pan de Azúcar y Nogales ante la desconexión del ATR 500/220kV N. P. Azúcar, ya que, en la operación real es una

limitación recurrente que se da ante un alto potencial eólico solar en el norte chico, pero que no se encuentran definidas en ninguna minuta de operación.

Respuesta 3:

En este estudio se analizan contingencias simples de severidades 1 a 5, que corresponden a fallas en líneas de transmisión y unidades generadoras. No se consideran desconexiones intempestivas de transformadores, ya que según el artículo 5.37 de la NT, las Contingencias Simples de severidad 8 y 9 que no califican como Contingencias Extremas dado su menor impacto, deben ser superadas evitando el Apagón Parcial del SI, es decir, admitiendo una pérdida de hasta el 10% de la demanda del Sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, en la operación real sí se consideran contingencias en transformadores para establecer límites de transmisión, de manera de evitar en lo posible eventuales pérdidas de consumos ante dichas contingencias.

La limitación que se menciona en esta observación se presenta al operar el sistema de 220 kV abierto al sur de SE Don Héctor. Por lo tanto, en la operación real se considera un límite para la suma de las transferencias por el transformador Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV y por el tramo más cargado de la línea de 220 kV Pan de Azúcar – Nogales.

- 4) Las restricciones concluidas en el estudio deben ser incorporadas a las entradas para la programación diaria del sistema eléctrico que realiza el Coordinador, dado que existen líneas que no tienen sus valores actualizados respecto al ERST 2018 (ej: Charrúa – Mulchén 220kV).

Respuesta 4:

Las restricciones emanadas del Estudio son utilizadas tanto para la elaboración de la programación diaria como para la operación real.

Observaciones de Sistema de Transmisión del Sur S.A.

- 1) En relación con el punto 4.2 se menciona que se utilizó la base de datos en formato DIGSILENT correspondiente al mes de Julio de 2019, en la cual ya aparece modelada la S/E Kimal 220 kV y las líneas 2x220 kV Crucero - Kimal y 2x220 kV Encuentro - Kimal, no así la línea 2x220 kV Crucero - Encuentro. Si bien, en la tabla 5.4 del punto 5.1.3 se consideran estas líneas dentro del análisis (factores de redistribución), no son presentadas en las tablas resumen de restricciones, pero sí aparece la línea 2x220 kV Crucero - Encuentro. Se requiere aclarar este punto.

Respuesta 1:

Acogiendo la observación, en el informe final se eliminaron las referencias a la línea 2x220 kV Crucero – Encuentro

- 2) En la tabla 7.1 del Anexo se indica que la línea Crucero - Kimal C1 y C2 y la línea Kimal - Encuentro C1 y C2 tienen un conductor del tipo ACCC DOVE. Sin embargo, en los documentos anexos de Infotécnica estas líneas tienen un conductor tipo ACAR 900 MCM. Por otro lado, la Capacidad Térmica con Sol [MVA] tampoco es coincidente con lo indicado en el anexo de Infotécnica.

Respuesta 2:

