
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 2 Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Octubre 2022



**Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	06-10-2022	Informe Preliminar	Marcelo Cifuentes R. Carlos Prieto C.	Víctor Velar

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
1.1	Reservas para Control de Frecuencia en Escenarios de Operación Excepcionales.	5
1.2	Actualización de Reservas para Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia	7
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	9
3	ANTECEDENTES.....	10
3.1	Antecedentes Normativos	10
3.1.1	Informe de Definición de SSCC.....	10
3.1.2	Norma Técnica de Servicios Complementarios.....	12
3.1.3	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.....	12
3.1.4	Definiciones	12
3.1.5	Exigencias a Instalaciones de Generación	13
3.1.6	Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio	19
3.2	Proyectos Incluidos en el Estudio	20
3.3	Topología y Horizonte de Estudio	20
3.4	Escenarios Base.....	20
3.5	Antecedentes Específicos	22
3.5.1	Modelo de Carga	22
4	DESARROLLO.....	25
4.1	Reservas CPF ante Fluctuaciones Instantáneas, CSF y CTF.....	25
4.1.1	Reservas para CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta.....	25
4.1	Reservas para CSF y CTF.....	27
4.1.1	Identificación de Requerimientos	27
4.1.2	Metodología	28
4.1.3	Metodología para Requerimiento de Rampas	34
4.1.4	Resultados	34
4.2	Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia.....	41
4.3	Análisis CRF CPF Prospectivo	45
4.3.1	Resultados	46
4.1	Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión	67
4.2	Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión.....	71



4.2.1	Aporte CPF Permanente.....	76
4.2.2	Aporte CPF Inicial	76
5	CONCLUSIONES.....	79
5.1	Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia.....	79
5.2	Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Excepcionales de Operación.....	82
5.2.1	Montos Inferiores de Inercia	82
5.2.2	Montos Mayores de Potencia Desconectada.....	83
5.2.3	Montos Menores de Potencia Desconectada	83

1 RESUMEN EJECUTIVO

En conformidad con lo establecido en el Título 3-2 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional ha realizado el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (el que tiene periodicidad semestral), y cuyos resultados de esta segunda entrega (Parte 2) se resumen en el presente informe.

Se presentan los resultados de las reservas requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°442, 2020), o también denominada Resolución de SSCC. Estas corresponden a:

- El Control Rápido de Frecuencia (CRF).
- El Control Primario de Frecuencia (CPF).
- El Control Secundario de Frecuencia (CSF).
- El Control Terciario de Frecuencia (CTF).
- Cargas Interrumpibles (CI)¹.

Sin perjuicio de lo anterior y para efectos de los análisis descritos en este informe, los requerimientos para el CF corresponden a:

1. CPF Operación Normal (fluctuaciones demanda neta)
2. CPF Contingencias de Generación y Consumos
3. CSF/CTF (Determinación conjunta)

De las 3 casos señalados, el primero y tercero se obtienen mediante el análisis de registros de operación real. Por lo tanto, los análisis para estas categorías fueron actualizados en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2021 hasta el 31 de julio de 2022. Para el caso de CPF ante contingencias, en el ECFyDR2022 parte 1 se obtuvieron los requerimientos para condiciones normales de operación, mientras que en esta segunda entrega se realizan análisis para condiciones excepcionales

- Condiciones de inercia más exigentes a las previstas.
- Montos mayores y menores de generación desconectada.

1.1 Reservas para Control de Frecuencia en Escenarios de Operación Excepcionales.

En primera instancia, en términos del control de frecuencia ante contingencias, los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia para condiciones de operación normal fueron

¹ Conforme a lo concluido en el ECFyDR parte 1, no se observa la necesidad de establecer requerimientos de cargas interrumpibles.

determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2022 parte 1. Como complemento de lo anterior, en este estudio fueron realizados análisis para condiciones excepcionales de operación y/o más exigentes en términos del control de frecuencia ante contingencias:

- Montos inferiores de inercia respecto a los 30 [GVAs] previstos. Se analizó la necesidad de requerimientos mínimo de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. La condición más exigente corresponde a un escenario de demanda baja con 7300 [MW]. Se analiza la participación de ERV en el CPF. Sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SSCC.
 - Ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 23,2 [GVA] de inercia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia, es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Para escenarios con una inercia bajo 6,1 GVAs en el Norte Grande se detectaron necesidades de análisis en el dominio del tiempo por posibles problemas de fortaleza de la red ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane y severidad 4 Kimal – Changos 500kV.
 - En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II la contingencia más exigente corresponde severidad 5 de IEM con 350MW 2 [GVA]. EN dichas circunstancias y tomando en cuenta la participación de ERV y equipos BESS en el CPF, se alcanza a reducir la inercia hasta 18,4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.
- Montos Mayores de desconexión de unidades, sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].
 - Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 01-01-2023 a las 9hrs y Demanda alta 18-12-2023 a las 18:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550[MW] asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN.
 - Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón 1.65 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios de demanda baja y demanda alta, respectivamente.
- Montos Menores de desconexión de unidades, bajo 400 [MW]. 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 y U16 que presten CPF, limitando su potencia máxima:

- Fueron analizados 2 escenarios: Demanda baja estimado para el 01-01-2023 a las 9hrs, Demanda alta 18-12-2023 a las 18:00hrs y Demanda Alta previsto para el 24-04-2023 a las 18:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 300[MW] de San Isidro II.
- Los requerimientos de CPF iniciales y permanentes se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada considerada, en al menos razón 1:1 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando un reducción de hasta 1.4-1.5 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].
- Se recomienda mantener los montos de requerimientos iniciales para menores potencias de desconexión estimados en el ECFyDR 2022 parte 1, que pueden ser considerados para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN.

1.2 Actualización de Reservas para Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia

Conforme a la actualización de los registros de base para los análisis estadísticos se determinaron los siguientes montos:

En el caso del CPF y el requerimiento asociado a las fluctuaciones instantáneas, el monto de reserva de potencia para contener el 95% de las desviaciones de la demanda neta es de $\pm 46,0$ MW ($\mu \pm 1,96\sigma$). En el caso del CSF y CTF, se obtuvo los siguientes resultados:

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-146 / +146	-212 / +173	-117 / +117	-245 / +181
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-149 / +149	-92 / +120	-136 / +136	-112 / +95
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-242 / +154	-369 / +277	--228 / +139	-316 / +334
Bloque 4: 10:00 - 15:59	-166 / +166	-231 / +195	-200 / +200	-232 / +146
Bloque 5: 16:00 - 18:59	-173 / +255	-350 / +375	-176 / +261	-316 / +385
Bloque 6: 19:00 - 21:59	-160 / +188	-185 / +216	-144 / +200	-189 / +109

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	-161 / +161	-171 / +107	-138 / +138	-197 / +162
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147 / +147	-70 / +71	-115 / +115	-121 / +127
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-223 / +146	-284 / +251	-232 / +139	-233 / +313
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-152 / +152	-185 / +181	-153 / +153	-300 / +194
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-176 / +255	-315 / +250	-158 / +255	-429 / +381
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-188 / +188	-165 / +243	-120 / +181	-274 / +213

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), en el artículo 3-9 del Título 3-2, establece que el Coordinador deberá realizar el estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, cuya periodicidad será al menos semestral y que tiene por objeto cuantificar los recursos técnicos requeridos para la prestación de los SSCC necesarios de modo de garantizar la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, de conformidad a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

En conformidad con lo indicado, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra desarrollando la segunda parte del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, correspondiente al año 2022, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en la Resolución de SSCC.

Por lo tanto, el objetivo de los estudios presentados en este informe es la determinación de los montos de reserva mínimos requeridos para el control de frecuencia en las distintas categorías para el año 2023 cuyos montos para condiciones normales de operación, fueron determinados en la primera entrega del ECFyDR parte 1. En este contexto, esta versión se enfoca en condiciones excepcionales de operación no abordadas en detalle en la versión anterior. Para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados respecto de los requerimientos de reserva. Estos análisis consideran además la verificación del cumplimiento de las exigencias normativas a través de simulaciones dinámicas del comportamiento del SEN ante las contingencias simples de generación más exigentes previstas, en escenarios de operación de alta y baja demanda más desfavorables. Adicionalmente, y conforme a lo establecido en el artículo 3-4 se actualizó la estadísticas de registros utilizada para el dimensionamiento de los requerimientos de CSF y CTF.

3 ANTECEDENTES

El contenido de este documento se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SSCC, la cual establece que el Coordinador debe realizar el estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” con una periodicidad al menos semestral.

En el Título 3-2 de la NT SSCC se establece la obligatoriedad de dicho estudio, así como un conjunto de criterios y requisitos generales que se deberán adoptar para determinar las reservas de potencia para el Control de Frecuencia. Es importante señalar que, dentro de las modificaciones que trae consigo la NT SSCC vigente desde enero de 2020, una de las exigencias más relevantes es la establecida en el artículo 3-11. Esta señala que, ante simple contingencia, no se debe producir desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Además, el Título 3-3 de la SSCC establece los criterios para la determinación de los montos de reservas para el Control Rápido de Frecuencia (CRF), el Control Primario de Frecuencia (CPF), además de los requerimientos de inercia. Esta versión del estudio no contempla dentro de sus alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI).

Finalmente, el Título 3-4 de la SSCC establece los criterios para la determinación de los montos de reservas para el Control Secundario de Frecuencia (CSF) y el Control Terciario de Frecuencia (CTF).

3.1 Antecedentes Normativos

3.1.1 Informe de Definición de SSCC

La Resolución Exenta N°442, 2020 aprueba modificaciones al Informe de definición de SSCC a que se refiere el inciso segundo del 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este define los servicios complementarios de control de frecuencia:

1. **Servicios de Control de Frecuencia:** Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.
 - a. **Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Corresponde a acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. El Tiempo Total de Activación del servicio CRF será de 1 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].
 - b. **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

- c. **Control Secundario de Frecuencia:** Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC.

El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5 [min], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 15 [min].

- d. **Control Terciario de Frecuencia:** Corresponde a acciones de control activadas por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, y su máximo Tiempo de Entrega será de 1 [hr].

Adicionalmente, existen otras definiciones de relevancia presentes en el Informe de definición SSCC

1. **Error de Control de Área:** Representa el cambio requerido de potencia activa de cada área para responder a una desviación de frecuencia y restaurar la frecuencia a su valor nominal. Se determina como la suma del error de flujo de potencia entre áreas y la multiplicación del error de frecuencia y el Bias de frecuencia, es decir, el factor que representa la característica de frecuencia del bloque de control expresado en MW/Hz.
2. **Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.
3. **Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
4. **Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en la presente Resolución, contado desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.

3.1.2 Norma Técnica de Servicios Complementarios

Por otro lado, si bien los Títulos 3-2, 3-3 y 3-4 de la NT SSCC establecen el marco general para el desarrollo de este estudio, existen otros aspectos de definiciones relevantes:

1. **Demanda Neta:** Corresponderá al valor de demanda descontando la generación de energías renovables con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica.
2. **Inercia:** Capacidad del SEN de resistir cambios en la frecuencia a través de la propiedad de las masas rotantes, como rotores de generadores síncronos, de oponerse a los cambios de su estado de movimiento. También se considerará como aporte a la inercia del SEN la inercia sintética o emulada proveniente de fuentes basadas en inversores, capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores síncronos.

