
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 1 Respuestas a Observaciones al Informe
Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2022



Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-06-2022	Parte 1 Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Prieto C	Víctor Velar G.

1 COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM

1.1 Observación nº1

“General

Durante el año 2021, Collahuasi observó el informe de SSCC 2022. Se planteó lo siguiente:

“En la sección 6 se indica: Para el CPF se indica: “Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de puesta en servicio de las unidades y actualizados por las empresas en forma posterior a la ejecución de trabajos relevantes sobre las unidades.”

Por su parte, en la sección 9.1 se establece “Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.”

Dado que la capacidad de prestación de servicios de control de frecuencia (CPF y CSF) en la mayoría de los casos ha sido verificada transitoriamente, se sugiere que el Coordinador analice los efectos que podría tener para la seguridad del sistema y la definición de condiciones de competencia el hecho que el desempeño en la prestación de servicios de control de frecuencia sea deficiente.

Si bien la NT SSCC establece métricas para la evaluación de desempeño en la provisión de SSCC, las definiciones establecidas actualmente pueden estar creando una percepción errada en la calidad de la respuesta de ciertas unidades del sistema que pueden comprometer la seguridad del sistema.

A modo de ejemplo, la figura anexa N°1 compara la respuesta del CSF de junio y julio de 2020 de algunas unidades del CEN. Se observa una alta dispersión en la respuesta de algunas unidades, mientras que otras de 2020), particularmente en los artículos transitorios, se indicó que el Coordinador debe desarrollar un estudio que determine los costos de desgaste representativos eficientes de las distintas tecnologías.

Se sugiere que, al determinar el valor de desgaste, se determine si dicho valor representa o no una condición de doble pago respecto de las definiciones que se han realizado en relacionadas al CVNC de las unidades.”

El Coordinador respondió:

“El nivel de participación en las subastas no es un factor determinante en la evaluación de las condiciones de competencia, pero sí lo es el efecto que pueda tener aquello en el mercado. Esto se aborda en la sección 5.4.4 del informe con la elaboración de “casos base”.

Ahora bien, cabe destacar que, en la práctica, dados los mecanismos de mitigación y el esquema de remuneración existente, los procesos parcialmente desiertos derivan en la inclusión de todas las unidades en la co-optimización y los costos de desgaste no son remunerados en el caso de las unidades adjudicadas por instrucción directa.

Por último, para el cálculo del valor de desgaste, se aplicarán lineamientos metodológicos consistentes con la Norma Técnica de Costos Variables, actualmente en desarrollo, para evitar dobles pagos con el CVNC.”

En este contexto, se agradece clarificar los avances y resultados que ha tenido el Coordinador durante el periodo aproximado de 1 año en la determinación de valores de desgaste y las medidas que se han tomado para evitar dobles pagos con CVNC.

Respuesta nº1:

La solicitud efectuada no forma parte de los alcances del ECFyDR2022 conforme lo establecido en la NT SSCC. No obstante, esta consulta será respondida en el marco del proceso de observaciones al ISSCC2023.

1.2 Observación nº2

“Sección 3.4

Se presentan distintas consideraciones de despacho y se estima inercia mínima del sistema para las condiciones de despacho evaluadas. Las ilustraciones de despacho no permiten distinguir entre despacho térmico e hidroeléctrico para la condición presentada. Se agradece clarificar los siguientes aspectos:

- 1. En Figura 2 a 9 clarificar despacho térmico e hidroeléctrico.*
- 2. En caso de haberse utilizado consideraciones de despacho forzado, se agradece clarificar los factores que la justifican.*

Respecto de las consideraciones de despacho hidroeléctrico, en caso de que en los días evaluados se haya considerado un valor superior que el valor observado para el mismo día de la operación real del año 2021 y/o 2022, se agradece justificar y clarificar las diferencias”.

Respuesta nº2:

El detalle de los despachos para todos los casos analizados se encuentran disponible como parte de los anexos del informe. Lo que se pretende ilustrar con las figuras corresponde a la proporción de generación convencional respecto ERV para efectos de mostrar la inercia prevista. No se observa necesario distinguir cómo se compone la generación convencional en tipo de recurso primario.