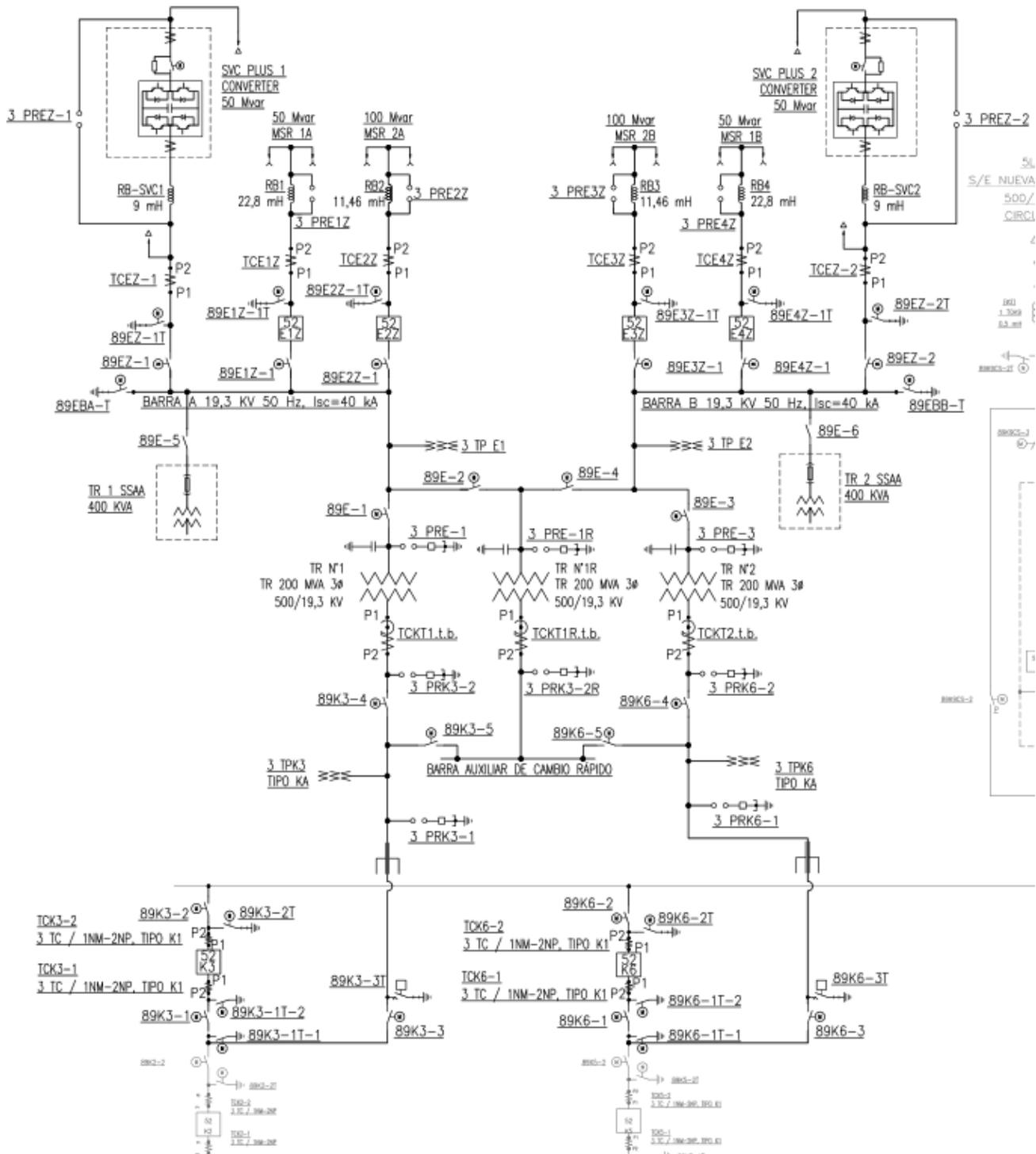
El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

Observaciones de Transelec

- 1) Respecto a los nuevos proyectos de la zona Norte Chico, se solicita aclarar y confirmar cómo se implementará el proyecto de compensación reactiva dinámica. El decreto pide solo un equipo +50/-150 MVar. Entenderíamos que esto se logra con 1 STATCOM +50/-50 y los 2 MSR de 50 MVar, pero la descripción del informe indica 2 unidades STATCOM (lo que resultaría en capacidad +100/-200 MVar). Indicar si esto es correcto y si la empresa adjudicataria estaría instalando mayor capacidad a la decretada o bien si existieron modificaciones al decreto (Decreto 422).

Respuesta 1:

El equipo de compensación reactiva en cuestión se modeló de acuerdo con los últimos antecedentes entregados por la empresa a cargo del proyecto, los cuales se encuentran en el sistema de correspondencia del Coordinador. Para mayores detalles al respecto, favor revisar los planos de ingeniería contenidos en los Anexos de tales comunicaciones. De todos modos, y a modo de ejemplo, se muestra una captura de pantalla a uno de los planos en cuestión, en el cual se puede apreciar las principales características del proyecto.



2) En la página de referencia se indica que el escenario de estudio base considera ítems como "ampliaciones", demanda y despachos. Agradeceremos especificar estado en que se encontrarán las CCSS del sistema de 500kV, lo cual modifica notoriamente los flujos permitidos en dicho sistema como la distribución en 220kV.

Respuesta 2:

Se acoge la observación y acorde con ello se incluyó en la redacción en el informe final que el estado de las CCSS es en servicio en todos los escenarios.

- 3) En la página 8/218 se indica que "Las ampliaciones del sistema eléctrico nacional definidas para el periodo comprendido entre noviembre de 2019 y diciembre de 2020". No obstante, en el resumen de restricciones del norte grande se aprecia que no se encuentra actualizada a la fecha, no considerando proyectos como el seccio-namiento San Simón (con inyección de Huatacondo) y el seccionamiento completo de S/E María Elena, por ejemplo.

