ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 1 Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2020

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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	24-06-2020	Parte 1 Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Prieto C	Víctor Velar G.

1 OBSERVACIONES DE PELICANO SOLAR S.A.

1.1 Observación nº1

"1) El monto mínimo que se señala es:

Tabla 1 Montos mínimos de reservas para CPF permanentes.

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]	Total [MW]
CPF	±39	+325/-157	+364/-196

2) Se indica también en el Resumen Ejecutivo que:

"…Estas reservas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Se indica que este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable y, que ante condiciones de mayor inercia, demanda y/o potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre y cuando sean definidos requerimientos mínimos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista….

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados que están contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2)."

3) En el Informe de Servicios Complementarios - 2021 se provee una tabla que muestra requerimientos en función de Inercia y Demanda que corresponden a lo que señala en el párrafo citado en 2).

Tabla 4-2 Reservas requeridas para CPF@10s/CPF@5min en función de la Demanda y la Inercia

Demanda \ Inercia	60 GVAs	50 GVAs	40 GVAs	30 GVAs	20 GVAs
11.000 [MW]	145 / 258	176 / 258	207 / 258	240 / 258	270 / 258
10.000 [MW]	150 / 265	182 / 265	214 / 265	245 / 265	276 / 265
9.000 [MW]	156 / 274	188 / 274	220 / 274	251 / 274	282 / 274
8.000 [MW]	162 / 284	194 / 284	226 / 284	258 / 284	289 / 284
7.000 [MW]	169 / 295	200 / 295	232 / 295	264 / 295	295 / 295
6.000 [MW]	175 / 307	206 / 307	238 / 307	270 / 307	300 / 307

Informe de Servicios Complementarios 2021 – Coordinador Eléctrico Nacional 25 de 81

4) Considerando que ya se han calculado los valores para el año 2021, cuál es la limitación para proveer los valores que correspondan al 2020 (de ser diferentes a los de 2021)? Cuál es la limitación para ponerlos en efecto de forma inmediata? Recordamos a la Gerencia de Operaciones que ya se sostuvieron discusiones informales en ese sentido en el 2019."

Respuesta nº1:

En primera instancia, el título de la tabla será corregido en el Informe, indicando que corresponden a los requerimientos de reservas para la condición prevista más exigente.

Por otra parte, los resultados detallados en la tabla, corresponden a montos preliminares obtenidos en los Estudios de SSCC. En el ECF y DR 2021 parte 2 serán determinados los montos definitivos, cuya implementación 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.

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 mayo 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), PSF Sol de Atacama (81 MW,m ago 2021), Valle Escondido (105 MW, abr 2021), ampliación Finis Terrae (126MW, sep 2020) entre otros, de acuerdo a resolución de instalaciones en construcción de la CNE de Mayo".

Respuesta nº1:

Las condiciones más críticas previstas, se recrearon de manera conservadoras, correspondiendo a un nivel de generación total de 6350 MW y del orden de 30 [GVAs] de inercia, considerando la desconexión de 400 [MW] de generación con 3,4 [GVAs] de inercia. Este escenario, no está condicionado por la actualización de dichos proyectos y en consecuencia no compromete la validez de los resultados obtenidos.

No obstante lo anterior, en el ECF y DR 2020 parte 2 serán determinados montos de reserva para distintas condiciones de demanda e inercia, lo que permitirá estimar los montos requeridos como una función de dichos parámetros. Adicionalmente, se analizarán los montos de inercia previstos considerando la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisión en construcción publicado en mayo del 2020.

2.2 Observación nº2

"Se solicita tener en consideración escenario en donde se apruebe la desconexión anticipada de la unidad 1 de Central Bocamina el 31 de diciembre de 2020".

Respuesta nº2:

Los resultados obtenidos corresponden a la condición más desfavorable prevista considerando los antecedentes disponibles al inicio del Estudio. En esta situación la unidad 1 de Central Bocamina no se encuentra despachada por lo que no debería haber cambios significativos en los resultados obtenidos.