3.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Finalmente, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) establece otros aspectos de definiciones y exigencias que también son de relevancia.

3.1.4 Definiciones

1. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.
2. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.
3. **Estatismo permanente:** Incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una unidad generadora sincrónica operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de velocidad en su Controlador de Carga/Velocidad; o incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a un parque eólico o fotovoltaico operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de frecuencia en su Controlador de Frecuencia/Potencia.

4. **Reserva en Giro:** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de instalaciones puede aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación.
5. **Reserva Primaria:** Reserva para el CPF.
6. **Reserva Secundaria:** Reserva para el CSF.
7. **Reserva para Control de Frecuencia:** Margen de potencia activa de las instalaciones para realizar Control de Frecuencia.
8. **Servicios Complementarios:** Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley. Son servicios complementarios, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
9. **Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.
10. **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.

3.1.5 Exigencias a Instalaciones de Generación

Artículo 3-6

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 5).

Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras interconectadas al SI debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el Artículo 5- 40.
- c) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

- I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en Artículo 5- 40.
- II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.

Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación establecidos en el Artículo 5-40.

- III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.
- IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10.
- V. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.
- VI. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

En caso de centrales cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 [kV], deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el CC que la coordina y desde el Coordinador.

- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior.
- f) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.
- g) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación de Partida Autónoma deberán disponer del equipamiento necesario para su adecuada provisión de acuerdo con los requerimientos del servicio, de conformidad a lo dispuesto en la NT SCCC.
- h) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multitarea, deberán disponer de los equipamientos necesarios para su adecuada provisión, de acuerdo con los requerimientos del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT SCCC.
- i) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.
- j) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-17.
- k) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa.

Artículo 3-10

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de

operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar al Coordinador dicha posibilidad.

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incurriere fuera de su valor nominal de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-25.

Artículo 3-11

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.
- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].
- c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

A requerimiento del Coordinador, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

Artículo 3-16

Los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán cumplir con:

- a) Operar en forma continua en todos los rangos de tensión exigibles a las instalaciones de generación.
- b) Operar en forma continua en todos los rangos de frecuencia exigibles a las instalaciones de generación fotovoltaica en el Artículo 3-10.

Artículo 3-17

El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.

Los rangos de ajustes serán:

- I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
 - c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
 - d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.

Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.

- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

El controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.
- d) La banda muerta será de ± 200 [mHz].
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario. Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5.

Artículo 3-18

Todas las instalaciones que participen en la prestación de CSF deberán estar integradas a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

El Coordinador establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las instalaciones que están en operación y participando del CSF.
- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

3.1.6 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio

Artículo 5-25

El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

Artículo 5-35

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

Artículo 5-36

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos asociados a los Servicios de Control de Frecuencia, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multitarea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipadas las instalaciones que participen en la prestación.

Artículo 5-37

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el Coordinador deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-25, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10.

En el caso que los EDAC y Sistemas de Protección Multitarea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-10, el Coordinador estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

3.2 Proyectos Incluidos en el Estudio

Para la elaboración del Estudio se consideró la misma Base de Datos en DigSILENT Powerfactory que en la primera entrega. Por lo tanto, el detalle de los proyectos incluidos se encuentra disponible en el Informe Final ECFyDR parte 1², el cual se encuentra publicado en la página web del Coordinador. Cabe señalar que en esta segunda entrega, previendo la posibilidad de nuevos antecedentes, se incluyen análisis para condiciones más exigentes a las previstas para efectos del Control de Frecuencia.

3.3 Topología y Horizonte de Estudio

La topología considerada para el análisis corresponde a la condición habitual en la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023.

3.4 Escenarios Base

Los escenarios de operación corresponden a los utilizados también en la primera entrega del estudio y cuyo detalle se muestra en el punto 3.4 del ECFyDR parte 1 Informe Final. A continuación, en la Tabla 1 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados elaborados en la BD DigSILENT Power Factory del SEN:

² <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/06/Estudio-CFyDR-2022-Parte-1-Informe-Final.pdf>

Tabla 1. Resumen Generación Escenarios ECFyDR 2022 parte 1.

Caso	Día	Hora	Inercia [GVAs]	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]	Generación Bruta Total SEN [MW]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV
Caso 1.1	01/01/2023	9	30.2	7995	3.77	7005	3130	45%
Caso 1.2	01/01/2023	15	29.7	7874	3.77	9121	4919	54%
Caso 1.3	18/12/2023	18	30.3	7985	3.80	11393	7097	62%
Caso 2.1	01/01/2023	9	35.0	8991	3.89	6999	3392	48%
Caso 2.2	01/01/2023	11	35.0	8991	3.89	7999	3750	47%
Caso 2.3	01/01/2023	15	35.0	8991	3.89	8993	4356	48%
Caso 2.4	18/12/2023	10	35.0	9011	3.88	10004	5811	58%
Caso 2.5	18/12/2023	18	34.9	8832	3.95	11001	6262	57%
Caso 3.1	18/09/2023	9	40.6	9543	4.26	7830	3793	48%
Caso 3.2	18/09/2023	15	38.8	8797	4.41	9190	5900	64%
Caso 3.3	30/01/2023	20	40.4	10446	3.87	11373	4806	42%
Caso 4.1	30/01/2023	5	45.0	10998	4.09	8471	1200	14%
Caso 4.2	30/01/2023	21	45.0	11405	3.95	10622	1995	19%
Caso 5.1	24/04/2023	9	50.1	11026	4.55	9207	3621	39%
Caso 5.2	24/04/2023	18	50.0	10965	4.56	11337	5568	49%
Caso 6.1	29/07/2023	0	55.0	9027	6.09	8,987	1421	16%
Caso 6.2	29/07/2023	19	55.0	10955	5.02	10,968	1900	17%
Caso 7.1	24/04/2023	1	61.9	13283	4.66	9852	1230	12%
Caso 7.2	24/04/2023	21	70.5	15385.51	4.58	10533.48	1455	14%

El detalle de los despachos se adjunta como parte de los anexos de la primera versión de este estudio³.

La inercia del sistema eléctrico da cuenta de la energía cinética almacenada en los rotores de las unidades sincrónicas y tiene directa relación con la tasa de caída de frecuencia en los primeros instantes ante un desbalance entre generación y demanda. Por lo anterior, la inercia del SEN tiene un efecto en los requerimientos de CPF inicial para reducir la excursión de la frecuencia y evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, mientras que el nivel de demanda del SEN tiene efecto en los requerimientos de CPF permanentes. Lo anterior ocurre debido al amortiguamiento de la carga por su dependencia ante cambios en la frecuencia y tensión. No obstante, los resultados globales de las simulaciones a nivel SEN van a permitir establecer las tendencias de los requerimientos iniciales y permanentes ante variación de los parámetros inercia y generación bruta total del SEN, como una aproximación del nivel de demanda.

³ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/06/Estudio-CFyDR-2022-Parte-1-Informe-Final-ANEXOS.pdf>

3.5 Antecedentes Específicos

Los antecedentes específicos considerados en este estudio son:

- a) Históricos:
 - a. Registros de la generación total bruta y generación ERV, durante el periodo de agosto 2021 hasta julio de 2022, con resolución de 10 segundos.
 - b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre 01 de agosto 2021 al 31 de julio de 2022.
- b) Vigentes:
 - a. Esquema de EDAC vigente.
 - b. Base de datos (BD) Power Factory DlgSILENT del SEN.
- c) Previstos: Predicción de la demanda del año 2022 y plan de obras de generación y transmisión presentado por la CNE en la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizado por la CNE en enero 2022.

En cuanto al esquema de desconexión automática de carga (EDAC) del SEN, el estudio supone que el primer escalón de frecuencia absoluta es de 48,9 [Hz], en conformidad a la propuesta establecida en el Estudio de EDAC vigente ⁴.

3.5.1 Modelo de Carga

El modelo de carga utilizado corresponde a la BD DlgSILENT oficial del SEN elaborada por el Coordinador. Las cargas del Norte Grande 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 literatura⁵, los cuales fueron corroborados mediante estudios y ensayos concluidos durante el 2012.

Las ecuaciones y parámetros que modelan el comportamiento dinámico de la carga son las siguientes ⁶:

⁴ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-edac/2020-estudio-de-edac/>

⁵ Power Systems Stability and Control (Kundur, 1994).

⁶ Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models, IEEE Transactions on Power Systems · May 2018

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

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

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

Cabe señalar que, en las simulaciones se observa una reducción de carga ante contingencias de generación, la cual se debe a tanto su dependencia de la tensión como la frecuencia. Se aprecia una reducción inicial que tiene incidencia en los requerimientos iniciales para CPF y que, posteriormente dicha reducción llega a un establecimiento permanente que, a su vez, incide en los requerimientos permanentes de CPF. Este último se conoce como al amortiguamiento de la carga o “damping”. Esto puede apreciarse en la Figura 1, donde se muestra la respuesta de la carga total del SEN ante contingencias de generación para distintos casos analizados.

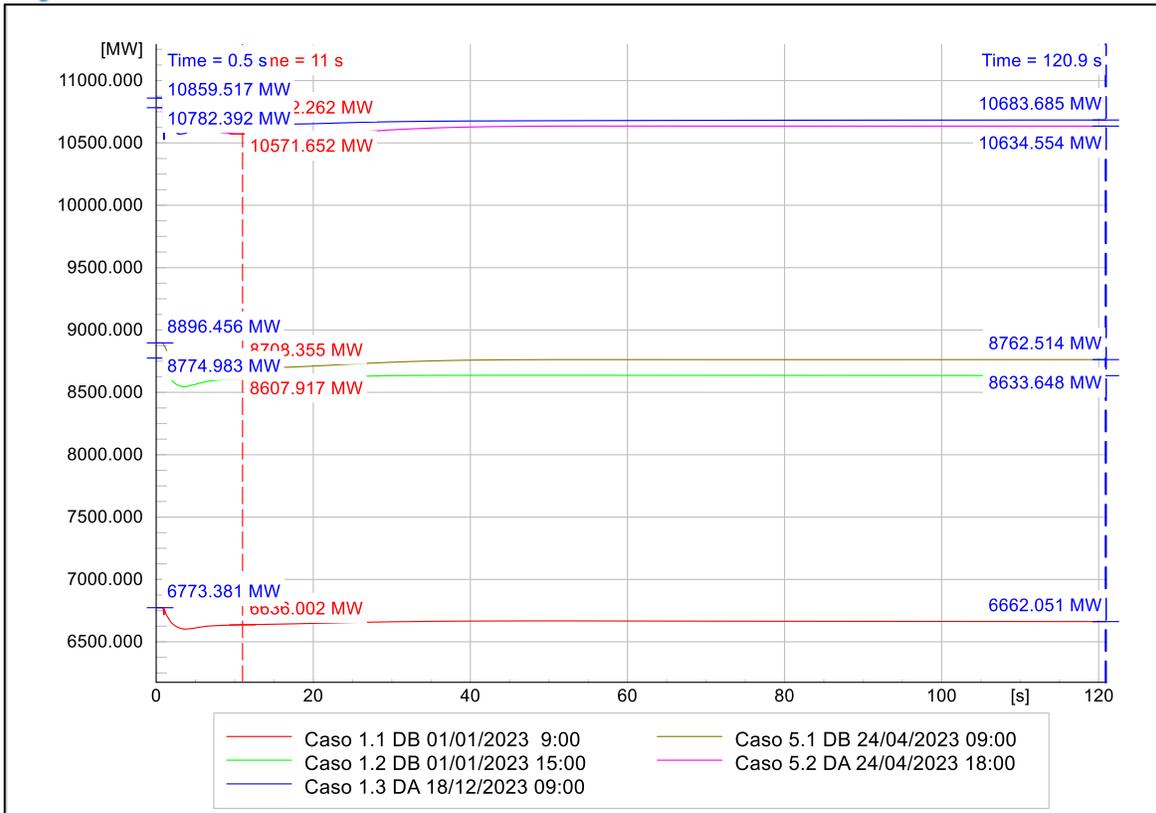


Figura 1: Respuesta Carga Total del SEN para Distintos Casos. Contingencias de Generación.