Respuesta 3:

Los proyectos mencionados sí fueron considerados en el desarrollo del estudio y el informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 4) Con relación a utilizar las capacidades de líneas a 35°C en el desierto de Atacama, estimamos que, dada la cercanía geográfica, también debiera aplicarse este criterio a las líneas conectadas a las SS/EE María Elena, Kimal, y Miraje (todas a distancias de 20 km o menos).

Respuesta 4:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 5) En forma similar a observaciones anteriores, debido que no se han considerado importantes seccionamientos en la Zona, al parecer el análisis no considera las inyecciones de Huatacondo, como tampoco el análisis operacional de cada uno de los nuevos tramos que existen en dicha zona del norte grande, además de seccionamientos futuros como Frontera. Se recomienda revisar y actualizar.

Respuesta 5:

Los seccionamientos sí fueron considerados y el informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado. Con respecto al seccionamiento "Frontera", en el estudio fue designado como S/E Quillagua.

- 6) En la página 10/218 se muestran resultados de la línea Crucero - Encuentro C1 y C2. No obstante, la línea se encuentra seccionada en Kimal, formando los tramos Crucero - Kimal y Kimal - Encuentro. Favor actualizar.

Respuesta 6:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 7) Tabla 1.1. Líneas Encuentro – Collahuasi C1 y C2. Capacidad de línea no concuerda con Infotécnica. Para ambos circuitos, la Infotécnica menciona una capacidad limitante a 35°C con sol, de 0,587 kA (223 MVA).

Respuesta 7:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado, actualizándose la información de acuerdo con Infotécnica

- 8) Tabla 1.1. Línea Chacaya – Crucero. Limitación del tramo no coincide con capacidad térmica ni con TC. Agradeceremos dejar una nota aclaratoria en caso de que el origen de la limitación sea otro, o corregir en su defecto.

Respuesta 8:

El informe final se ha modificado la capacidad térmica de acuerdo con lo observado. Con respecto a la capacidad de los TC, se utilizó información de los ajustes de las protecciones de la línea, ya que la razón de los TTCC no estaba actualizada en la plataforma de Infotécnica.

- 9) Tabla 1.1. Líneas Crucero – Laberinto C1 y C2. La limitación del tramo que se informa no coincide ni con capacidad térmica, ni con TC. De todas formas, aunque el origen de la limitación sea otro, se observa que la capacidad térmica a 35°C en Infotécnica es de 723 A (275 MVA), incluso menor que la limitación informada.

Respuesta 9:

El informe final se ha modificado la capacidad y de la línea, ya que la razón de los TTCC no estaba actualizada en la plataforma de Infotécnica.

- 10) Tabla 1.1. Líneas Encuentro – Miraje y Atacama – Miraje. Estas capacidades corresponden a la capacidad de 25°C. La capacidad a 35°C es de 645,5 A (246 MVA).

Respuesta 10:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 11) Tabla 1.2. Líneas Kapatúr – Laberinto y Kapatúr – O'Higgins. Si bien como nota se puede indicar que no se alcanzaron transferencias cercanas a la capacidad térmica, sería bueno que la columna de "capacidad térmica" indicara de manera efectiva las capacidades de conductor, que en ambos casos supera los 2 kA de acuerdo a la Infotécnica.

Respuesta 11:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 12) Respecto a las tablas 1.1. y 1.2, faltó agregar la línea 2x500 kV Los Changos - Kimal, la cual se puso en servicio el día 06/12/2019.

Respuesta 12:

No se incluyó esta línea en el resumen puesto que aún no está validada la información técnica en la plataforma de infotécnica.

- 13) En la página de referencia (P. 11) se indica que la causa limitante corresponde a "otros equipos". Agradeceremos modificar siendo más específicos en el motivo de la restricción.

Respuesta 13:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 14) Tabla 1.3. Líneas Pan de Azúcar – Don Goyo C2 y Don Goyo – La Cebada C2. Parque Eólico El Arrayán tiene informados TC de 400 A en los paños J2 y J3 de S/E Don Goyo, con capacidad de sobrecarga permanente de 2 veces la corriente nominal. Por lo tanto, la capacidad por TC es de 800 A (305 MVA), pasando a quedar la limitación por capacidad de conductor.