Los despachos previstos son resultados del proceso de co-optimización donde se incorporan los requerimientos de SSCC, como así también restricciones en el sistema de transmisión. Fue considerada una condición de hidrología seca y en caso de que, la disponibilidad de recurso hídrico difiera significativamente con lo considerado, esto no tiene incidencia en los resultados de las tendencias observadas. No obstante, si bien la inercia prevista no desciende bajo 33 [GVAs], a efectos de realizar análisis más integrales, se construyeron escenarios con una inercia total de 30 [GVAs]. Esto se puede verificar de los perfiles diarios de las figuras anteriores y el detalle de los despachos que se adjuntan como parte de los anexos del presente informe.

Con lo anterior, no se observa necesario comparar las condiciones de despacho hidroeléctrico históricas con lo previsto.

1.3 Observación nº3

“Sección 4.1

Para el caso de contingencias de generación, se consideró una contingencia de severidad 5, según lo señalado en la NT SyCS, que derive en la mayor potencia desconectada. Esta contingencia corresponde a un ciclo combinado en San Luis con 397,7 [MW] de generación bruta y alrededor de 3,4 [GVAs] de inercia.”

Respecto de operación a mínimo técnico: De acuerdo a los antecedentes del Coordinador el mínimo técnico de una central en San Luis debiera ser entre 170 MW aprox y 227 MW aprox dependiendo de si se trata de San Isidro 2 o Nehuenco 2. Se sugiere establecer valores de CPF alternativos asumiendo también que los ciclos combinados en San Luis están operando a mínimo técnico durante las horas de sol. Luego, se sugiere complementar tabla 27 hasta valores de potencia desconectada de 170 MW.

Lo indicado anteriormente también es válido para otros montos de reserva determinados para el CPF, por ejemplo, se debería complementar tablas 28 y 29”

Respuesta nº3:

En esta versión del estudio no se contempla evaluar requerimientos de CPF ante montos de desconexión inferiores a 300[MW]. Sin perjuicio de lo anterior, se analizará la pertinencia de incluir en próximas versiones del estudio escenarios distintos, en la medida que se observe que en todo el SEN no haya unidades despachadas que superen este valor a lo largo de tiempos considerables dentro del día.

1.4 Observación nº4

“Sección 4.1.1

Se indica: “La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 [GVAs] y la inercia mínima prevista excede ampliamente dichos montos.”

En función de los antecedentes presentados, se solicita incorporar como antecedentes en el Estudio los factores (independiente de la sequía) que llevan al Coordinador a programar una operación con las holguras de inercia identificadas durante las horas de sol”.

Respuesta nº4:

La inercia es resultado del despacho económico conforme la co-optimización y no contempla requerimientos mínimos de inercia total a nivel del SEN. Los factores que explican los montos de inercia resultantes son los mismos que explican el despacho de unidades convencionales. En este

sentido cabe señalar que, la co-optimización contempla los requerimientos de SSCC y restricciones en el sistema de transmisión.

1.5 Observación nº5

Sección 5

Se indica que debe considerarse “una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN bajo dichas circunstancias, cuyos montos resultan de los análisis del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR).”

Se solicita clarificar en qué medida se ha considerado el aporte que la generación basada en inversores puede hacer al aporte de reactivos durante el día.

Respuesta nº5:

El comentario citado solamente indica que no se justifica reserva para control de frecuencia de carácter zonal para atender situaciones que requieren más bien reservas de reactivos. En los casos analizados en el ECFyDR, la generación basada en IBR se contempla en modo PQ para flujo estático y en los análisis dinámicos se observa que las plantas ERV homologadas no tienen un aporte apreciable al control dinámico de tensión.

1.6 Observación nº6

“Sección 5

Se indica: “Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final dependerá de un análisis técnico- económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en los Arts. 3-15 y 3-17 de la NT SSCC. La sustitución del CPF mediante CRF tiene una dependencia respecto a las condiciones de inercia y demanda, donde para condiciones más favorables (mayor demanda e inercia), su eficiencia se ve reducida.”

Se solicita indicar en qué medida se ha considerado que la generación basada en inversores, dado que de acuerdo a IEEE Std 2800, tiene capacidad de prestar servicios de CPF y CRF.

