
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 2 Respuestas a Observaciones al Informe
Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Septiembre 2020



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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-09-2020	Parte 2 Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Nicolás Cáceres G. Marcelo Cifuentes Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C.	Víctor Velar G.

1 OBSERVACIONES DE ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS, S.A.

1.1 Observación nº1

“En la Tabla 1: Montos de reservas para CPF permanentes, se indica que los montos totales del CPF corresponden a la adición de las fluctuaciones instantáneas de la demanda y las contingencias de generación y/o carga. No obstante, los montos de las fluctuaciones instantáneas de la demanda ya se encuentran incorporados dentro de los montos de CPF requeridos para afrontar contingencias. Por lo tanto, el adicionar ambos montos sólo sobre dimensiona los requerimientos de reserva para el CPF. Por lo que se solicita considerar que el monto total de reservas para CPF corresponde al valor máximo requerido para enfrentar las fluctuaciones de la demanda y las contingencias simples de generación y/o demanda”. Sección 1.2, Página 6.

Respuesta nº1:

De acuerdo a la metodología para establecer las reservas para CPF para atender fluctuaciones instantáneas, solamente se contemplan un dimensionamiento del requerimiento que cubra el 95% de los registros. Por lo tanto, existe un 5% de eventos de desviación que no estarían cubiertos por las reservas determinadas y, teniendo en cuenta que como un evento independiente de las desviaciones se puede producir contingencias en dichas circunstancias, se justifica considerar la suma de ambas reservas.

1.2 Observación nº2

“El primer párrafo indica que el programa de la operación del SEN debe considerar las reservas para CPF de la Tabla 1, las que están sobre dimensionadas e incrementan innecesariamente el costo global de operación del sistema, por lo que se solicita que el programa de operación utilice las reservas en función de la generación total SEN de la Tabla 3”. Sección 1.2, página 7.

Respuesta nº2:

La implementación de reservas, como función de la inercia y generación total SEN, en los procesos de programación y operación en tiempo real está actualmente en desarrollo para llevarse a cabo a partir del año 2021. Lo anterior se debe a que se requiere implementar estos resultados de manera transversal en los procesos de SSCC: análisis de competencia, programación de la operación, operación en tiempo real, evaluación de disponibilidad y desempeño, y balance de transferencias.

1.3 Observación nº3

“En el primer párrafo dice "Cabe señalar que, estos montos consideran el aporte de los BESS como parte del total y los aportes al CPF permanente requeridos no se ven modificados al considerar BESS.", sin embargo, en la Tabla 22 se puede ver que los aportes al CPF permanente si disminuyen al incorporar BESS. Se solicita corregir el enunciado”. Sección 4.1.3.2, página 57.

Respuesta nº3:

De la tabla 22 no se observa que sea necesario modificar los requerimientos de CPF permanente totales al considerar BESS participantes del CPF. Si se van a considerar BESS como participante del CPF, debe considerarse la suma del aporte permanente para CRF y CPF de la tabla 22, cuyos montos resultantes no cambiarían significativamente entre casos.

1.4 Observación nº4

“En el tercer párrafo se concluye que no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el CRF debido a que el CRF no representaría un beneficio técnico económico en la operación del SEN, pero esta afirmación no cuenta con un estudio técnico-económico que la respalde o justifique. En este escenario, es necesario que el CEN desarrolle el análisis técnico y económico de la conveniencia para el SEN en su conjunto de contar con montos mínimos de CRF, analizando escenarios de baja y alta inercia sistémica, ya que los resultados muestran que con una baja inercia la sustitución de CPF mediante CRF es más efectiva y probablemente si resulte beneficioso establecer requerimientos mínimos en dichos escenarios”. Sección 4.1.4, página 58.

Respuesta nº4:

En el párrafo mencionado no se concluye lo indicado sino que la decisión final de la incorporación de CRF deriva de un análisis técnico económico. Este análisis, si bien no fue incorporado en esta versión del ECF y DR, se presenta como parte de los anexos de la versión definitiva del informe de SSCC¹.

1.5 Observación nº5

“En línea con lo anterior, se solicita indicar los requerimientos mínimos de reserva para el CPF utilizando los BESS del Norte dependientes de la Generación Total del SEN y no solo de un valor absoluto. En concreto, se solicita modificar la tabla N°1 de la página 6”. Sección 4.1.4, página 58.