4 DESARROLLO

4.1 Reservas CPF ante Fluctuaciones Instantáneas, CSF y CTF

4.1.1 Reservas para CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta

4.1.1.1 Metodología

La NT SSCC establece que, para una condición normal de operación y con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema dentro de los rangos permitidos en la NT SyCS, se debe determinar el nivel de reserva para compensar las fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta del sistema eléctrico.

La ocurrencia de fluctuaciones instantáneas de la demanda neta se origina de manera aleatoria en todo momento del día. Particularmente, en el SEN existen consumos que presentan importantes fluctuaciones instantáneas de su carga, como, por ejemplo, las plantas de laminación.

Algunas fluctuaciones de carga tienen una cierta periodicidad de ocurrencia, como por ejemplo los consumos de plantas industriales de fabricación de acero (siderúrgicas) y plantas de la minería del cobre, en cambio otras fluctuaciones no presentan tal periodicidad, tal como la conexión y desconexión de alimentadores y/o líneas de transmisión.

Asimismo, otra de las fuentes de fluctuaciones proviene de las unidades generadoras que emplean recursos primarios variables, tal es el caso de los parques eólicos, en mayor medida, y solares. Estas fluctuaciones de la generación ERV producen efectos en la generación convencional, que actualmente es la que realiza el CPF, debiendo asignárseles un margen de reserva para atender tanto las fluctuaciones de la demanda como las de la inyección de la generación ERV.

Para efectos de considerar la variabilidad de la demanda y la generación ERV, es que se considera efectuar los análisis sobre la Demanda Neta del SEN, lo que equivale a la demanda total del sistema descontando el efecto de las energías renovables con recursos primarios variables.

Estadísticamente, para poder rescatar desde los registros de datos de la demanda la componente asociada a las fluctuaciones instantáneas de la demanda, se recomienda que el período de muestreo sea menor que 10 veces la periodicidad de ocurrencia de las fluctuaciones de los consumos de las plantas industriales mencionadas de mayor frecuencia.

Cuando no existen registros de datos de los consumos, es conveniente emplear los registros de datos de la generación total del sistema, ya que el aporte de generación de las unidades tiende a responder con las fluctuaciones de los consumos.

Los análisis de las fluctuaciones instantáneas se efectúan en base a las diferencias entre los registros de demanda neta, obtenidos con una tasa de muestreo de 10 segundos, y los valores medios de 5 minutos. Estos tiempos tienen directa relación con los tiempos establecidos en la Resolución de SSCC para el CPF.

Las reservas para CPF, asociadas a las fluctuaciones instantáneas, son determinadas considerando

cubrir un 95% de estas fluctuaciones, intervalo de confianza que cumple con lo establecido en el artículo 3-13 de la NT SSCC. Estas reservas están dadas por la siguiente expresión, considerando que los anteriores desvíos presentan una distribución similar a una distribución normal.

$$[RCPF_{FI}^{(-)}, RCPF_{FI}^{(+)}] = [FI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma_{FI}, FI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma_{FI}]$$

Donde:

$RCPF_{FI}^{(-)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas de bajada, es decir, para fenómenos de sobrefrecuencia.

$RCPF_{FI}^{(+)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas de subida, para fenómenos de subfrecuencia

FI_{Media} = Valor medio de las fluctuaciones instantáneas.

σ_{FI} = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

4.1.1.2 Resultados

Para los análisis se emplearon registros de la operación real del SEN, con resolución de 10 segundos, en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y julio de 2022.

En la Figura 2 se grafica el histograma con la distribución de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones estándar horarias de dichas fluctuaciones.

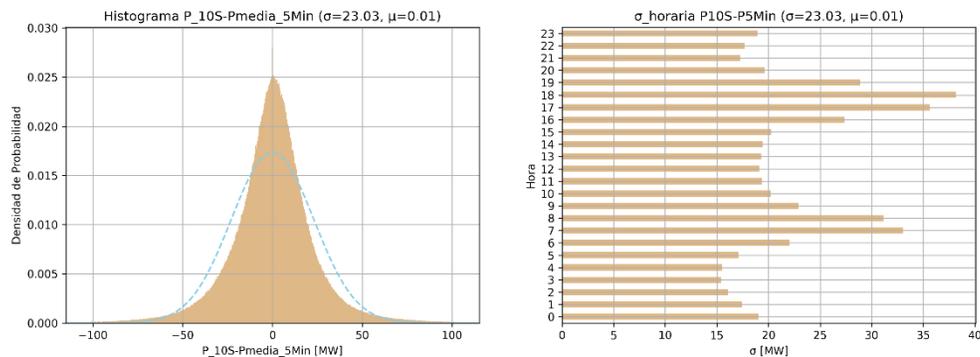


Figura 2: Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas.

De los resultados obtenidos se tiene que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es 23.0 MW. Su distribución se asemeja a una distribución normal de parámetros valor medio de 0 MW y desviación estándar de 23.0 MW, mostrado en el gráfico con líneas punteadas de color azul.

Considerando lo anterior, el monto de reserva de potencia para contener el 95% de las desviaciones de la demanda neta es de $\pm 46,0$ MW ($\mu \pm 1,96\sigma$). La Tabla 2 muestra el resumen de estos resultados.

Tabla 2 Reservas para fluctuaciones instantáneas

Tipo Reserva	Registros	Ventana	σ [MW]	Reserva [MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	23,0	± 46

4.1 Reservas para CSF y CTF

4.1.1 Identificación de Requerimientos

Para que en un sistema se pueda ejercer el CSF, es necesario proveer al sistema con una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubran las necesidades que no han sido satisfechas por el Control Primario de Frecuencia, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución tanto de la demanda del sistema como de la generación con recursos variables. Esta capacidad de generación se conoce con el nombre de reserva de potencia secundaria y está disponible en aquellas unidades de generación participantes en el AGC (Automatic Generation Control) con el propósito de hacer que el error de frecuencia del sistema sea igual a cero. Para este tipo de reserva de potencia, se requiere cubrir las variaciones intrahorarias de la demanda neta del sistema.

El CTF tiene como propósito dar el margen requerido por el AGC cuando este se queda sin reserva y es proporcionado por las unidades que cuenten con reserva en giro y/o eventualmente unidades que puedan ser despachadas para cumplir con ese objetivo, en los tiempos que establece la normativa vigente.

Se considera que el CSF y el CTF deben hacerse cargo tanto de la variabilidad como de la incertidumbre de la demanda y la generación con fuentes primarias variables, es decir, atender las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. En términos operativos, es función de éstos restituir las reservas de CPF.

En conformidad con el Art 6-1, esta versión del ECFyDR2021 parte 1 incorpora las disposiciones contenidas en el Capítulo 3 de la NT SSCC relativas a la determinación conjunta de reservas de CSF y CTF. En particular acorde a la determinación de reservas mediante métodos probabilísticos que se establece en los Artículos 3-21, 3-23 y 3-28. La implementación de dicha metodología significó el desarrollo de una serie de nuevas herramientas, con objeto de poder realizar los cálculos requeridos para una gran cantidad de registros de la operación real del SEN y realizar la convolución de todas las distribuciones de probabilidades determinadas para cada factor de influencia. Para mayor detalle, a continuación, se describe la metodología que se emplea para determinar los requerimientos de reserva para CSF y CTF.

4.1.2 Metodología

Las reservas para CSF y CTF son determinadas de forma conjunta, a través de la convolución de las funciones de probabilidad de los factores de influencia, siendo estos, aquellos que impliquen el requerimiento de reservas tanto de control secundario como de control terciario de frecuencia. Los factores de influencia considerados corresponden a la variación de la demanda y la variación de la generación que emplea recursos energéticos variables.

Las reservas para CSF permitirán cubrir las máximas variaciones intrahorarias de los factores de influencia, las que se activan a través del AGC.

Las reservas para CTF cubrirán los mayores errores estadísticos de la previsión de los factores de influencia. Asimismo, tienen como objetivo restablecer las reservas de CSF y, en caso de contingencias, restablecer la frecuencia posicionándola dentro de la banda de actuación del AGC.

4.1.2.1 Metodología determinación de requerimiento de CSF

Se establece en el artículo 3-27 de la NTSSCC que, la reserva para CSF debe ser determinada en base a la mayor variación intrahoraria de la Demanda Neta, a su vez que esta reserva no debe ser inferior al requerimiento de reserva con que debe disponer el AGC.

Por otra parte, en el artículo 3-29 de la NTSSCC se especifica la determinación del requerimiento de tasas o rampas que se asocian a las variaciones de la demanda neta, por lo cual se debe disponer de reserva para CFS que permita afrontar estas variaciones.

La siguiente figura muestra el proceso adoptado para la determinación de la reserva para CSF.



Figura 3: Metodología para la determinación de la reserva para CSF

4.1.2.1.1 Determinación de reservas para variaciones intrahorarias

Para cada factor de influencia, esto es, demanda del sistema, generación eólica y solar, son determinadas sus variaciones intrahorarias, como las desviaciones entre sus valores medios de 5 minutos con respecto al valor medio de 15 minutos, tiempos acordes a lo establecido en la Resolución de SSCC para el SC de CSF.

Dado que el CSF opera a través del AGC, éste no actúa frente contingencias significativas que provoquen desviaciones permanentes de la frecuencia fuera de su banda de actuación, se filtran aquellas desviaciones cuyo valor excede 4 veces la desviación estándar de las muestras (4σ).

Se determina la función de distribución de probabilidad de las variaciones intrahorarias como la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los factores de influencia, como se muestra a continuación.

$$fd_{VI} = fd_{VI_Demanda} * fd_{VI_GxSolar} * fd_{VI_GxEólica}$$

Donde

fd_{VI} = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias.