El estándar IEEE P2800 se indican las capacidades de control rápido de frecuencia con la que deben contar los IBRs. Al respecto, se indica que todas las centrales con tecnología basada en inversores deben tener capacidad de ejecutar Fast-Frequency Response (FFR) para eventos de sub-frecuencia. Es decir, una central solar fotovoltaica tiene la capacidad de prestar servicios de CRF con una adecuada configuración de sus sistemas de control.

Respuesta nº6:

Para determinar los requerimientos de CPF no se han contemplado participantes en el CPF plantas de generación del tipo IBR, esto pues se emplearon solamente las unidades verificadas conforme lo señalado en la versión de diciembre 2021 del informe de SSCC¹. Estas unidades corresponden a generación convencional.

No obstante, reconociendo el aporte que pueden efectuar IBR en el CPF, en las versiones del ECFyDR 2021² fueron desarrollados diversos análisis. En la primera versión, se realizaron caracterizaciones de las plantas ERV con modelos homologados en la BD DIgSILENT, mediante un banco de pruebas. En estas circunstancias, se detectaron potenciales plantas ERV participantes pues efectuaban aportes para $\pm 0.7\text{Hz}$. En la segunda versión, estas plantas fueron consideradas en análisis sistémicos, concluyendo que reemplazan unidades convencionales prestadoras de CPF. Sin embargo, hay que tener en cuenta posibles problemas de fortaleza de la red. En esta versión 2022 del estudio se actualizó el banco de pruebas y, en la medida que se encuentren verificadas y participen en el CPF, serán contempladas en los análisis.

Cabe señalar que, en el caso de CPF –, que se provee mediante un mecanismo competitivo, son los posibles prestadores los que deben solicitar ser incluidos en el proceso de verificación para participar en este servicio.

1.7 Observación nº7

Sección 5

se indica: “Fueron realizados análisis más allá de las condiciones previstas para el año 2023, donde fueron alcanzados alrededor de 23 [GVAs] sin requerir la implementación de CRF. Sin embargo, montos de inercia inferiores a 25 [GVAs] se traducirían en operar el Norte Grande del SEN con niveles de inercia que pueden ser riesgosos para la seguridad de la operación del SEN. Los riesgos asociados no corresponderían a inestabilidad de frecuencia sino problemas locales de inercia, estabilidad de tensión y cortocircuito.”

Se solicita indicar si fue considerada la capacidad que tiene la generación basada en inversores de contribuir a la estabilidad de tensión y en qué medida las restricciones de inercia mínima cambian si se considera que generación basada en inversores tiene capacidad de contribuir a la estabilidad de tensión.

Respuesta nº7:

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/ano-2022/informe-de-sscc-2022-diciembre/version-definitiva-diciembre-2021/>

² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2021-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

En los análisis se consideraron las plantas conforme a sus modelos homologados, situación por cual ya se considera su aporte a la estabilidad de tensión. Dicho aporte, de acuerdo a lo observado, es discreto y en algunos casos casi nulo. Respecto las plantas proyectadas, fueron empleados modelos que cumplen con lo establecido en la NT SyCS la cual no indica que las plantas ERV deban efectuar un aporte significativo a la estabilidad de tensión. Considerar eventuales aportes no forma parte de los alcances del ECFyDR acorde a lo establecido en la NT SSCC.

Sin embargo, lo referente a problemas de fortaleza de la red por bajo nivel de cortocircuito son un tema aparte y que se enmarca en el SC de Control de Tensión, pues la tecnología vigente en IBR a gran escala como Grid-Following no resuelven esta clase de problemas. Para más detalles sobre esto último se recomiendan revisar los análisis del estudio de inercia y cortocircuito disponible en la página web del Coordinador³.

1.8 Observación nº8

Sección 5

Se indica: “Para totalizar el aporte permanente y los aportes iniciales a los 10 segundos y el valor efectivo entre 0-10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad participante del CPF, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas implementado en el software Power Factory de DIgSILENT.”

Se agradece incorporar como Anexo una tabla que indique para cada unidad el estado de homologación del modelo y la fecha de homologación y si hay algún plan para mejorar la información asociada a estos modelos.