Respuesta 14:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 15) Tabla 1.6. Línea San Pedro – Quillota. Aquí se indica que limita el conductor, sin embargo, se puso la limitación por TC. Debiera corregirse al límite por conductor.

Respuesta 15:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 16) Tabla 1.6. Se observa la inclusión de los tramos Polpaico – Nogales y Polpaico – Quillota, sin embargo, no está el tramo Quillota – Nogales. Agradeceremos la inclusión de este.

Respuesta 16:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 17) Tabla 1.6. No se encuentran las líneas Rapel – Alto Melipilla – Lo Aguirre 220 kV, ni las líneas Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

Respuesta 17:

El informe final ha incorporado la información de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia 2x220kV. Las líneas Rapel-Alto Melipilla-Lo Aguirre 220 kV no se incorporan por cuanto no forman parte del sistema de transmisión nacional.

- 18) Tabla 1.6: Se indica que la limitación del tramo Ancoa – Itahue C1 y C2 corresponde al transformador de S/E Itahue de 300 MVA. Agradeceremos indicar si fue considerado el nuevo transformador de 220/154 kV de S/E Maule.

Respuesta 18:

El informe incluye el transformador de S/E Maule cuya transferencia está limitada a la capacidad de la línea Itahue – Maule 154 kV. De todas formas, el análisis particular de dicha zona debe ser abordado mediante estudios específicos de operación de corto plazo.

- 19) Tabla 1.7. S/E Nueva Valdivia se puso en servicio bajo el nombre de S/E El Laurel. Agradeceremos considerar en el informe esta denominación.

Respuesta 19:

El informe final ha sido modificado acogiendo esta observación.

- 20) Introducción y objetivos. Respecto a lo indicado sobre los artículos 5-31 y 5-35 de la NT. La NT define la corta duración como un período no superior a 15 minutos en el artículo 5-35. Dado que el Coordinador ha utilizado durante el año 2019 capacidades de corta duración de 5 minutos, se agradeceremos que para aquellas líneas donde esto haya sido aplicado, se evalúen con los informes que corresponda las respectivas restricciones que pudieran surgir, ya sea por estabilidad de tensión, amortiguamiento, o sobrecargas en otros puntos del sistema. A la fecha se tiene antecedente de esto en las siguientes líneas: 2x220kV Cautín - Ciruelos, 2x220kV Los Vilos - Las Palmas.

Respuesta 20:

Para efectos de los análisis de restricciones en el sistema de transmisión se considera, para el caso de las líneas de transmisión, la capacidad de transmisión de régimen permanente declarada por el propietario de la instalación en el portal de Infotecnica.

Sin perjuicio de lo anterior, en la operación real el Coordinador puede considerar los límites de sobrecarga admisible de corta duración, en la medida que se conozcan específicamente las condiciones operativas del sistema, tales como niveles de carga en las mismas líneas, montos de reserva de potencia activa disponibles, entre otras.

- 21) Tabla 4.2. Se concretó puesta en servicio de Changos - Kimal en diciembre 2019.

Respuesta 21:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 22) Tabla 4.3 y tabla 4.4. Debe decir [MVA] en lugar de [MWA]. Además, los transformadores indicados son de 750 MVA.

Respuesta 22:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 23) Tabla 4.4. Agradeceremos confirmar características del proyecto de compensación reactiva, ya que el decreto 422 indica +50/-350 MVAR si se considera toda la capacidad (estática y dinámica).

Respuesta 23:

Ver Respuesta 1.

- 24) Tabla 4.5. Por favor, considerar que S/E Kimal 500 kV se puso en servicio en diciembre 2019.

Respuesta 24:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 25) Tabla 4.6. Por favor, indicar estado operacional para el Caso B de la contingencia Norte Chico: número de ciclos combinados en servicio en San Luis, y estado de Nueva Renca.

Respuesta 25:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 26) Tabla 4.6. Para el sistema Centro 220 kV: Se consideró solamente un caso base con 2 ciclos combinados en San Luis y la Central Nueva Renca Fuera de Servicio, para el cual se aplicó la contingencia de la línea 220 Kv Polpaico – Cerro Navia. Con el propósito de evaluar la criticidad de un escenario adicional, agradeceremos considerar un escenario en que Nueva Renca se encuentre fuera de servicio, con altas transferencias de sur a norte, y evaluar las restricciones que podrían ser requeridas en el sistema para hacer frente a una contingencia en el Statcom de Cerro Navia.