$fd_{VI_Demanda}$ = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la demanda

$f_{d_{VI_GxSolar}}$ = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar

$f_{d_{VI_GxEólica}}$ = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias del factor de influencia asociado a la generación con recurso eólico

El monto de la reserva de potencia para compensar las variaciones intrahorarias se determina considerando cubrir el 95% de la función de distribución de probabilidad calculada. En efecto, la reserva de bajada $R_{VI}^{(-)}$ y de subida $R_{VI}^{(+)}$ están determinadas por los percentiles P2.5 y P97.5, respectivamente.

4.1.2.1.2 Determinación de la reserva para AGC

El requerimiento de reserva para el AGC es calculado como el producto del BIAS con el que es parametrizado su acción de control y la máxima excursión admisible de frecuencia en conformidad a lo establecido en la NT SyCS, para una condición de operación normal.

$$R_{AGC} = BIAS \cdot \Delta F_{Op_Normal}$$

4.1.2.1.3 Determinación de reservas para rampas

En la operación real del sistema se han evidenciado altos requerimientos de rampas de toma de carga para instantes en que se producen altas variaciones de demanda y de la generación con recursos variables, que son de naturaleza intrahoraria. Debido a las características de estas variaciones, no son abordadas por el CPF ni tampoco por la programación del día anterior.

Las altas variaciones de demanda evidenciadas en la operación real del SEN se producen, principalmente, desde el mes abril a septiembre por los descuelgues de consumos debido a aspectos tarifarios. Además de dichas variaciones, también se presentan requerimientos para la generación convencional por la entrada/salida del sol, debido a repercute en la disponibilidad del recurso primario para la generación ERV lo cual, para efectos del CSF, también corresponde a un desbalance que debe abordar.

El CSF cuya acción es proporcionada través del AGC debe disponer de la reserva de potencia activa, tal que, permita afrontar las rampas de subida y bajada de la demanda neta del sistema. Considerando que la acción del AGC debe cumplir con el tiempo de activación de 5 minutos, establecido en el Informe de Servicios Complementarios, las rampas son calculadas en este rango de tiempo.

Las rampas de 5 minutos son determinadas como las diferencias de los valores medios consecutivos de 5 minutos de la demanda neta, mientras que el requerimiento de potencia está determinado

como aquellos mayores valores estadístico de las rampas de subida (valores positivos) y bajada (valores negativos).

4.1.2.2 Metodología determinación de requerimiento de CTF

Los requerimientos de reservas para el CTF fueron determinados según lo establecido en el artículo 3-28 de la NT SSSC, que indica que esta reserva debe ser obtenida de la diferencia entre la reserva total y la reserva para CSF.

La reserva total corresponde a la obtenida a través de la convolución de las distribuciones de probabilidad de los factores de influencia que impliquen mantener reservas tanto de CSF como de CTF. Para efectos de estos cálculos se han considerados los factores de influencia: demanda del SEN y generación de centrales con recurso primario variable, específicamente eólicas y solares.

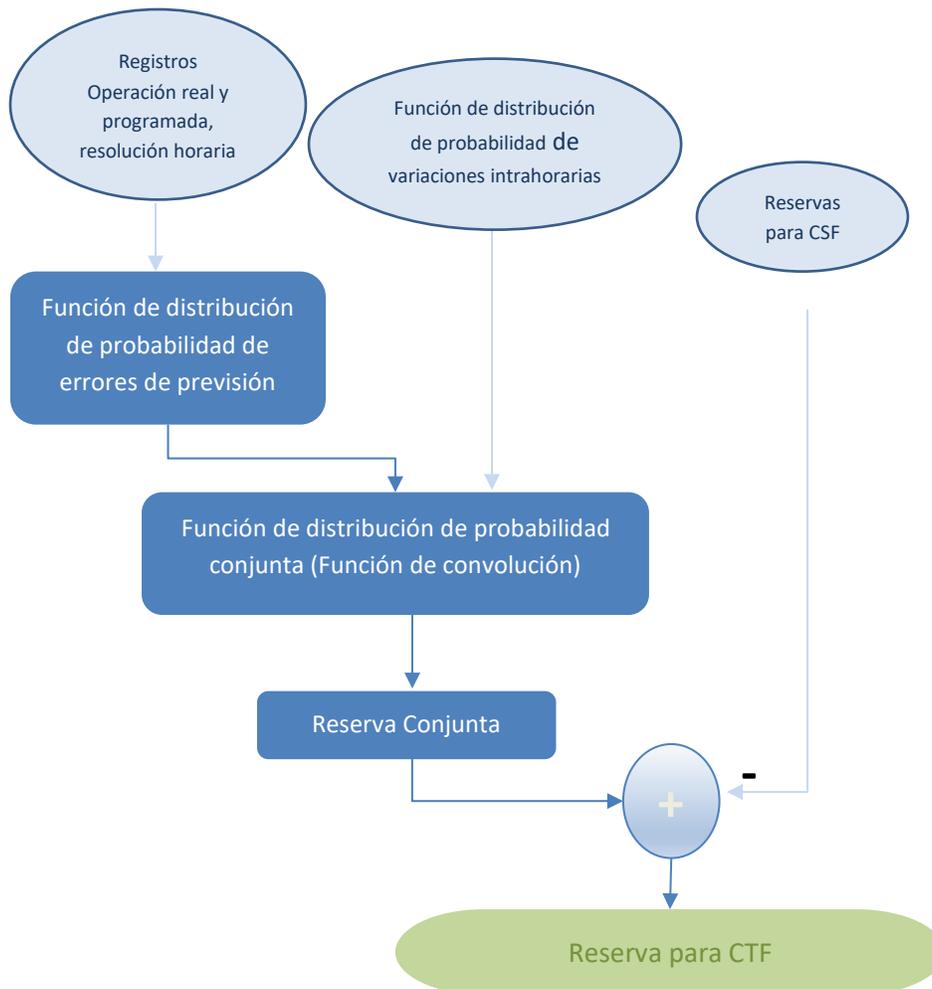


Figura 4: Metodología para la determinación de la reserva para CTF

4.1.2.2.1 Determinación de función de distribución de probabilidad de los errores de previsión

Se considera que, en la operación real del SEN, el despacho de generación se ajusta en cada hora a la demanda real que tiene el sistema. Dicho ajuste se realiza a partir de una programación de la generación horaria denominada predespacho de generación horario, el cual normalmente difiere del despacho de generación real. La diferencia entre estos dos despachos da origen a un error denominado error de previsión de demanda, el cual tiene diferentes valores hora a hora con una característica que tiene componentes sistemáticas y aleatorias. Para dar cuenta de la característica aleatoria de dicho error, se debe determinar el error estadístico de la previsión de la demanda, el cual se determina entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Lo anterior también guarda relación con el hecho de que existen condiciones técnicas del parque generador que permiten hacer partir unidades hidráulicas de bajo costo en pocos minutos e incrementar sin costos significativos la reserva en giro. Además, generalmente las unidades que se encuentran marginando en la operación real, corresponden a centrales de embalse, esto también se traduce en que la reincorporación de reserva en giro de forma horaria no se traduce en costos ni tiempos de partidas significativos. Cabe señalar que lo anterior está sujeto a la disponibilidad del recurso hídrico dentro de la matriz de generación.

Al igual que los errores de previsión de la demanda, surgen diferencias entre la operación programada y la operación real de las centrales que emplean recurso primario variable, siendo de importancia las unidades solares del tipo fotovoltaicas y eólicas.

Para efectos de los análisis de los errores de previsión se consideran los registros de la operación real y programada, de los factores de influencia de la demanda, generación solar y generación eólica. Estos registros no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

Estos errores de previsión son calculados con las siguientes expresiones.

Error de previsión de la demanda

$$EP_{D_h} = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1})$$

Error de previsión de la generación solar

$$EP_{GSolar_h} = (GSolarReal_h - GSolarReal_{h-1}) - (GSolarProg_h - GSolarProg_{h-1})$$

Error de previsión de la generación eólica

$$EP_{GxEólic_h} = (GEólicReal_h - GEólicReal_{h-1}) - (GEólicProg_h - GEólicProg_{h-1})$$

Donde,

- h: índice de notación de hora “h” con h=1,2, ...,8760.
 GReal_h: Demanda neta real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GProg_h: Demanda neta programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EP_D_h: error de previsión incremental de generación en hora “h”, en [MW].
 GSolaReal_h: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GSolarProg_h: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EP_GSolar_h: error de previsión incremental de generación solar en hora “h”, en [MW].
 GEólicReal_h: Generación solar real del SEN en hora “h”, en [MW].
 GEólicProg_h: Generación solar programada del SEN en hora “h”, en [MW].
 EP_GEólic_h: error de previsión incremental de generación solar en hora “h”, en [MW].

La función de distribución de probabilidad de los errores de previsión se obtiene a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de los errores de previsión de los distintos factores de influencia considerados, como se muestra a continuación.

$$fd_{EP} = fd_{EP_Demanda} * fd_{EP_GxSolar} * fd_{EP_GxEólica}$$

Donde,

- fd_{EP} = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.
 $fd_{EP_Demanda}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la demanda
 $fd_{EP_GxSolar}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso solar
 $fd_{EP_GxEólica}$ = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión del factor de influencia asociado a la generación con recurso eólico

4.1.2.2.2 Determinación reserva conjunta (CSF y CTF)

Como se establece en la NT SSCC, la reserva para CSF y CTF debe ser determinada en forma conjunta de manera que se cubran los requerimientos asociados a la variabilidad e incertidumbre. Para tales efectos, se determina la función de distribución conjunta a través de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, tal como se muestra en la siguiente fórmula.

$$fd_C = fd_{EP} * fd_{VI}$$

Donde,

- fd_C = función de distribución de probabilidades conjunta.
 fd_{EP} = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.
 fd_{VI} = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias

El monto de la reserva conjunta, para CSF y CTF, se calcula considerando cubrir el 95% de la función de distribución de probabilidad conjunta.

4.1.2.3 Determinación de las reservas para CTF

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia de las reservas conjuntas y las reservas para CSF.

$$R_{CTF} = R_{Conjunta} - R_{CSF}$$

Donde

- R_{CTF} = Reserva de potencia activa para CTF.
- $R_{Conjunta}$ = Reserva de potencia activa conjunta para CSF y CTF.
- R_{CSF} = Reserva de potencia activa conjunta para CSF.

4.1.3 Metodología para Requerimiento de Rampas

En los análisis efectuados para determinar los requerimientos de tasas o rampas de subida y bajada de carga se evalúan las variaciones, en el rango intrahorario, de la demanda y generación con fuentes ERV en el SEN. Estas variaciones se calculan como las diferencias entre promedios consecutivos de la demanda neta (efecto conjunto de la demanda y generación ERV), empleando separadamente 3 ventanas de tiempo, siendo estas, de 1, 5 y 15 minutos, tiempos consignados en la NT SSCC.