Respuesta nº5:

Lo solicitado se encuentra reportado en las tablas 25 y 26 del informe.

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/isscc-2020/informe-de-sscc-2020-version-septiembre-2019/version-definitiva-informe-de-sscc-2020-version-septiembre-2020/>

2 OBSERVACIONES DE ENEL GENERACIÓN S.A.

2.1 Observación nº1

“El informe señala que para su elaboración consideró obras conforme al catastro de proyectos de Coordinador y a declaración de obras en construcción de la CNE a enero de 2020. Se observa que última versión de agosto de la resolución CNE con instalaciones de generación y transmisión en construcción contiene del orden de 1000MW adicionales respecto de versión de enero.

Conforme a esto se solicita actualizar proyectos relevantes de generación por ejemplo: Sol de Lila (152 MW, nov 2020), Parque Eólico Renaico II (144 MW, nov 2020), Parque FV Pampa Tigre (100 MW, abr 2021), Valle Escondido (105 MW, abr 2021), Parque FV Domeyko (186.2 MW, may 2021), entre otros, de acuerdo al catastro de proyectos declarados en construcción por la CNE”.

Respuesta nº1:

Las condiciones más críticas previstas, se recrearon de manera conservadoras, a partir de los antecedentes con que contaba el Coordinador al inicio de la primera versión del Estudio con objeto de dar cumplimiento a los plazos comprometidos.

No obstante lo anterior, los resultados obtenidos son dependientes de los montos de inercia y generación total del SEN, y tienen validez para los rangos de montos previstos considerando antecedentes más actualizados. De observarse condiciones significativamente diferentes a las previstas, se realizarán estudios de operación de corto plazo que se consideran fuera de los alcances de este estudio.

2.2 Observación nº2

“Se solicita no considerar la central Bocamina 1 en Unidades participantes del CSF. Saldrá de servicio en diciembre del año 2020”.

Respuesta nº2:

Se acoge la observación, por lo tanto, se retirará del informe final la unidad señalada del listado de unidades las participantes del CSF.

3 ANGLO AMERICAN SUR

3.1 Observación nº1

“Hacemos presente que produce confusión el que primero se defina una reserva en un peor caso, y luego la reserva en función de la inercia y la generación total. Se propone que sólo se señale que el monto de CPF permanente en función de la inercia del sistema y de la generación, manteniendo sólo las tablas 2 y 3, y luego referirse a los casos particulares como el de un escenario de demanda baja y alta penetración ERV”.

Respuesta nº1:

Cabe señalar que, esta corresponde a la segunda entrega del ECFyDR 2020, donde la primera entrega define el peor caso y detecta la necesidad de establecer montos dependientes de las condiciones de inercia y generación total del SEN. Por lo tanto, se considera coherente y necesario mantener el orden de las tablas.

3.2 Observación nº2

“El informe indica que “En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio (53,2 [MW] capacidad BD DlgSILENT) y participantes del CPF, este valor se reduce a 299 [MW]”

Considerando lo anterior, se solicita aclarar si en definitiva se reduce el requerimiento de CPF cuando se consideran los equipos BESS y, si es así, incluir en las tablas 2 y 3 la afectación que tienen los BESS sobre los aportes de CPF requeridos”.

Respuesta nº2:

En el informe parte 4.1.3 se detallan los análisis que explican que la reducción de requerimientos de CPF, como sustitución de CPF mediante CRF, depende de las condiciones de inercia y generación total del SEN. Además, para el caso de BESS participantes en el CPF los resultados se detallan en las tablas 25 y 26 del informe. Además, la presencia de equipos BESS no reduce el requerimiento de CPF de carácter permanente (ver respuesta en el punto 1.3).

3.3 Observación nº3

“No se incluye en el informe cómo se determinaron los bloques señalados (duración y caracterización), por lo cual se solicita detallar la metodología que permitió construir los señalados bloques.

Hacemos presente que los horarios con sol varían en forma relevante durante el año, sin embargo, los bloques definidos son los mismos para todo el año. Al respecto, se solicita considerar las características señaladas en la metodología para la determinación de los bloques.