Respuesta nº8:

La información indicada ya se encuentra disponible en infotécnica⁴. Adicionalmente se encuentra disponible en la BD oficial del SEN, para los modelos compuestos en cada pestaña de “descripción”, referencias a la fecha de implementación del modelo y a los informes de homologación cuyos archivos también se encuentran disponibles en infotécnica.

³ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/>

⁴ <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>

<https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/>

1.9 Observación nº9

Sección 5

Se indica: “En caso de contar con plantas ERV con sus lógicas de control HFRT (reducción de generación ante condiciones de sobrefrecuencia) homologadas y habilitadas, en conformidad a lo establecido en el Art. 3-17 de la NT SyCS, estas sirven para enfrentar de riesgos de desconexiones descontroladas de generación en condiciones de sobrefrecuencia. La pertinencia de instruir la habilitación o deshabilitación de esta protección y sus ajustes generales requiere un análisis más profundo que excede los alcances de este estudio.”

Se solicita si se han tomado acciones ante por no cumplimiento de requerimientos de NT respecto de habilitación de lógicas de control HFRT.

Respuesta nº9:

La solicitud efectuada no forma parte de los alcances del ECFyDR2022 conforme lo establecido en la NT SSCC. El requerimiento de control HFRT, corresponde a un elemento de diseño y en consecuencia se debe validar la factibilidad de que la instalación disponga de ese elemento de protección. No existe un requerimiento normativo que derive en un incumplimiento en la habilitación de esta característica por parte de los coordinados.

2 COLBÚN S.A.

2.1 Observación n°1

“Numeral 1.2.1, Observación:

El título corresponde al numeral 1.2.3

Propuesta: Se solicita actualizar la numeración del título a 1.2.3”

Respuesta n°1:

Se acoge el comentario y será incluido en la versión final del informe.

2.2 Observación n°2

“Numeral 1.2.3, Observación:

El párrafo primer párrafo "Se realizó un levantamiento de contingencias en la operación real del SEN en los últimos XX años", tiene mal redactado la cantidad de años.

Propuesta: Se solicita corregir el texto "XX años" a la cantidad de años que realmente considera el análisis de contingencias”.

Respuesta n°2:

Se acoge el comentario y será incluido en la versión final del informe.

2.3 Observación n°3

“Numeral Tabla 62, Observación:

La tabla 62, referida a "Unidades participantes actualmente en el CSF" incluye la central Santa María, propiedad de Colbún, pero está no cuenta actualmente con AGC.

Propuesta: Se solicita sacar a la central Santa María de la tabla 62.

Respuesta n°3:

Se acoge el comentario y será incluido en la versión final del informe.

2.4 Observación n°4

“Numeral: 3.4, Observación:

El estudio considera una máxima generación de 11500 MW y este año se han registrado demandas de 11900 MW durante el mes de febrero, y probablemente para el año 2023 sea aún mayor.

Propuesta: Se solicita evaluar escenarios de demanda máxima acordes con estadística actual del 2022 y con proyección de crecimiento de la demanda para el 2023”.

Respuesta nº4:

En esta versión del estudio no se consideran evaluaciones adicionales debido a que montos de generación bruta total del SEN de un 5% por sobre lo previsto no debería presentar cambios significativos en los resultados. En la operación real pueden obtenerse los requerimientos necesarios a partir de las tendencias observadas mediante extrapolación.

No obstante, en la medida que sean observadas condiciones en la operación que disten significativamente a lo previsto, serán realizados los análisis específicos.

2.5 Observación nº5

“Numeral: Título 6.4, Parte 1 Anexos Informe Preliminar

Observación:

En gran parte de los casos consideran fuera de servicio a las centrales Nehuenco 1 y 2, y a la central Candelaria, lo cual no representa la condición actual de operación, para hidrología seca”.

Respuesta nº5:

Las condiciones previstas pueden diferir a las actuales sobre todo por nuevos los proyectos y en base a las consideraciones de disponibilidad de combustible, entre otras. No obstante, no deberían alterar los resultados en cuanto a los requerimientos de reservas.