Para cada ventana de tiempo, se determinan los requerimientos de rampas de subida y bajada, en [MW/minuto], como las máximas variaciones de la demanda neta, tomando en consideración un intervalo de confianza de 99.5%.

4.1.4 Resultados

4.1.4.1 Categorías para la Determinación de las Reservas

La NT SSCC establece que los requerimientos de reserva para CSF y CTF deben ser determinados para diferentes categorías, entre las cuales, se consideran estacionalidad, tipo de día y bloques horarios. Estas categorías deben ser definidas con el objetivo de recoger patrones de comportamiento de la variabilidad y la incertidumbre, tanto de la demanda como de la generación con recurso primario variable. Estas categorías se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3: Bloques horarios.

Estaciones Otoño - Invierno		Estaciones Primavera - Verano	
Bloques Horarios		Bloques Horarios	
Bloque 1	22 :00 - 01:59	Bloque 1	22 :00 - 01:59

Estaciones Otoño - Invierno		Estaciones Primavera - Verano	
Bloque 2	02 :00 - 06:59	Bloque 2	02 :00 - 06:59
Bloque 3	07:00 - 09:59	Bloque 3	07:00 - 09:59
Bloque 4	10:00 - 15:59	Bloque 4	10:00 - 16:59
Bloque 5	16:00 - 18:59	Bloque 5	17:00 - 19:59
Bloque 6	19:00 - 21:59	Bloque 6	20:00 - 21:59

4.1.4.2 Reservas para CSF

Las reservas para el CSF deben compensar los requerimientos de variaciones intrahorarias, reservas para AGC y rampas de la demanda neta. A continuación, se muestran los principales resultados de estos requerimientos.

a) Reservas para variaciones intrahorarias

Las variaciones intrahorarias han sido determinada empleando los registros de la operación real del SEN para el periodo comprendido entre el 01 de agosto de 2021 y el 31 de julio de 2022, con resolución de 5 minutos.

Las reservas necesarias para compensar las variaciones intrahorarias para las distintas categorías, se resumen en las siguientes tablas.

Tabla 4: Reservas para variaciones intrahorarias en estaciones otoño - invierno.

Tipo	Registros	Ventana	Hora	Estación					
				Otoño - Invierno					
				Bloques Horarios		Día Laboral		Día No Laboral	
				Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]		
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-73	68	-68	63
			23						
			0						
			1	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-69	61	-43	40
			2						
			3						
			4						
			5						
			6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-158	154	-145	139
			7						
			8						
			9	Bloque 4	10:00 - 15:59	-76	70	-67	63
			10						
			11						
			12						
			13						
			14	Bloque 5	16:00 - 18:59	-161	157	-164	159
			15						
			16						
			17	Bloque 6	19:00 - 21:59	-68	63	-62	54
			18						
19									
20									
21									

Tabla 5: Reservas para variaciones intrahorarias en estaciones primavera - verano.

Tipo	Registros	Ventana	Hora	Estación Primavera - Verano					
				Bloques Horarios		Día Laboral		Día No Laboral	
				Bloque Horario	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	Reserva (-) [MW]	Reserva (+) [MW]	
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	22	Bloque 1	22:00 - 01:59	-68	61	-61	58
			23						
			0						
			1	Bloque 2	02:00 - 06:59	-49	42	-46	40
			2						
			3						
			4						
			5						
			6	Bloque 3	07:00 - 09:59	-151	146	-143	139
			7						
			8						
			9	Bloque 4	10:00 - 16:59	-63	58	-59	54
			10						
			11						
			12						
			13						
			14						
			15						
			16	Bloque 5	17:00 - 19:59	-159	155	-158	154
			17						
			18						
19	Bloque 6	20:00 - 21:59	-89	82	-98	93			
20									
21									

b) Requerimiento de reservas para AGC

Las reservas para AGC, determinadas según se indican en la NT SSCC resulta del producto entre el BIAS del sistema y la máxima excursión de la frecuencia para condiciones de operación normal, considerándose para esta última ± 0.2 Hz (artículo 5-25 de la NT SyCS).

Mediante el análisis estadístico de contingencias asociadas a pérdidas de generación que no hayan provocado la actuación de EDAC y pérdida de consumos se ha determinado la Característica de la Respuesta Natural del Sistema, que representa la respuesta combinada de los reguladores de velocidad y el amortiguamiento de la carga frente a variaciones de la frecuencia. En la práctica, un adecuado control dinámico del sistema se consigue parametrizando el BIAS del AGC lo más cercano a dicha Característica Natural.

El anterior análisis se ha realizado para las distintas categorías de estacionalidad, tipo de día y bloque horario, mostrando como resultados de las reservas asignadas al AGC lo contenido en la siguiente tabla.

Tabla 6: Reservas para AGC - estacionalidad otoño -invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
Reservas para AGC	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	± 146	± 117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	± 149	± 136
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	± 124	± 126
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	± 166	± 200
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	±173	±176
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	±160	±144

Tabla 7: Reservas para AGC - estacionalidad primavera - verano.

Estacionalidad Primavera-Verano			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral	Día No Laboral
		[MW]	[MW]
Reservas para AGC	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	± 161	± 138
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	± 147	± 115
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	± 130	± 127
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	± 152	± 153
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	±134	±102
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	±188	±104

c) Requerimiento de reservas para rampas

Para el cálculo de las rampas de subida y baja se emplearon registros de la operación real de la demanda neta del SEN, en el periodo 01 de agosto de 2021 y 31 de julio de 2022, con resolución de 5 minutos.

Las siguientes tablas muestran las reservas para rampas de 5 minutos, para las distintas categorías.

Tabla 8: Rampas de 5 minutos en estaciones otoño - invierno.

Estación Otoño – Invierno					
Bloque Horario		Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada máxima [MW / 5Min]	Rampa de subida máxima [MW / 5Min]	Rampa de bajada máxima [MW / 5Min]	Rampa de subida máxima [MW / 5Min]
Bloque 1	22 :00 - 01:59	-134	79	-110	37
Bloque 2	02 :00 - 06:59	-86	125	-87	65
Bloque 3	07:00 - 09:59	-242	131	-228	95
Bloque 4	10:00 - 15:59	-152	112	-152	118
Bloque 5	16:00 - 18:59	-95	255	-114	261
Bloque 6	19:00 - 21:59	-97	188	-82	200

Tabla 9: Rampas de 5 minutos en estaciones primavera - verano.

Estación Primavera - Verano					
Bloque Horario		Día Laboral		Día No Laboral	
		Rampa de bajada máxima	Rampa de subida máxima	Rampa de bajada máxima	Rampa de subida máxima
		[MW / 5Min]	[MW / 5Min]	[MW / 5Min]	[MW / 5Min]
Bloque 1	22 :00 - 01:59	-123	70	-127	58
Bloque 2	02 :00 - 06:59	-87	86	-106	80
Bloque 3	07:00 - 09:59	-223	116	-232	63
Bloque 4	10:00 - 16:59	-146	109	-127	89
Bloque 5	17:00 - 19:59	-176	255	-111	255
Bloque 6	20:00 - 21:59	-89	170	-120	181

d) Resumen de Reservas para CSF

Los requerimientos para el CSF, determinado como el mayor valor de los requerimientos para variaciones intrahorarias, requerimiento de reserva para AGC y rampas de subida y bajada de la demanda neta de 5 minutos, se muestra en las siguientes tablas. Estas reservas están dadas para las estacionalidades de otoño-invierno y primavera-verano.

Tabla 10: Reservas para CSF estacionalidad otoño -invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral [MW]	Día No Laboral [MW]
CSF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-146 / +146	-117 / +117
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-149 / +149	-136 / +136
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-242 / +154	-228 / +139
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-166 / +166	-200 / +200
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-173 / +255	-176 / +261
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-160 / +188	-144 / +200

Tabla 11: Reservas para CSF estacionalidad primavera - verano.

Estacionalidad Primavera - Verano			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral [MW]	Día No Laboral [MW]
CSF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-161 / +161	-138 / +138
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147 / +147	-115 / +115
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-223 / +146	-232 / +139
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-152 / +152	-153 / +153
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-176 / +255	-158 / +255
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-188 / +188	-120 / +181

4.1.4.3 Reservas para CTF

a) Reserva conjunta (CSF y CTF)

Para el cálculo de los errores de previsión se han empleado los registros de la operación programada y generación real para el periodo comprendido entre el 01 de agosto de 2021 y el 31 de julio de 2022.

La reserva conjunta para CSF y CTF, obtenidas a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidades de los errores de previsión y de las variaciones intrahorarias, son mostradas en las siguientes tablas, para las diferentes categorías consideradas, esto es, estacionalidad (otoño-invierno t primavera-verano), tipo de día (laboral y no laboral) y bloques horarios.

Tabla 12: Reserva conjunta para CSF y CTF en la estacionalidad otoño-invierno.

Tipo	Hora	Estación Otoño - Invierno					
		Bloques Horarios		Día Laboral		Día No Laboral	
		Bloque Horario		Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Reserva Conjunta	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-358	319	-362	298
	23						
	0						
	1						
	2	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-241	269	248	231
	3						
	4						
	5						
	6						
	7	Bloque 3	07:00 - 09:59	-611	431	-544	473
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 15:59	-397	361	-432	346
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						
	16	Bloque 5	16:00 - 18:59	-523	630	-492	646
	17						
	18						
19	Bloque 6	19:00 - 21:59	-345	404	-333	309	
20							
21							

Tabla 13: Reserva conjunta para CSF y CTF en la estacionalidad primavera - verano.

Tipo	Hora	Estación Primavera - Verano					
		Bloques Horarios		Día Laboral		Día No Laboral	
		Bloque Horario		Reserva (-)	Reserva (+)	Reserva (-)	Reserva (+)
				[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Reserva Conjunta	22	Bloque 1	22 :00 - 01:59	-332	268	-335	300
	23						
	0						
	1	Bloque 2	02 :00 - 06:59	-217	218	-236	242
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7	Bloque 3	07:00 - 09:59	-507	397	-465	452
	8						
	9						
	10	Bloque 4	10:00 - 16:59	-337	333	-453	347
	11						
	12						
	13						
	14						
	15						
16	Bloque 5	17:00 - 19:59	-491	505	-587	636	
17							
18							
19	Bloque 6	20:00 - 21:59	-353	431	-394	394	
20							
21							

b) Reserva para CTF

De acuerdo con la metodología establecida en la NT SSCC, la reserva para CTF resulta de la diferencia de la reserva conjunta y la reserva para CSF. Los requerimientos de reserva para CTF, para las distintas categorías se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 14: Reservas para CTF estacionalidad otoño - invierno.

Estacionalidad Otoño-Invierno			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral [MW]	Día No Laboral [MW]
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-212 / +173	-245 / +181
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-92 / +120	-112 / +95
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-369 / +277	-316 / +334
	Bloque 4: 10:00 - 15:59	-231 / +195	-232 / +146
	Bloque 5: 16:00 - 18:59	-350 / +375	-316 / +385
	Bloque 6: 19:00 - 21:59	-185 / +216	-189 / +109

Tabla 15: Reservas para CTF estacionalidad primavera - verano.