2.3 Observación nº3

"En cuarto párrafo se indica que "y para el caso 4, de solo unidades hidráulicas, se requieren más de 400 [MW]" , se observa que debería ser el "caso 2" pues el caso 4 corresponde a unidades de Gas y Carbón."

Respuesta nº3:

Junto con agradecer el comentario, será hecha la corrección en el Informe Final.

3 OBSERVACIONES DE ENGIE ENERGÍA CHILE

3.1 Observación nº1

"Respecto al Control Secundario y Terciario de Frecuencia se debe tener en consideración la actual incapacidad del CdC de efectuar re despachos intradiarios".

Respuesta nº1:

En la actualidad, el CDC realiza reprogramaciones de la operación en caso de ser necesario haciendo uso de las listas de mérito que se desprenden de los procesos de programación (energía) y las reglas de Operación en tiempo real en el caso de requerir instruir directamente SSCC.

En caso del CSF, los requerimientos se determinan a partir del BIAS del SEN, considerando además la estadística de variaciones intrahorarios de la demanda neta y, por lo tanto, la posibilidad o no de reprogramación no incide en la metodología de cálculo.

Respecto la determinación de requerimientos de CTF, los montos obtenidos mediante la estimación del error de previsión con la metodología empleada, de acuerdo a lo observado en la operación real del SEN, son suficientes para mantener la frecuencia dentro de la banda admisible en operación normal según lo establecido en el art. 5-25 de la NT SyCS.

3.2 Observación nº2

"Dado que no se consideran re despachos intradiarios, ante una salida de servicio de la interconexión se solicita evaluar dicho eventual escenario de operación para pre-definir reservas geográficamente distribuidas (ante dicha condición de operación)".

Respuesta nº2:

De acuerdo a la normativa vigente, los requerimientos de reservas deben ser determinados para simple contingencias y la salida de servicio de la interconexión se encuentra fuera de los alcances de este estudio, tal como se señala en el Informe. Las contingencias de baja probabilidad y alto impactos como las señaladas son abordadas por el Estudio para PDCE.

Sin perjuicio de lo anterior, en situaciones operacionales específicas donde se prevé riesgo de separación de los sistemas, se realizarán análisis particulares con las condiciones imperantes que pueden derivar en medidas operativas como asignación geográfica de reservas.

3.3 Observación nº3

"Para efectos de la representatividad de los escenarios de hidrología media en consideración se recomienda limitar el análisis a los últimos 10 años para el horizonte de evaluación, o asignar mayor ponderación a las 5 últimas hidrologías."

Respuesta nº3:

Tal como se señala en el punto 3.4.2 del informe, la condición más desfavorable prevista corresponde a escenario de demanda baja para hidrología media. No obstante, la hidrología no es determinante para establecer el requerimiento a nivel sistémico, sino más bien para la definición de unidades participantes del CPF y cómo se distribuye la reserva en estas.

4 OBSERVACIONES DE AES GENER S.A.

4.1 Observación nº1

"Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados que están contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2).

OBS: Favor indicar cronograma de publicación y alcance del estudio Parte 2"

Respuesta nº1:

Le indicamos que la fecha de publicación de los ECF y DR 2020 es septiembre de 2020 y se encuentra en el calendario de estudios 2020 disponible en la página web del Coordinador[1].

4.2 Observación nº2

"Tabla 8: Indica ECFyDR 2019

OBS: Debe ser 2020"

Respuesta nº2:

La tabla está correcta pues se muestra para indicar que diferencia entre los escenarios analizados en las versiones 2020 y 2019 del ECF y DR.

4.3 Observación nº3

"Es de especial interés determinar el aporte al control de frecuencia que realizan las unidades generadoras que participan en el CPF en el rango de los primeros 8 a 15 segundos posteriores de ocurrida una contingencia que derive en excursiones importantes de la frecuencia. Este rango de tiempo queda determinado por ser en el cual se produce la máxima excursión de la frecuencia debido a la mayor contingencia simple de generación del sistema, equivalente a una pérdida de potencia de 400 [MW] aproximadamente. Lo anterior, contemplando condiciones de baja inercia del SEN (baja demanda acompañada de alta generación ERV).