Complementando lo anterior, dado que se cuenta con la data para efectuar los cálculos en resolución horaria, se solicita que el cálculo para los montos de las reservas para CSF y CTF se realice en forma

horaria para días tipo trabajo, lunes, fin de semana y festivos, y en base a los resultados se definen los bloques.”

Respuesta n°3:

Los bloques señalados fueron determinados en base al análisis horario y estacional de los estudios de SSCC publicados el año 2019². Fueron analizadas 4 alternativas, donde se concluye por optar por los bloques vigentes y no se apreciaron cambios significativos al considerar el efecto estacional.

Por otra parte, en esta versión del ECF y DR solamente serán considerados los 4 bloques y las categorías descritas serán contempladas a partir del año 2021. Lo anterior se debe a que se requiere implementar estos resultados de manera transversal en los procesos de SSCC: análisis de competencia, programación de la operación, operación en tiempo real, evaluación de disponibilidad y desempeño, y balance de transferencias.

3.4 Observación n°4

“Se señala:

“1.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF

A continuación, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Cabe señalar que, para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Este corresponde al aporte inicial de CPF y el requerimiento determinado es de 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos postcontingencia.”

A continuación de los párrafos señalados se presenta el peor caso, y no se indica el CPF permanente en función del nivel generación del sistema. Se propone que se señale el monto de CPF en función de la generación del sistema”.

Respuesta n°4:

El detalle solicitado ya se muestra en las tablas 2 y 3 del resumen ejecutivo.

3.5 Observación n°5

“Se señala

“4.1.3.2 Resultados

En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia, en la segunda versión de este estudio (ECFyDR parte 2), se presentan los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN y particularmente, para el grado sustitución de

²<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/version-preliminar/>

CPF mediante CRF en otras condiciones de inercia y demanda para el SEN. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 22. El detalle de las simulaciones se adjunta como parte de los anexos de este informe“

En el análisis del CRF detallado en la sección 4.1.3.2 el Coordinador no ha dado cabal cumplimiento de lo señalado en el artículo 3-4 (Estudios SSCC) de la NT de SSCC, que menciona que deberá cuantificar los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, identificando los recursos disponibles en el sistema y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior, considerando que sólo se determinó el grado de sustitución de CPF mediante CRF, pero no se realizó una evaluación técnico-económica sobre la reserva para CRF vs CPF con objeto de determinar que es más económico para el sistema. Debido a lo anterior se solicita al Coordinador que realice los análisis señalados”.

Respuesta nº5:

El análisis solicitado, si bien no fue incorporado en esta versión del ECF y DR, se presenta como parte de los anexos de la versión definitiva del informe de SSCC³.

3.6 Observación nº5

“Se señala:

“3.6 Proyectos Incluidos en el Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizada por la CNE en enero 2020 y aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos. Cabe señalar que estos son los antecedentes con que contaba el Coordinador en enero de 2020 y que las fechas señaladas pudieran diferir actualmente.”

Se solicita explicar el criterio con el cual se determina qué obras son relevantes.”

Respuesta nº6:

La relevancia de las obras consideradas está dada por su capacidad y/o los cambios topológicos que conllevan.

No obstante lo anterior, los resultados obtenidos son dependientes de los montos de inercia y generación total del SEN, y tienen validez para los rangos de montos previstos considerando antecedentes más actualizados. De observarse condiciones significativamente diferentes a las previstas, se realizarán estudios de operación de corto plazo que se consideran fuera de los alcances de este estudio.

³ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/isscc-2020/informe-de-sscc-2020-version-septiembre-2019/version-definitiva-informe-de-sscc-2020-version-septiembre-2020/>

3.7 Observación nº7

“Se señala:

“Escenarios Base

A partir de las bases de datos DIgSILENT del SEN se recrearon escenarios en demanda alta de día y noche, además de demanda baja también de día y noche...”

El informe no contiene una explicación de la metodología utilizada para la determinación de los escenarios, y cuál es la representatividad de estos respecto a su ocurrencia durante un año. Se solicita explicar lo señalado.”