Estacionalidad Primavera - Verano			
Tipo Reserva	Bloque Horario	Día Laboral [MW]	Día No Laboral [MW]
CTF	Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-171 / +107	-197 / +162
	Bloque 2: 02:00 - 06:59	-70 / +71	-121/ +127
	Bloque 3: 07:00 - 09:59	-284 / +251	-233 / +313
	Bloque 4: 10:00 - 16:59	-185 / +181	-300 / +194
	Bloque 5: 17:00 - 19:59	-315 / +250	-429 / +381
	Bloque 6: 20:00 - 21:59	-165 / +243	-274/ +213

4.2 Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia

A continuación, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Para el caso de reservas ante contingencias, estos montos corresponden a los obtenidos en la primera entrega de este estudio ECFyDR 2021 parte 1 y solamente contemplan condiciones normales de operación. Cabe señalar que las condiciones normales más exigentes previstas corresponden 7300 [MW] generación bruta total y 30 [GVAs] inercia total SEN. Además, se consideran las contingencias de severidad 5 San Isidro II 400 [MW] 3.4 [GVAs] y desconexión intempestiva de 200 [MW] de consumos.

Tabla 16: Resumen Requerimientos de Reservas para el CPF Permanente.

Resumen Requerimientos para CPF	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-46
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+288/-80

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF [MW]	RCTF [MW]	RCSF [MW]	RCTF [MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-146 / +146	-212 / +173	-117 / +117	-245 / +181
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-149 / +149	-92 / +120	-136 / +136	-112 / +95

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-242 / +154	-369 / +277	--228 / +139	-316 / +334
Bloque 4: 10:00 - 15:59	-166 / +166	-231 / +195	-200 / +200	-232 / +146
Bloque 5: 16:00 - 18:59	-173 / +255	-350 / +375	-176 / +261	-316 / +385
Bloque 6: 19:00 - 21:59	-160 / +188	-185 / +216	-144 / +200	-189 / +109

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-161 / +161	-171 / +107	-138 / +138	-197 / +162
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147 / +147	-70 / +71	-115 / +115	-121 / +127
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-223 / +146	-284 / +251	-232 / +139	-233 / +313
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-152 / +152	-185 / +181	-153 / +153	-300 / +194
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-176 / +255	-315 / +250	-158 / +255	-429 / +381
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-188 / +188	-165 / +243	-120 / +181	-274 / +213

Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2021 hasta el 31 de julio de 2022.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 17, y la Tabla 18:

Tabla 17: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 400 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	321	309	297	286	275	265	254	245	236
35	293	280	268	256	245	234	224	214	204
40	268	254	242	230	218	207	197	187	177
45	245	231	218	206	194	183	173	163	154
50	224	210	197	184	173	162	152	142	134
55	204	190	177	165	154	143	134	124	116
60	187	173	160	148	137	127	117	109	101

Tabla 18: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 2)
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	CPFij-1.4*50MW
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	CPFij-1.4*50MW
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	CPFij-1.3*50MW
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	CPFij-1.2*50MW
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	CPFij-1.1*50MW
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	CPFij-1*50MW
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	CPFij-1*50MW

Tabla 19: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 2)
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	CPFij-1.4*100MW
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	CPFij-1.4*100MW
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	CPFij-1.3*100MW
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	CPFij-1.2*100MW
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	CPFij-1.1*100MW
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	CPFij-1*100MW
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	CPFij-1*100MW

Tabla 20: 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	306	237	188
7500	298	231	183
8000	290	225	177
8500	282	220	172
9000	274	214	166
9500	266	209	161
10000	258	203	155
10500	250	198	150
11000	242	192	144

Se detectó que los requerimientos de CPF permanente solamente tienen una dependencia significativa respecto al nivel de generación total del SEN (Demanda).

En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes ante distintas condiciones de demanda del SEN se recomienda utilizar los montos indicados en la Tabla 21.

Tabla 21: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	-80
7500	-75
8000	-70
8500	-65
9000	-60
9500	-55
10000	-51
10500	-46
11000	-41

Más adelante se profundizan los análisis para condiciones excepcionales de operación:

- Donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades
- Montos inferiores de inercia respecto los previstos (30 [GVAs])

Como así también requerimientos adicionales de CSF y CTF ante la entrada y salida del Sol observados en la operación real del SEN.

4.3 Análisis CRF CPF Prospectivo

Este análisis tiene como objetivo evaluar la necesidad de establecer requerimientos mínimos de CRF para condiciones más exigentes a las previstas para el 2023. Si bien en este estudio no se han establecido escenarios previstos más allá del 2023, este análisis busca ver las condiciones de demanda e inercia que determinan la necesidad de establecer CRF mínimo para el cumplimiento de los estándares establecidos en la NT SCCC y NT SyCS.

Se buscó el escenario más exigente, correspondiente al con mayores requerimientos de CPF inicial, y se realiza una reducción de la inercia del SEN. Este corresponde a un escenario de demanda baja previsto para el 1 de enero de 2023. Observando el despacho, se considera que la manera esperada de reducción es mediante poner F/S unidades térmicas y reemplazarlas mediante reserva en giro y/o generación ERV. De esta forma, se redujo la inercia llegando hasta casi 23,2 [GVAs] para todo el SEN lo que, sin embargo, conlleva reducir notoriamente la inercia en el Norte Grande del SEN más allá de los valores recomendados para su operación. Adicionalmente, dicha reducción de inercia implica contar con prácticamente solo unidades hidráulicas de pasada, cogeneración, además de las unidades consideradas para el CPF. Estas corresponden para el caso más exigente a las siguientes unidades: Cochrane U1, Angamos U1-U2, Guacolda U1-U4, El Toro U1-U2-U3-U4 y Antuco U1-U2. En total se emplearon estas 11 unidades para el caso más exigente, correspondiente a 23,2 [GVAs] de inercia para el SEN, mientras que para los casos restantes se emplearon una menor cantidad de unidades de las mismas centrales.

En la primera entrega de este estudio se hicieron estos análisis considerando solamente unidades convencionales participantes en el CPF. Por lo tanto, en esta versión, se consideran plantas ERV participantes en el CPF, tomando en cuenta los modelos de las plantas que, al momento del levantamiento de modelos homologados, presentaban la posibilidad de aportar al CPF. No obstante, debido a que se trataría de la prestación de un SC, la participación de estas plantas en el CPF estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SCCC.

A continuación, se muestran las capacidades de aporte de las plantas ERV que estarían facultadas para contribuir al CPF, en conformidad a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del ECFyDR2021 parte 1. En la Tabla 25 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación.

Tabla 22: Listado Plantas ERV homologadas que podrían aportar al CPF: montos iniciales instantáneos y efectivos para contingencias de generación.

Objeto	Tipo	PMáx [MW]	% PMáx	Despacho [MW]	Aporte RCPF Inicial	
					Instantáneo [MW]	Efectivo [MW]
PE ALENA	Eólico	86.4	30%	25.92	4.8	2.3025
PE Calama	Eólico	162.0	30%	48.6	21.6	9.68
PE LOS BUENOS AIRES (U1-U12)	Eólico	24.0	30%	7.2	4.2	1.90
PE Tolpán Sur	Eólico	84.0	30%	25.2	11.4	9.00
PFV ANDES SOLAR II	Solar	84.3	80%	67.452	7.3	3.26
PFV Atacama Solar II	Solar	174.2	80%	139.392	31.0	27.23
PFV MALGARIDA IyII	Solar	232.5	80%	185.9632	17.3	15.52
PFV SOL DEL DESIERTO	Solar	247.5	80%	197.9712	49.5	43.65
PFV USYA	Solar	60.6	80%	48.4552	4.6	4.09

En el escenario analizado, las plantas ERV disponibles corresponden a PFV MALGARIDA IyII, PFV USYA, PE Calama y PFV Atacama Solar II.

Finalmente, para determinar los requerimientos mínimos de CPF inicial, se deshabilitan los gobernadores de las unidades y/o controles de planta (PPC) de parques ERV despachados hasta obtener una respuesta crítica de la frecuencia, esto es $f_{min} > 48.9\text{Hz}$ y $f_{perm} > 49.3\text{Hz}$.

4.3.1 Resultados

4.3.1.1 Condición Base: Plantas ERV participantes en el CPF

Para todos los casos y con los recursos disponibles, se logra evitar la desconexión de carga por acción del EDAC para una contingencia de severidad 5 de San Isidro U2 con 397,7 y aproximadamente 3,4 [GVAs], cuyo detalle se describe a continuación.

En la Figura 5 se aprecia la frecuencia eléctrica del SEN ante contingencias de generación para distintos casos de montos de inercia total del sistema. Para todos los casos se logra evitar que la frecuencia descienda bajo los 48,9 [Hz]. Además, la frecuencia alcanza su valor mínimo para instantes por debajo de los 10 segundos postcontingencia todos los casos analizados, para el caso de 22,5 [GVAs] incluso sería bajo los 6 segundos (5,89s postcontingencia).

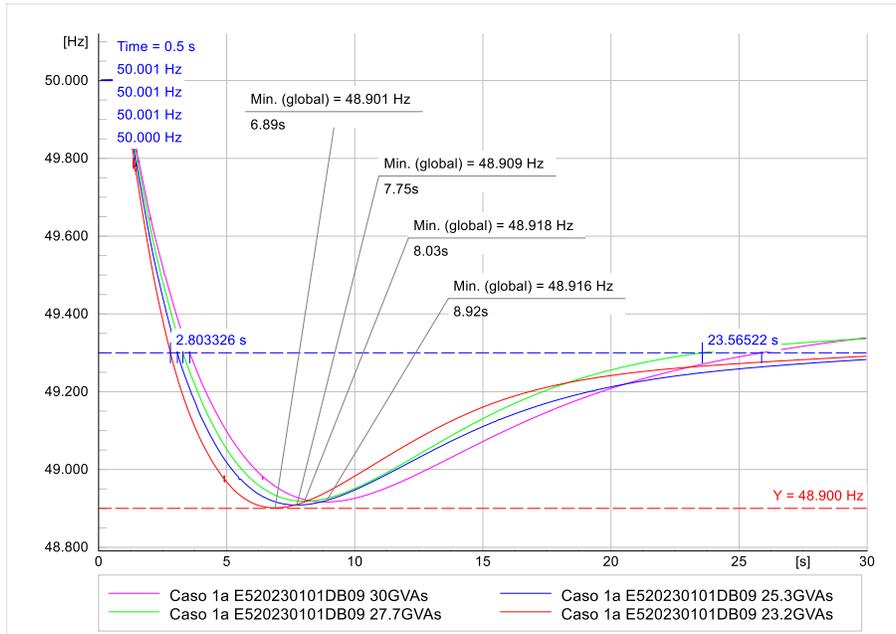


Figura 5: Frecuencia Eléctrica SEN. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

En la Figura 6 se muestra la potencia de turbina o mecánica del SEN, donde se observa que las potencias mecánicas iniciales son similares, esto debido a que, la sustitución de plantas convencionales para reducir la inercia, fue efectuada aumentando la generación del resto de unidades convencionales. Esta reducción de la reserva en giro y disponibilidad de centrales participantes en el CPF representa la verdadera limitación para reducir la inercia del SEN bajo los 23.2[GVAs]. Además, el aporte del CPF convencional postcontingencia es cercano al 50% del monto de potencia desconectado, donde en el caso más exigente corresponde a cerca de 215 [MW]. Tal como se indicó previamente, dicha condición requirió un total de 11 unidades participantes del CPF, además de 4 plantas ERV indicadas anteriormente.