OBS: ¿En qué condiciones debe limitarse el despacho de unidades o Complejos a 400 MW?. En la programación y operación diaria se ha limitado ciertos complejos a este monto, sin embargo a nuestro entendimiento esto es una interpretación errónea del estudio, y que en condiciones topológicas particulares debe hacerse una minuta y estudio particular."

Respuesta nº3:

---

[1] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/calendario-de-estudios/2020/

De acuerdo a lo establecido en el art. 3-14 de la NT SSCC el ECF y DR considera contingencias de severidad 5 y de acuerdo a los antecedentes disponibles la mayor potencia desconectada corresponde a alrededor de 400 [MW]. Si en la operación real se presentan condiciones particulares donde una contingencia simple deriva en una pérdida de generación mayor, se entiende que la operación debe definirse en base a análisis particulares que exceden los alcances de este estudio. Además cabe señalar que, según el art. 3-11 de la NT SSCC, las reservas requeridas deben garantizar que ante simple contingencia no se alcance una magnitud de frecuencia que active el EDAC.

4.4 Observación nº4

"Definición Control Rápido de Frecuencia

OBS: Se solicita indicar las consideraciones específicas, que de acuerdo a la Resolución Exenta N°827, el Coordinador ha establecido como parámetros técnicos al momento de evaluar el Control Rápido de Frecuencia y el Control Primario de Frecuencia ante Contingencias. En específico se solicita indicar las consideraciones en los siguientes parámetros: Umbral de activación, Umbral de desactivación, definición de respuestas proporcionales a los cambios de frecuencia del sistema, criterios para cargar y descargar equipos BESS para CRF, entre otros.

Lo anterior es crucial para una adecuada revisión de las conclusiones de este informe relativas a la sustitución entre los servicios de CRF y CPF ante contingencias."

Respuesta nº4:

La solicitud señalada no es materia del ECF y DR no obstante, en el punto 4.1.4. del Informe, se indica que la característica de escalón con una banda muerta de +/- 300 [mHz] (umbral de frecuencia de activación y desactivación) es adecuado.

Sin embargo, la sustitución de CRF mediante CPF está supeditada a las condiciones de inercia y demanda. Solamente para escenarios bastante desfavorables, donde la frecuencia mínima se alcanza antes de los 10 segundos postcontingencia, se tiene una sustitución considerablemente más propicia para el CRF. Como parte de los Estudio de SSCC se muestra un análisis preliminar al respecto[2], cuyos resultados definitivos serán parte de la segunda entrega del ECFyDR 2020. Resultados preliminares indican que, para la condición más exigente, se tiene que 1,4 MW CPF inicial corresponde a un 1 MW CRF, mientras que para una condición media, este reduce 1 MW CPF inicial a 1 MW CRF.

4.5 Observación nº5

"Con respecto al aporte al CPF inicial, se procedió a calcular para las distintas unidades generadoras que participan del CPF la potencia mecánica que proporciona cada una de estas en distintos puntos

---

[2] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/estudio-sscc/estudios-sscc-2020/

de operación, esto es, con un despacho respecto a su potencia máxima entre el 50% y 90% para unidades térmicas y entre el 40% y 80% para unidades hidráulicas.

OBS: En el estudio se utiliza como referencia el aporte de CPF del punto de operación actual usado en programación (90% y 80%), pero no se explicita por qué para el análisis se elige como rango máximo tales valores (90% y 80%). Es precisamente objeto de este estudio determinar el punto óptimo de limitación. Finalmente este es el límite de asignación que se utiliza en la Tabla 35, por tanto, se solicita evaluar económicamente con valores por sobre 90% y 80% respectivamente."

Respuesta nº5:

En los títulos 3-2, 3-3, se establece que los alcances del estudio tienen relación con la determinación de los requerimientos de reservas de Inercia, CRF y CPF para contingencias a nivel del SEN. Por tanto, a nuestro entender, la evaluación económica solicitada no es parte de los alcances del ECFyDR 2020.

En todo caso, se indica que los puntos de operación para la determinación de los aportes al CPF fueron definidos en los Estudio de SSCC para el año 2020. Los criterios usados fueron de carácter exclusivamente técnico con el objeto de garantizar que las unidades entregaran los aportes requeridos, teniendo en consideración la variabilidad respecto los distintos puntos de operación.