Finalmente, cabe señalar que, tal como se indica el informe, las unidades que participen en el despacho y en el CPF en la operación real del SEN, serán instruidas o adjudicadas en el proceso de la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

2.6 Observación nº6

“Numeral: Título 6.4, Parte 1 Anexos Informe Preliminar, Observación:

Para las unidades Angostura 3, Candelaria 1 y 2, no se están respetando los mínimos técnicos.

Propuesta: Se solicita considerar en los análisis los valores de mínimo técnico actualmente informados y aprobados por el Coordinador, en las unidades Angostura 3 (24 MW) y Candelaria 1 y 2 (60 MW Gas, 40 Diésel)”.

Respuesta nº6

Solamente en el caso 2.4 se considera un despacho bajo mínimo técnico para Angostura U3 y para Candelaria el 7.1 es el único caso con despacho bajo el mínimo técnico. Estas unidades no fueron consideradas como participantes del CPF en estos casos, conforme se detalla en el anexo del informe. Considerar los valores correctos no debería alterar los resultados de requerimientos de CPF para el SEN por lo que no se justifica volver a realizar los análisis.

2.7 Observación nº7

Numeral: Consulta conceptual, Observación:

¿Se consideran reservas simultáneas de SSCC por unidad generadora?, por ejemplo una unidad que se despacha a cierto nivel de potencia, ha sido considerada para participar en los distintos controles de frecuencia CPF-CSF y CTF?

Respuesta nº7

Para efectos de la programación es considerada la simultaneidad de participación en distintas categorías del SC de CF, para las unidades que están verificadas en los servicios correspondientes.

2.8 Observación nº8

Numeral: Parte 1 Anexos Informe Preliminar, Observación:

En los escenarios evaluados no queda explícito qué unidades han sido consideradas participando en el control de frecuencia.

Propuesta: Se solicita incluir en los anexos tablas con las unidades que participan en la regulación de frecuencia por cada escenario de evaluación.

Respuesta nº8

En el anexo 6.1 se encuentra disponible el detalle y los aportes de todas las unidades que fueron consideradas participantes en el CPF para cada uno de los casos analizados.

2.9 Observación nº9

Numeral: General, Observación:

El Coordinador no publicó la base de datos del estudio

Propuesta: Se solicita publicar la base de datos del estudio

Respuesta nº9

Se acoge el comentario y la base de datos será publicada junto con la versión final del informe.

3 OBSERVACIONES DE ANGLO AMERICAN SUR

3.1 Observación nº1

“En el resumen ejecutivo se indica que:

“Considerando situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF, lo que podría llevar a que en el sistema se despachen unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, se tendría un escenario en que la potencia máxima inyectable al sistema sería menor. En este caso, dado que los montos de potencia desconectada serían inferiores a 400 [MW], es posible reducir los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial, los que se muestran a continuación en la Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7 considerando valores referenciales ante desconexiones de 350 y 300 [MW] de potencia”.

Se solicita aclara cómo se aplica...

En punto “4.1.2.4 Resultados Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión”, página 63, se indica:

“En situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF se podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, lo que limita su potencia máxima inyectable al sistema. Con lo anterior, es posible considerar montos de potencia desconectada inferiores a 400 [MW]. En estas condiciones es posible reducir de los requerimientos mínimos de CPF permanente e inicial.”

Además, en la tabla 27 se indican los Requerimientos CPF permanente para distintas condiciones de Gx Bruta Total del SEN y montos de potencia desconectada

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW] P.Desc. [MW]		
	400	350	300
7000	285	237	188
7500	279	231	183
8000	274	225	177
8500	268	220	172
9000	262	214	166
9500	257	209	161
10000	251	203	155
10500	246	198	150
11000	240	192	144

Al respecto se solicita explicitar las condiciones o criterios que deben seguirse para que corresponda programar reserva de 400, 350 y 300 MW.

Respuesta n°1:

El empleo de los montos de reservas descritos es posible en cuanto se cuente con la certeza de que la unidad de mayor tamaño va a ser menor a 400[MW] tanto en la programación como en la operación real del SEN, donde además se debe considerar las condiciones de inercia y demanda, según corresponda. Las situaciones descritas es uno de los ejemplos donde se puede dar esta situación que las unidades de mayor tamaño se operan bajo su valor máximo con suficiente certeza. En página web del Coordinador se tiene un documento que describe como se consideran estos criterios en la programación⁵.