Respuesta nº7:

El criterio para la definición de escenarios se detalla en el punto 3.4 del informe. Los perfiles de generación diarios previstos se realizan mediante simulaciones en tándem de los modelos PLP y Plexos para condiciones exigentes representativas según las condiciones en las fechas detalladas en el informe (enero, septiembre, marzo y julio).

No obstante, los resultados son válidos para un amplio rango de montos de inercia y generación total del SEN y, de observarse condiciones significativamente diferentes a las previstas, se realizarán estudios de operación de corto plazo fuera de los alcances de este estudio.

3.8 Observación nº8

Se señala:

“4.1.2.1 Sensibilidad Reservas CPF ante Distintas Condiciones de Generación Total SEN...”

La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es va desde los 85 [MW] en el caso base a los 129 [MW] caso 2b....

No se explicita en el informe qué modelo se está utilizando para determinar la variación de la carga ante la frecuencia y la tensión, por lo cual se solicita incluir información al respecto. Se solicita información respecto a si ha sido verificado el modelo de la carga por variación de frecuencia y tensión utilizado, y como es su respuesta versión a la respuesta del sistema”.

Respuesta nº8:

El modelo de carga utilizado corresponde a la BD DIgSILENT oficial del SEN elaborada por el Coordinador. Las cargas del Norte Grande son constantes están modeladas como 70% potencia constante y 30% impedancia constante, por lo tanto, tienen cierta dependencia del voltaje, pero no de la frecuencia. Para el resto del Sistema se tienen modelos para cargas industriales y residenciales

de carácter dinámico (dependientes de la frecuencia y tensión) en base a parámetros de la literatura⁴, los cuales fueron corroborados mediante estudios y ensayos concluidos durante el 2012.

En cualquier caso, no se ha detectado que la respuesta real del SEN justifique revisar los parámetros y , además, la actualización de estos análisis excede los alcances del presente estudio.

Las ecuaciones y parámetros que modelan el comportamiento dinámico de la carga son las siguientes⁵:

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} (1 + k_{pf} \Delta f)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} (1 + k_{qf} \Delta f)$$

Para cargas I (Centro Sur) $k_{pf} = 2.6$ y $k_{qf} = 1.6$; $k_{pv} = 0.18$ y $k_{qv} = 0.6$

Para cargas R (centro Sur) $k_{pf} = 0.9$ y $k_{qf} = -2$; $k_{pv} = 1.3$ y $k_{qv} = 3$

RANGES OF MODEL PARAMETERS OF RESIDENTIAL LOAD IN NORTH AMERICA

Heating	Season	k_{pv}	k_{qv}	k_{pf}	k_{qf}
Electric	Summer	0.9-1.3	2.4-2.7	0.7-0.9	-2.3-(-2.1)
	Winter	1.5-1.7	2.5-2.6	0.9-1.0	-1.8-(-1.5)
Non-electric	Summer	1.1-1.4	2.5-2.9	0.7-0.9	-2.3-(-2.0)
	Winter	1.5-1.6	2.8-3.1	0.7-0.9	-1.9-(-1.6)

EXAMPLES OF INDUSTRIAL LOAD CLASS MODEL PARAMETERS

Season/type of industry	k_{pv}	k_{qv}	k_{pf}	k_{qf}
Summer	0.84	9.40	0.39	7.47
Winter	1.17	11.95	0.42	3.09
-	0.1	0.6	2.6	1.6
Primarily aluminium	1.8	2.2	-0.3	0.6
-	0.18	6	2.6	1.6

3.9 Observación nº9

Se señala:

“5.3 Reservas para CSF y CTF...”

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y considerar el efecto de

⁴ Power Systems Stability and Control (Kundur, 1994).

⁵ Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models, IEEE Transactions on Power Systems · May 2018

la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).“

Se solicita explicar los fundamentos que permiten trabajar sobre el supuesto señalado, ya que las reservas determinadas pueden no ser factibles en la práctica por problemas en la capacidad del sistema de transmisión”.

Respuesta nº9:

Las reservas obtenidas se basan en un análisis de carácter uninodal que, por consiguiente, asume el supuesto descrito y proporciona los montos requeridos estimados para todo el SEN en su conjunto.