Respuesta 26:

Los análisis realizados consideran las contingencias y los despachos de generación que derivan en las condiciones más exigentes previstas para el tramo analizado, en este caso, Polpaico – Cerro Navia 2x220 kV. Por consiguiente, si se busca verificar el límite de la línea en cuestión (límite térmico), la contingencia más exigente es la falla de un circuito del tramo y no la falla del STATCOM de Cerro Navia.

- 27) Tablas 5.4 y 5.5. Agradeceremos indicar por qué no se analizan las mismas contingencias ni se entregan los resultados para el mismo listado de líneas para las tablas de 5.4 (día) y 5.5 (noche).

Respuesta 27:

Dichas tablas se corrigen en informe final.

- 28) Tabla 5.5. Agradeceremos indicarnos las características de S/E Santa Isabel (ubicación, línea que secciona, propietario, decreto donde se especifica, u otros). A la fecha no contamos con antecedentes de esta instalación, ni en la operación actual, ni futura.

Respuesta 28:

La información de la S/E Santa Isabel se encuentra en la Res. Ext. N°812 del 2018 que Declara y autoriza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

- 29) En la tabla 5.5, "Factores de redistribución sistema Norte Grande, escenario de noche", favor actualizar y considerar el proyecto de la S/E seccionadora Frontera.

Respuesta 29:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 30) Tabla 5.6. Las observaciones a esta tabla fueron realizadas en el capítulo 1. Además, en la tabla 5.6, se aprecian discrepancias respecto a la tabla 1.1, siendo que debiese mostrar el mismo "resumen de restricciones Zona Norte Grande". Se recomienda revisar y corregir la tabla de datos respectiva, mostrando coherencia entre ellas.

Respuesta 30:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 31) En la tabla 5.6, se aprecian que no se encuentra actualizada a la condición de operación actual. Mucho agradeceremos agregar, por ejemplo, el seccionamiento de San Simón (Falta Huatacondo). El proyecto Kimal 220kV (aparecen líneas como Encuentro – Crucero que ya no existen), el seccionamiento completo de María Ele-na, entre otras.

Respuesta 31:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 32) En la página de referencia (P. 44) se indica que la causa limitante corresponde a "otros equipos". Agradeceremos modificar siendo más específicos en el motivo de la restricción.

Respuesta 32:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 33) Tabla 5.29. Los TC de S/E Don Goyo fueron observados en la tabla 1.3.

Respuesta 33:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 34) 5.3 Zona Centro Sur 500 kV. Se indica que todos los TT/CC tienen capacidad permanente de 1663 MVA. Si bien esto no afectaría los límites por tramo, es importante aclarar que al menos en lo que respecta a Transelec, los TT/CC de S/E Lo Aguirre están conectados en razón 2000/1 con capacidad permanente de 1,2 veces la corriente nominal (2078 MVA).

Respuesta 34:

En las tablas 1.5 y 5.33 del cuerpo del Informe, como así también en la tabla de 7.10 de los anexos, se señala que los TTCC de S/E Lo Aguirre tienen una capacidad permanente de 2078 MW. En la versión final del informe será eliminado el párrafo del punto 5.3 que contradice lo anterior.

- 35) 5.3.2.1 Caso A. Agradeceremos indicar la razón para incluir el despacho de las 5 unidades de Rapel a plena carga, ya que esto evitaría conseguir un peor caso, al dotar de más inercia y nudos PV a la zona centro, más aún considerando que es un escenario común que no haya ninguna máquina despachada en Rapel. Se propone que esta generación sea reemplazada con generación en norte chico o norte grande.

Respuesta 35:

Los despachos de generación contemplados en los escenarios derivan de las condiciones más exigentes previstas que, en este caso, corresponde a un escenario de demanda alta durante la noche en el mes de diciembre. Para las condiciones previstas de disponibilidad del recurso hídrico no fue posible aumentar las transferencias sobre los 2765 MW postcontingencia (despachando Bocamina II y todos los embalses) y no fueron detectados problemas de tensión. Para los montos de transferencias alcanzados, no contar Central Rapel como recurso para el Control de Tensión no se traduce en problemas de regulación y/o estabilidad de tensión. Esto puede explicarse considerando que, para los montos alcanzados, el seccionamiento en S/E Lo Aguirre y cable Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV permite una robustez de tensión suficiente para la zona Metropolitana cuando no se dispone de las unidades de Rapel.