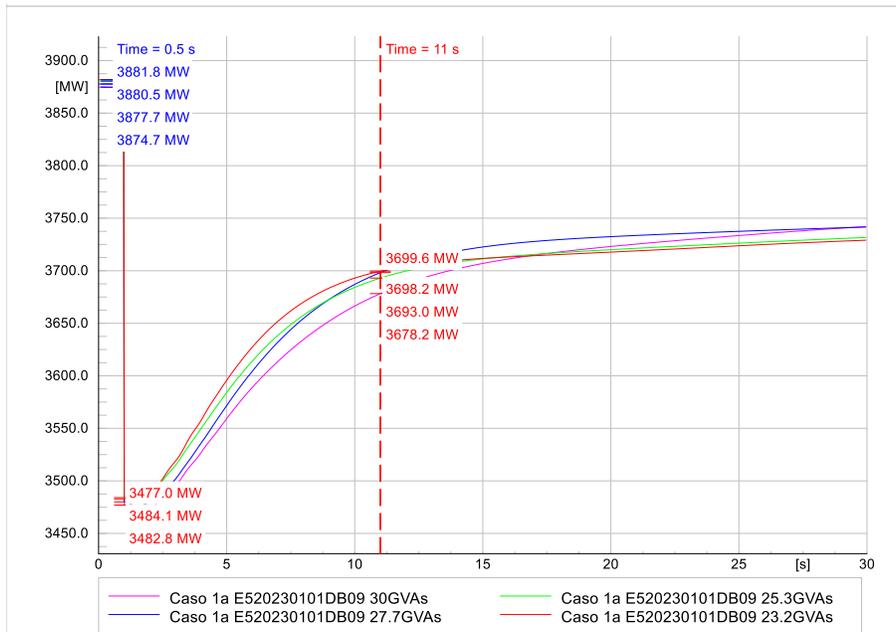


Figura 6: Potencia de Turbina del SEN. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

En la Figura 7 se muestra la generación bruta total del SEN y la carga total del SEN. Entre casos se aprecian algunas diferencias en cuanto a la generación debido a las diferencias en las pérdidas que ocasionan los ajustes del despacho, mientras que la carga es prácticamente constante. Se optó mantener la carga constante a partir del escenario inicial para considerar solamente el efecto de la inercia. Lo anterior se contempla de esta manera pues a futuro más bien se espera una reducción de la inercia por aumento de la penetración ERV, mientras que la carga se considera más bien estable para casos de demanda mínima. Esta consideración con la demanda es conservadora pues si es posible observar algún grado de crecimiento en la demanda mínima año tras año.

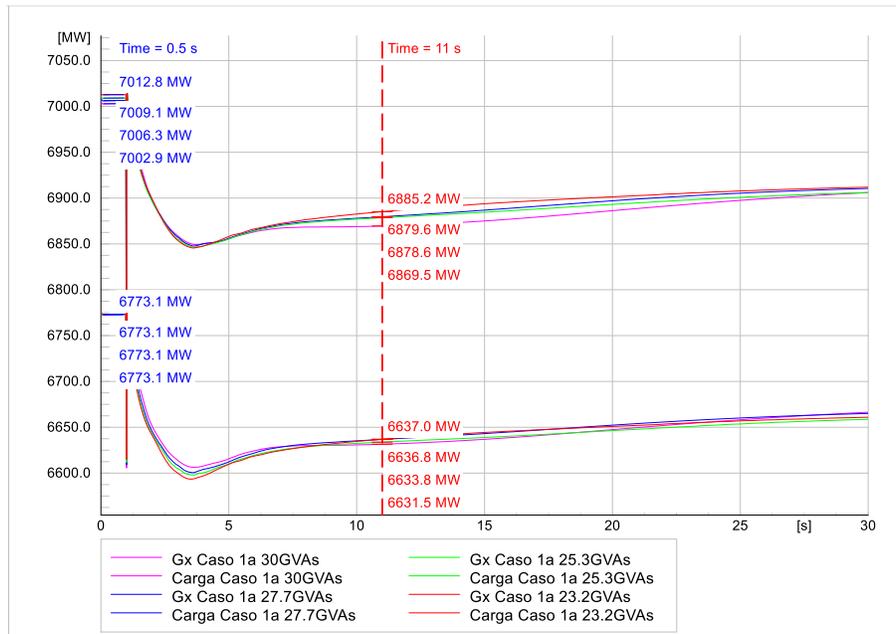


Figura 7: Generación y Carga Total del SEN. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,5 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 22,5 [GVAs].

El resumen de los resultados del análisis se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. Escenario 1-1-2023 9:00 Condición Base.

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-cont. [Hz/s] 397 [MW] 3.4 [GVAs]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV			CPF Inicial TOTAL Aporte CPF @10s [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
							Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s			
Caso 0	30.2	7005.0	3152.9	45%	0.37	8.6	201.2	101.9	50.6%	78.9	55.4	70.2%	280.2	48.916	7.920
Caso 1	27.7	7008.3	3152.9	45%	0.41	8.6	218.2	112.8	51.7%	76.3	57.3	75.2%	294.5	48.918	7.030
Caso 2	25.3	7011.1	3152.9	45%	0.45	6.1	210.2	116.2	55.3%	76.6	60.0	78.3%	286.8	48.909	6.750
Caso 3	23.2	7012.9	3152.9	46%	0.50	4.7	215.6	123.6	57.3%	80.3	62.3	77.6%	295.8	48.901	5.890

Tal como se señala al inicio de los resultados, los recursos disponibles son suficientes y no se observa que sea requerido CRF para las condiciones de inercia de hasta 23,2 [GVAs] y con alrededor de 7000 [MW] de generación bruta total del SEN, en específico para lograr una respuesta de frecuencia que no descienda bajo los 48,9 [Hz] ante simple contingencia.

Sin perjuicio a lo anterior, cabe señalar que obtener una respuesta satisfactoria se traduce en la necesidad de disponer de altos montos de CPF convencional inicial. Además, debido a los tiempos considerablemente bajos (menor a 5 segundos) para los cuales la frecuencia alcanza su valor mínimo, se debe evaluar si es recomendable usar como referencia el aporte individual efectivo a los 10 segundos, siempre que dichas condiciones se presenten recurrentemente.

En cuanto a los requerimientos mínimos de CPF inicial obtenidos, si se observan los aportes de CPF instantáneos, el caso 1 se sale de la tendencia, pero los valores efectivos dan cuenta del aumento de requerimientos a medida que disminuye la inercia.

Por otra parte, las plantas ERV consideradas presentan una mayor relación entre sus aporte efectivo e instantáneo lo que permite inferir que una mayor participación en el CPF de este tipo de plantas con esta respuesta, haría posible que los requerimientos mínimos de CPF inicial, considerados como el aporte instantáneo a 10 segundos, se vean reducidos. Lo anterior siempre cuando, esta situación sea verificada para distintas condiciones de inercia y nivel de demanda. La comparación con los resultados de los análisis prospectivos de la primera entrega de este estudio⁷ permite tener una primera idea de la reducción del requerimientos sistémico al considerar plantas con una mejor efectividad. Si se comparan los resultados entre la Tabla 23 y Tabla 24, se puede apreciar una reducción de hasta un 10% en los requerimientos mínimos de aporte inicial de CPF.

Tabla 24: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. Escenario 1-1-2023 9:00 ECFyDR2022 Parte 1.

Caso	Inercia [GVAs]	Generación Bruta Total SEN [MW]	Generación Total ERV [MW]	% ERV	Inercia Norte Grande ⁸ [GVA*s]	Aporte CPF @10s [MW]	CPF Inicial		Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
							Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s		
Caso 1a.1	23.2	7013.0	3131.1	45%	4.7	330.3	200.5	60.70%	48.914	5.127
Caso 1a.2	25.3	7011.2	3130.6	45%	6.1	311.4	180.6	58.00%	48.917	6.087
Caso 1a.3	27.7	7008.5	3130.6	45%	8.6	299.7	168.6	56.27%	48.919	6.788
Caso 1a.4	30.2	7005.1	3130.3	45%	8.6	283.8	155.0	54.60%	48.914	7.644

En las condiciones analizadas no es posible reducir de manera significativa la inercia del SEN, pues para el caso con 23,3 [GVAs] ya se ha retirado grande parte de las plantas térmicas en el Norte. Además, las unidades en el centro Sur que pudieran deshabilitarse por no generar en base de afluentes y cogeneración como Antuco, Pangué y El Toro, son requeridas en el CPF y su inercia es bastante menor respecto una unidad de Cochrane, Angamos o IEM.

4.3.1.1.1 Verificación Severidad 5 Central Cochrane

Por otra parte, debido a que los montos de inercia alcanzados conllevan reducir notoriamente los montos de inercia en el Norte Grande del sistema, se considera necesario realizar una verificación. Esto se realiza con objeto de detectar la presencia de problemas de inercia ante contingencias de

⁷ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/06/Estudio-CFyDR-2022-Parte-1-Informe-Final.pdf>

⁸ Inercia desde S/E Changos al Norte

severidad 5 en la unidad de mayor tamaño y en un punto de alta inyección ERV. Por ende, se escoge una unidad de Central Cochrane.

En la Figura 8 se aprecia la frecuencia eléctrica en las principales barras del Norte Grande del SEN ante contingencias de generación (severidad 5) en el Norte Grande (CCH1) para distintos casos de montos de inercia en el SEN y el Norte Grande. Se aprecia que no hay problemas en la respuesta de la frecuencia del SEN incluso para el caso con 23,2 [GVAs] SEN y 4,7 [GVAs] Norte Grande. No obstante, se observan que, un vez la aplicada la contingencia si bien hay convergencia, se presentan grandes variaciones de la frecuencia al momento de aplicar la falla.