4.6 Observación nº6

"Definición margen Reserva Efectivo.

OBS: Indicar cual es el alcance u objetivo de la definición de Margen de reserva efectivo, y explicar porque aquellas unidades que contribuyen a la reserva a través de subastas no son incluidas en tal definición."

Respuesta nº6:

Se revisó el Informe y se concluye que el concepto no tiene aplicación en el Estudio y, por lo tanto, se eliminará su texto del Informe Final.

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

5.1 Observación nº1

"Los casos de demanda baja que se analizan en el informe corresponden a días festivos, por lo tanto, se considera demasiado conservador concluir las reservas de CPF ante contingencias para todo el año en función de estos escenarios, ya que, son días donde la demanda y la inercia del sistema son particularmente bajas. Por lo tanto, resultaría económicamente beneficioso concluir reservas por separado para días festivos y días hábiles, con el fin de disminuir los sobrecostos sistémicos".

Respuesta nº1:

Tal como se señala en el resumen ejecutivo y conclusiones del informe, para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN, se deben realizar análisis más detallados que están contemplados para la segunda versión de este estudio (ECFyDR 2020 parte 2).

5.2 Observación nº2

"Se debe corregir el primer párrafo, donde se enuncia "…resumen de los todos…" Página 29.

Respuesta nº2:

Junto con agradecer el comentario, será hecha la corrección en el informe final.

5.3 Observación nº3

"En el segundo párrafo dice: "Se requieren 7 [GVAs], equivalentes a 2 ciclos combinados, para reducir 29.4 [MW] de Aporte inicial al CPF. Esto se traduce en un aumento relevante de los costos de operación por modificación del despacho económico.". Se recomienda indicar cuanto es el costo adicional de ese redespacho y su comparación con el ahorro estimado por la reducción de las reservas al CPF, para que quede claramente explícito que no es económicamente rentable aumentar la inercia mediante el redespacho de unidades".

Respuesta nº3:

La incorporación de inercia fuera de mérito económico, en todos los casos, corresponde a una situación fuera de la operación a mínimo costo, por tanto ineficiente. Para también dar muestra de aquello, en los análisis se menciona que además se presenta un vertimiento de generación ERV asociado al redespacho para aumentar inercia, cuyo detalle se presenta en la tabla 19.

Adicionalmente, debido a los costos asociados al CPF, se ha visto la necesidad de reducir los requerimientos de reservas de acuerdo a su dependencia con de la inercia y el nivel de demanda del SEN. Por tanto, se pueden reducir las reservas con el aumento de inercia que se da por el propio despacho económico.

Finalmente, cabe señalar que el aumento de inercia tiene mayor incidencia en los montos de CPF inicial para evitar el descenso de la frecuencia que active el EDAC, mientras que en los montos asociados al CPF permanente la dependen más bien al nivel de demanda del SEN.

5.4 Observación nº4

“En la Figura 23, dejar claro que el eje y es "Valor Efectivo 0-10s CPF [MW]". Página 56.”

Respuesta nº4:

Se acoge el comentario y será incorporado en la versión final del Informe.

5.5 Observación nº5

"Página 57, En el primer párrafo, dice: "En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia, en la segunda versión de este estudio (ECFyDR parte 2), se presentarán los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN y particularmente, para el grado sustitución de CPF mediante CRF en otras condiciones de inercia y demanda para el SEN." Además, de lo anterior, se solicita que si la segunda versión continúa sin incorporar el requerimiento para CRF, debe entonces incorporar una reserva de CPF ante contingencias que sea variable en función de los equipos BESS operativos, debido a la significativa reducción de reservas que implica la rápida respuesta de estos ante desviaciones de frecuencia.”

Respuesta nº5:

En la tabla 21 del Informe se muestran los requerimientos de CPF considerando BESS. Sin embargo, es importante tener en cuenta que, para la parte 2 del ECFyDR 2020, serán analizados escenarios con mayor inercia donde se reduce el reemplazo de CPF convencional mediante BESS.