- 36) Tabla 5.31. Los Valores que aparecen con 100% para Lo Aguirre – Polpaico 500 kV L1, y en -100% para Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C2, debieran aparecer como “-”, según la nomenclatura de la tabla..

Respuesta 36:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 37) Tabla 5.34. Se agradecerá revisar esta tabla, ya que presenta varios valores incongruentes. Por ejemplo, los valores indicados como “-” no se corresponden a la fila de la instalación donde se aplicó la contingencia (es decir, la tabla considera flujos post-contingencia distintos de cero en la línea que se sacó de servicio).

Respuesta 37:

El informe final se ha modificado de acuerdo con lo observado.

- 38) Tabla 5.40. Agradeceremos indicar si la limitación del tramo Ancoa – Itahue 220 kV C1 y C2 consideró como post-contingencia una vez aplicada la desconexión del ATR220/154 de S/E Maule, o el de S/E Itahue.

Respuesta 38:

Ver respuesta 18.

- 39) 5.7.2. Respecto a los factores de redistribución indicados en la Tabla 5.41 “Factores de redistribución sistema zona Concepción”, sería importante realizar este análisis, considerando los diferentes estados de operación tales como, la condición de contingencia cuando el interruptor 52AS de la S/E

Charrúa está operando en el estado “abierto”, o cuando Central Bocamina 2 inyecta su potencia directamente a S/E Charrúa (bypass Lagunillas).

Respuesta 39:

Los análisis de condiciones particulares exceden los alcances de este estudio, correspondiendo más bien a los análisis de corto plazo de la operación del SEN, abordados mediante estudios y minutas específicos del Coordinador

- 40) 5.7.2. Respecto al escenario de generación considerado en el análisis de los “Factores de Redistribución de Flujos”, se recomienda indicar con mayor detalle los criterios utilizados para determinar el despacho de generación (no se mencionan las consideraciones de las demás centrales de generación presentes en la zona, como por ejemplo la Central Abanico, el escenario de generación local de centrales eólicas, o de las unidades de Bocamina.

Respuesta 40:

En el segundo párrafo del punto 5.7.2 del informe preliminar se incluye una descripción del escenario utilizado, mencionando que en la zona se considera en servicio ambas unidades de la central Bocamina y la central Petropower en servicio.

- 41) 5.7.3. Se recomienda analizar la verificación dinámica para la zona de Concepción, considerando adicionalmente, una falla de la línea Charrúa – Concepción 220 kV, con el seccionador AS abierto en la S/E Charrúa 154 kV.

Respuesta 41:

El objetivo general del estudio es determinar las restricciones del sistema de transmisión ante la ocurrencia de un conjunto de contingencias simples definidas en el artículo 5-37 de la NTSyCS, cabe señalar que el estudio contempla las condiciones de operación esperadas, cuyos resultados son de carácter referencial, por lo que condiciones particulares que se puedan presentar en la operación deben ser abordadas en los estudios operacionales de corto plazo.

- 42) 6 Comentarios y Conclusiones. De acuerdo con lo indicado anteriormente, agradeceremos confirmar las características del proyecto de compensación reactiva en S/E Nueva Pan de Azúcar.

Respuesta 42:

Ver Respuesta 1.

- 43) En los Anexos, Tabla 7.12 no se encuentran los transformadores de poder Lo Agui-rre 220/500 y Ancoa 220/500.

Respuesta 43:

En la versión final del informe serán incluidas las capacidades de las instalaciones señaladas.

- 44) Consideramos conveniente que se muestre la capacidad de conductores a 35°C para otros casos además del Desierto de Atacama. Con esto nos referimos a mostrar tanto los valores a 25°C como a 35°C:

- Instalaciones que fueron decretadas con capacidad a 35°C, de modo de tener disponibles las potencias para las cuales fueron diseñadas. Incluye línea Changos – Kapatour, sistema de 500 kV entre Kimal y Polpaico, y líneas Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C3 y C4.
- Instalaciones del subsistema de 154 kV entre Itahue y Charrúa, ya que en los últimos años se han presentado olas de calor en esta zona, activando frecuentemente las restricciones por capacidad de conductor a 35°C.

Respuesta 44:

Respecto de la nueva Línea Kimal – Los Changos 2x500kV, cuando se posea información de sus capacidades térmicas debe considerarse su límite térmico a 35°C. En cuanto a las demás líneas mencionadas en la observación, su inclusión se evaluará en la versión 2020 del Estudio.