3.2 Observación n°2

“Al final del punto “4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias”, página 97, como parte de las conclusiones se indica:

“La NT SSCC no es taxativa en cuanto a fallas de severidad 5 y hay situaciones en que contingencias simples de elementos serie del sistema de transmisión, como así también contingencias que activan automatismos, dan origen a desconexiones del orden de 200 [MW]”.

Al respecto, se solicita indicar el listado de contingencias que activan automatismos, que dan origen a desconexiones del orden de 200 MW las que, de acuerdo con lo indicado en el informe, son “casos más específicos”, incluyendo sus EAF. Complementando lo anterior, se solicita indicar los EAF de los eventos que han originado desconexiones del orden de 120 MW”.

Respuesta n°2:

El automatismo que conlleva la mayor desconexión de consumos corresponde al SDAC de Enel. Este automatismo, en términos generales, opera ante falla de transformación 220/110kV, con objeto de evitar sobrecargas y propagación de estas fallas. Las contingencias que activan este automatismo (SDAC verano 2020) son las siguientes:

- Almendros 220/110
- Al Salto 220/110 Tr1 y Tr2
- Navia 220/110 Tr2 Tr5 Tr3
- Chena 220/110 Tr1 y Tr2
- Buin 220/110 Tr1
- Alto Jahuel 220/110 Tr2

⁵ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/12/Minuta-GM-No35-2021-Modelacion-y-Asignacion-de-Servicios-Complementarios-de-Control-de-Frecuencia.pdf>

Algunos ejemplos donde ha actuado el SDAC se tiene en los EAF 127-2010, 219-2010 y 104-2022 pero además es importante considerar que, conforme sus ajustes, la potencia a desconectar por actuación del SDAC va desde los 75[MW] a los 732[MW] dependiendo el escenario y falla.

Respecto de EAF de eventos con desconexión del orden de 120 [MW] o más considerando estrictamente contingencias simples, se tienen ejemplos en:

- EAF 019/2017 (106 [MW] Rapel Lo Aguirre)
- EAF 094/2017 (121.3 [MW] Alto Jahuel – Rancagua Pta. Cortés)
- EAF 004/2019 (142.5 [MW] Alto Jahuel – Buin – Florida)
- EAF. 125/2019 (169 [MW] Barra 100kV Chuquicamata)

Adicionalmente hay eventos donde ante contingencias simples se pierden montos considerables de consumos, por subtensión entre otros, los cuales no acaban siendo analizados en EAF. Esto ocurre después de verificar que la pérdida de carga fue indirecta, es decir provocada por la perturbación, y no por la desconexión de alguna instalación u operación de protección eléctrica del SEN sujeto a coordinación por el Coordinador. En general, en estos casos se tiene la caída de tensión transitoria que ocurre durante una falla, la cual provoca desconexión de equipamiento industrial de grandes consumidores, o bien provocan la operación de protecciones eléctricas sumergidas en redes de media tensión de dichos clientes. Ejemplos de esto se tiene en:

- IF 4760 Informes novedades CDC 14/04/2018 (160MW Falla Interna Minera Collahuasi)
- IF 1185 IRF 17/04/2020 (110 [MW] Codelco Andina, CMPC Maule, Codelco El Teniente Falla Charrúa – Ancoa 550kV C3)
- IF 1548 IRF 28/05/2020 (181 [MW] Minera Escondida Falla Kapatur - O'Higgins 220kV 2)

Por otra parte, se tienen ejemplos de situaciones existen operaciones erróneas de protecciones que escalan más de un elemento serie o paralelo:

- EAF 156/2021 (137 [MW] Pallata – SGO 220kV)
- EAF 202/2021 (132 [MW] Lagunillas-Coronel 154kV)
- EAF 285/2021 (182 [MW] Lagunillas-Coronel 110kV)
- EAF 184/2022 (227 [MW] A. Jahuel-Buin-Florida 110kV)

Finalmente, también eventos donde hay intervenciones en la red de 110kV de Enel o hay impactos en estructuras de torres donde se presentan montos de desconexión de consumos muy significativos:

- EAF 20/2018 (444.8 [MW] Cerro Navia – El Salto 2x110kV)
- EAF 196/2019 (348 [MW] El Salto Los Almendros 110kV)

No obstante, en el informe se señalan además claramente contingencias simples de elementos serie que conllevan la pérdida del orden de 200 [MW] de consumos.