En la operación real no se ha detectado la necesidad de modificar estos criterios ante transferencias máximas por el sistema 500 kV Norte. Lo anterior se debe a que la regulación de frecuencia real se ha encontrado dentro de los rangos admisibles. Se tiene una banda admisible que da holgura de ± 0.2 [Hz] en operación normal, además de excedentes de reservas que se dan de manera natural y las transferencias admisibles de carácter transitorio por el sistema de transmisión.

Los análisis de registros históricos de generación real y programada por zona y transferencias por el sistema de 500 kV, requeridos para una determinación y asignación de reservas por área, serán realizados una vez que sean detectada la real necesidad por riesgo de incumplimiento de regulación de frecuencia. Lo anterior se contempla como parte del análisis de operación de corto plazo, siempre cuando las condiciones detectadas lo ameriten, lo cual se considera fuera de los alcances de este estudio.

Finalmente cabe señalar que, los requerimientos de CSF y CTF no guardan relación con la seguridad operativa del SEN, lo cual es atendido por el CRF y CPF ante contingencias y cuyos análisis son complementados por el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión ERST.

4 OBSERVACIONES DE ENGIE ENERGÍA CHILE

4.1 Observación nº1

“Según lo expuesto en el apartado 3.5, literal C) la previsión de demanda del año 2021, plan de obras de generación y transmisión usado para este estudio es el presentado por la CNE en la declaración de generación y transmisión en construcción enero 2020⁶.

¿Por qué no se ocupa la versión más actualizada? Se solicita realizar el estudio con el plan de obras de generación y transmisión de acuerdo a R.E. N°286 CNE (julio, 2020); y la previsión de demanda más actualizada, de tal manera de considerar el efecto COVID-19.”.

Respuesta nº1:

Las condiciones más críticas previstas, se recrearon de manera conservadoras, a partir de los antecedentes con que contaba el Coordinador al inicio de la primera versión del Estudio con objeto de dar cumplimiento a los plazos comprometidos.

No obstante lo anterior, los resultados obtenidos son dependientes de los montos de inercia y generación total del SEN, y tienen validez para los rangos de montos previstos considerando antecedentes más actualizados. De observarse condiciones significativamente diferentes a las previstas, se realizarán estudios de operación de corto plazo que se consideran fuera de los alcances de este estudio.

4.2 Observación nº2

“¿Cómo se obtuvieron los pre despachos esperados para el 2021?

Se solicita entregar respaldo de los modelos/herramientas con los cuales se determinaron los pre despachos 2021.)”.

Respuesta nº2:

Tal como se señala en el punto 3.4 del informe los perfiles de generación diarios se obtienen a partir de simulaciones en tándem con los modelos PLP y Plexos. No obstante, los resultados obtenidos son dependientes de los montos de inercia y generación total del SEN, y tienen validez para un amplio rango de escenarios. De observarse condiciones significativamente diferentes a las previstas, se realizarán estudios de operación de corto plazo que se encuentran fuera de los alcances de este estudio.

⁶ Resolución Exenta N°31 CNE enero, 2020.

4.3 Observación nº3

“En cuanto a la metodología para determinar los montos de reservas requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional para el control de frecuencia 2021, en el informe preliminar 2 se exponen 10 escenarios.

¿Por qué los montos de reserva requeridos por el SEN para el control de frecuencia 2021 son los obtenidos a través del escenario más crítico para el SEN, con alta penetración de energía renovable y baja demanda? Se solicita determinar los montos de reserva diferenciados por días laborales y días festivos o fines de semana.”

Respuesta nº3:

Fueron determinados montos de reservas requeridos para distintas condiciones de inercia y generación total del SEN, además de la condición más crítica prevista. Con lo anterior, no se justifica determinar montos de reserva de acuerdo a lo propuesto pues, de esta manera, ya se logra reducir las reservas y costos asociados, cuando las condiciones de inercia y generación total así lo permiten.

4.4 Observación nº4

“¿Se calcularon los sobrecostos que se generan al determinar un monto de reserva fijo para todos los días del año 2021?

Se solicita determinar los mayores sobrecostos en que incurra el Sistema debido a los incrementos en los montos de las reservas.”

Respuesta nº4:

La implementación de reservas, como función de la inercia y generación total SEN, en los procesos de programación y operación en tiempo real está actualmente en desarrollo para llevarse a cabo a partir del año 2021. Lo anterior se debe a que se requiere implementar estos resultados de manera transversal en los procesos de SSCC: análisis de competencia, programación de la operación, operación en tiempo real, evaluación de disponibilidad y desempeño, y balance de transferencias.

4.5 Observación nº5

“Se solicita separar las reservas del Sistema una vez existan congestiones en la 2x500 kV línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

Según lo expuesto en la propuesta de expansión de la transmisión 2020⁷ se puede apreciar que, a partir de septiembre del próximo año, existirán congestiones en la Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, lo cual se observa en la Figura 5.36 del mismo informe.

⁷ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sen-2020/>

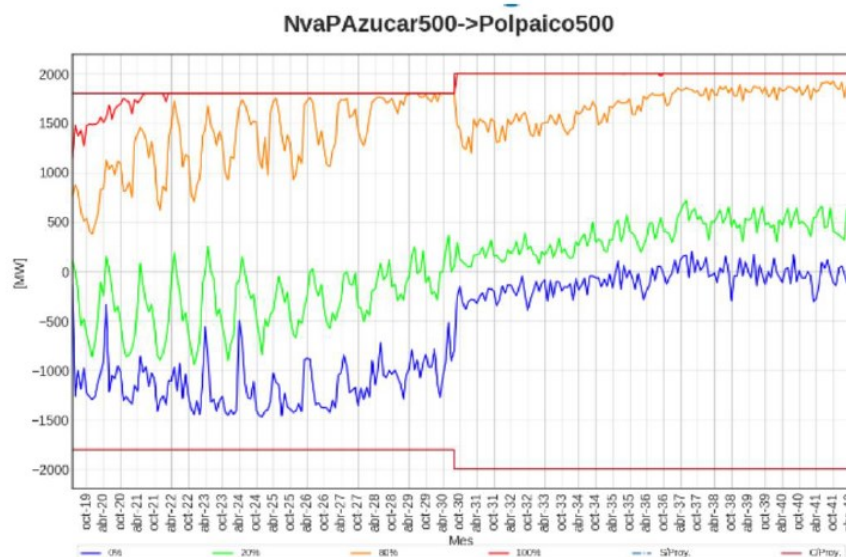


Figura 5.36. Utilización esperada línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

Adicionalmente, al analizar la programación mensual de septiembre de 2020⁸, se puede apreciar que a partir de septiembre del próximo año existirán congestiones en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

Sin embargo, según lo expuesto en el apartado 1.3, los resultados de requerimientos de CSF y CTF consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión de 500 kV de la zona Norte no se ven restringidas y, por tanto, es factible considerar el redespacho horario y el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol). En la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC, más la reserva manual, cumpla con la reserva mínima requerida para CSF”.

Respuesta n°5:

Las reservas obtenidas se basan en un análisis de carácter uninodal que, por consiguiente, asume el supuesto descrito y proporciona los montos requeridos estimados para todo el SEN en su conjunto.

En la operación real no se ha detectado la necesidad de modificar estos criterios ante transferencias máximas por el sistema 500 kV Norte. Lo anterior se debe a que la regulación de frecuencia real se ha encontrado dentro de los rangos admisibles. Se tiene una banda admisible que da holgura de +/- 0.2 [Hz] en operación normal, además de excedentes de reservas que se dan de manera natural y las transferencias admisibles de carácter transitorio por el sistema de transmisión.

Los análisis de registros históricos de generación real y programada por zona y transferencias por el sistema de 500 kV, requeridos para una determinación y asignación de reservas por área, serán realizados una vez que sean detectada la real necesidad por riesgo de incumplimiento de regulación

⁸<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/programacion-mensual/2020-programacion-mensual/>

de frecuencia. Lo anterior se contempla como parte del análisis de operación de corto plazo, siempre cuando las condiciones detectadas lo ameriten, lo cual se considera fuera de los alcances de este estudio.

Finalmente cabe señalar que, los requerimientos de CSF y CTF no guardan relación con la seguridad operativa del SEN, lo cual es atendido por el CRF y CPF ante contingencias y cuyos análisis son complementados por el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión ERST.