3.3 Observación nº3

“Al final del punto “4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias”, página 97, como parte de las conclusiones se indica:

“No se recomendaría prescindir de reservas de bajada ante contingencias sin una evaluación de la operación real del SEN y una revisión del comportamiento de grandes consumos, especialmente de carácter industrial”.

Al respecto:

1) Se solicita aclarar si para realizar la revisión señalada el Coordinador requiere información adicional a aquella que está a su disposición. En caso de que así sea, se solicita aclarar cuál es la información que requiere para la revisión del comportamiento de grandes consumos, especialmente de carácter industrial

2) Se solicita aclarar cuál es la evaluación de la operación real del SEN que, junto a la revisión del comportamiento de grandes consumos, permitiría determinar si es posible disminuir los montos de reserva para CPF-.”

Respuesta nº3:

Dentro de los aspectos a considerar es la calidad del modelamiento del SEN en las herramientas de análisis de sistemas eléctricos, al respecto, se encuentra dentro de los procesos del Coordinador evaluar permanentemente la buena calidad de los resultados simulados, mediante la contrastación con registros de fallas reales ocurridas en el SEN, No obstante la verificación de la buena calidad de las simulaciones, existen iniciativas que se están llevando a cabo, como actualizar la encuesta a los Clientes coordinados con las características y composición de sus consumos (carta DE 06474-21), de manera de validar o detectar eventuales actualizaciones que pudiese requerir algún modelo de carga en particular.

Además, considerando el plan de retiro de centrales convencionales y alta penetración de generación en base a inversores del tipo seguidores de red, también cobra relevancia verificar el comportamiento de grandes consumos en condiciones de redes débiles. Al respecto, se encuentra en desarrollo una base de datos del SEN para efectuar análisis en el dominio EMT.

Finalmente, se debe evaluar el comportamiento del control de frecuencia en la operación real del SEN.

3.4 Observación nº4

“Al final del punto “4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias”, página 97, como parte de las conclusiones se indica:

“En caso de contar con plantas ERV con sus lógicas de control HFRT (reducción de generación ante condiciones de sobrefrecuencia) homologadas y habilitadas, en conformidad a lo establecido en el Art. 3-17 de la NT SyCS, estas sirven para enfrentar de riesgos de

desconexiones descontroladas de generación en condiciones de sobrefrecuencia. La pertinencia de instruir la habilitación o deshabilitación de esta protección y sus ajustes generales requiere un análisis más profundo que excede los alcances de este estudio”.

Al respecto, se solicita al Coordinador indicar (i) la instancia en la cual es pertinente realizar el análisis señalado, (ii) para qué plazo estaría considerado realizar dicho análisis”.

Respuesta nº4:

La NT SSSCC enfoca los alcances del ECFyDR en la determinación de los requerimientos y lo señalado obedece a un asunto de carácter particular, lo que corresponde más bien a un análisis de estudio específico que no se contempla para esta versión del Estudio. Además, no corresponde a una tema solo técnico pues hay que descartar conflictos entre la habilitación/deshabilitación de este control/protección con el régimen de SSCC, particularmente el CPF de bajada.

Sin perjuicio de lo anterior, se está evaluando la realización para a más tardar el próximo año un estudio específico que aborde estas temáticas.

3.5 Observación nº5

Se solicita publicar las bases de datos, estadísticas, planillas, códigos fuente y programas utilizados para el cálculo de las reservas para CSF, CTF, y rampas, de tal manera de permitir su reproducción.

Respuesta nº5:

Se compartirán los registros de la operación real y programada empleados en los cálculos, archivos con las funciones de distribuciones de probabilidad y planillas con los principales resultados.