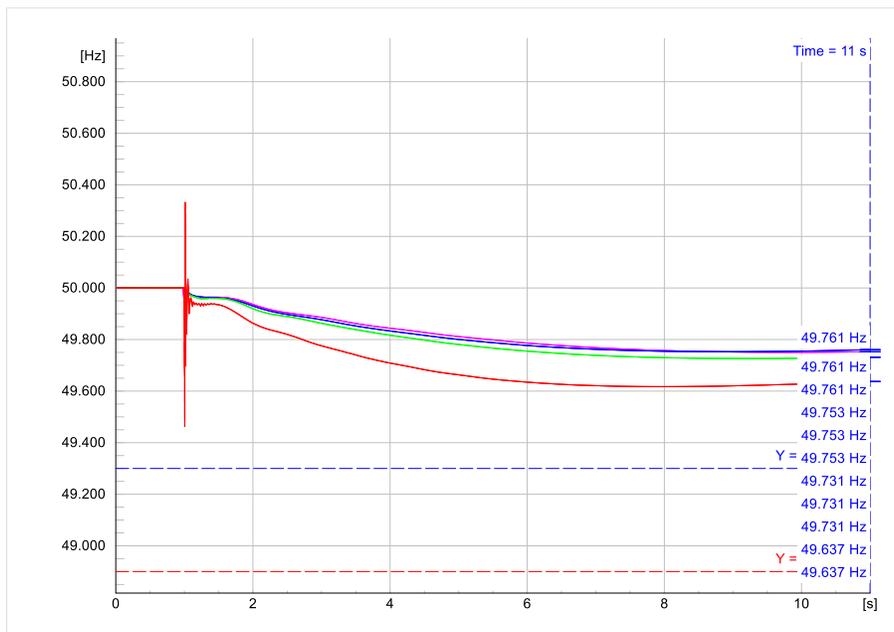


Figura 8: Frecuencia Eléctrica Principales Barras Norte del SEN. Severidad 5 CCH1, Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

También se aprecian cambios significativos en las tensiones en el instante cuando aplica la falla, lo que puede apreciarse en Figura 9. En todo caso, para todos los escenarios analizados no se observan problemas y la respuesta de la tensión cumple con las exigencias que establece la NT SyCS

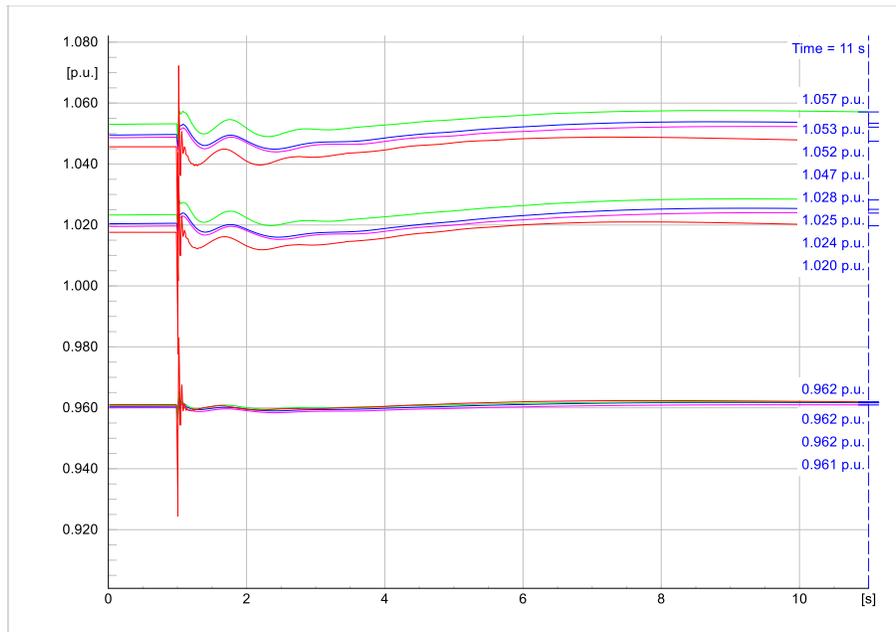


Figura 9: Tensiones Principales Barras Norte del SEN. Severidad 5 CCH1. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

En la Figura 10 se muestra la generación ERV total del SEN, donde se observa el aporte al CPF de las plantas ERV de carácter solar, además de una variación significativa en el instante de aplicación de la contingencia.

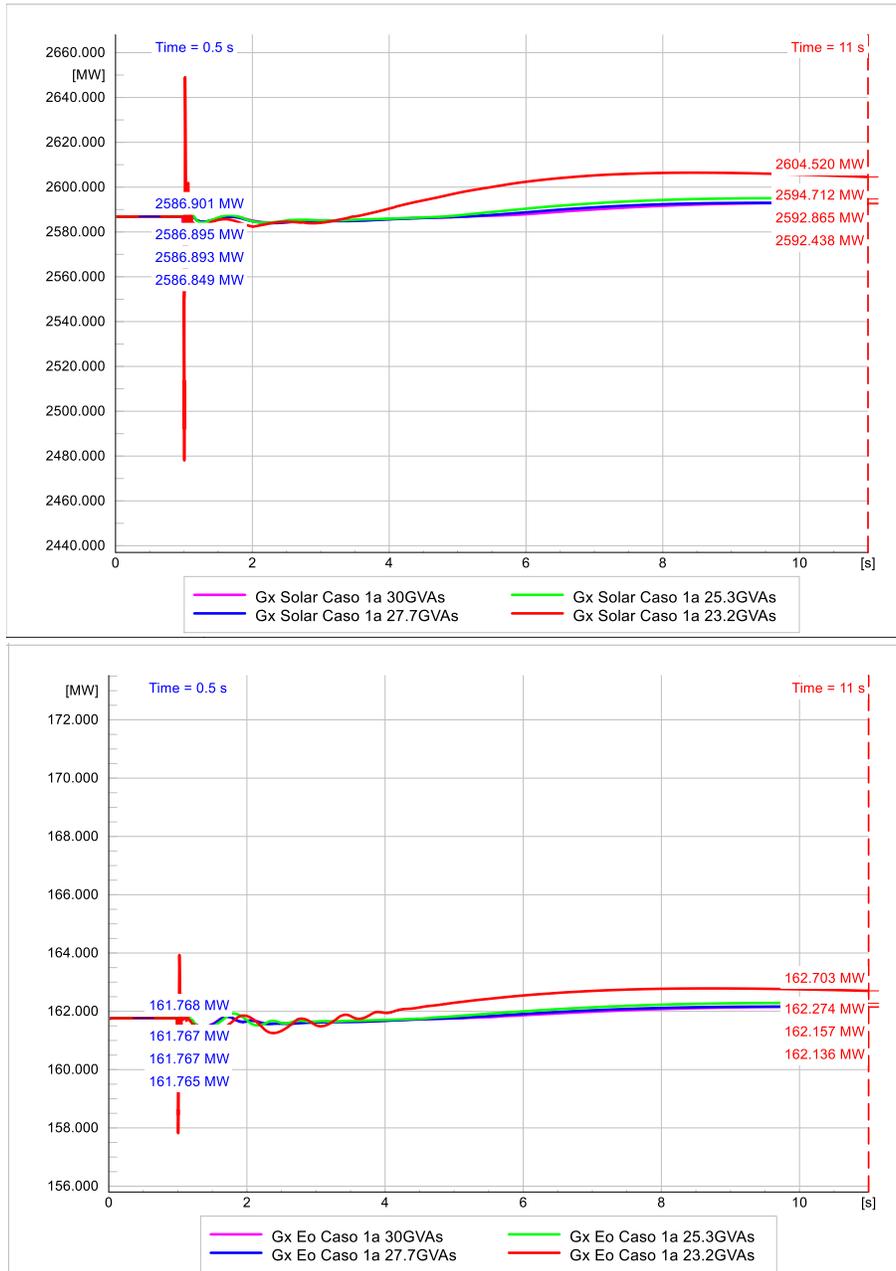


Figura 10: Generación ERV Total del SEN. Contingencia severidad 5 CCH1. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

4.3.1.1.2 Verificación Severidad 4 Kimal – Changos 500kV

Tal como se señala anteriormente, ante severidad 5 de una unidad de Central Cochrane, ante bajos montos de inercia local en el Norte Grande, se aprecian grandes variaciones de la frecuencia y la generación ERV. Por lo tanto, se realiza una verificación ante contingencia de severidad 4 de la línea

Kimal – Changos 500kV. Si bien no se aprecian problemas de estabilidad, cabe señalar que es un escenarios de baja demanda y bajas transferencias por lo tanto, en condiciones más exigentes es muy probable que dichos montos de inercia signifiquen riesgos de estabilidad angular.

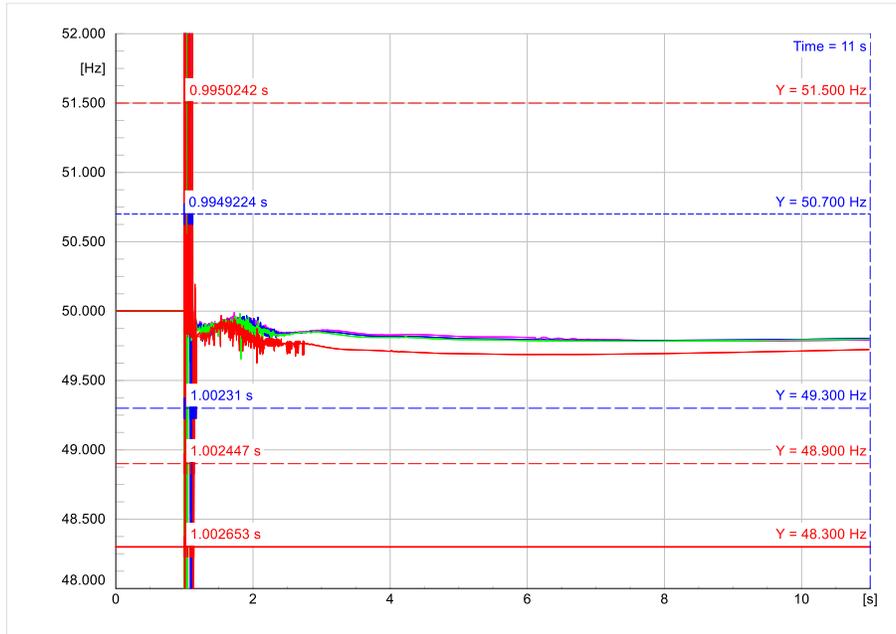


Figura 11: Frecuencia Eléctrica Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

En la Figura 11 se aprecia la frecuencia eléctrica en las principales barras del Norte Grande del SEN ante contingencia severidad 4 en Kimal – Changos 500kV, para distintos casos de montos de inercia en el SEN y el Norte Grande. Se aprecia que, si bien no hay problemas de convergencia ni estabilidad, existe una significativa variación de la frecuencia, cuya situación resalta notablemente para 23,2 [GVAs] SEN y 4,7 [GVAs] Norte Grande. De hecho, en este último caso la frecuencia alcanza a sobrepasar con creces los rangos admisibles para la operación de unidades de generación convencionales y ERV. Esta situación alcanza a traducirse en la desconexión de algunos parques ERV.

La activación de protecciones de parques ERV podría explicarse por cambios significativos la frecuencia en el instante que se aplica contingencia, donde se presentan frecuencias bajo los 48,3 [Hz] y sobre los 52 [Hz]. Estos montos no cumplen los valores admisibles establecidos en la NT SyCS. También se aprecian cambios significativos en las tensiones en el instante cuando aplica la falla, lo que puede apreciarse en la Figura 12, donde se observa que se alcanzan tensiones sobre 1,5 [pu].

Para los casos restantes se observan problemas, pero en menor medida y la respuesta cumple con las exigencias que establece la NT SyCS.

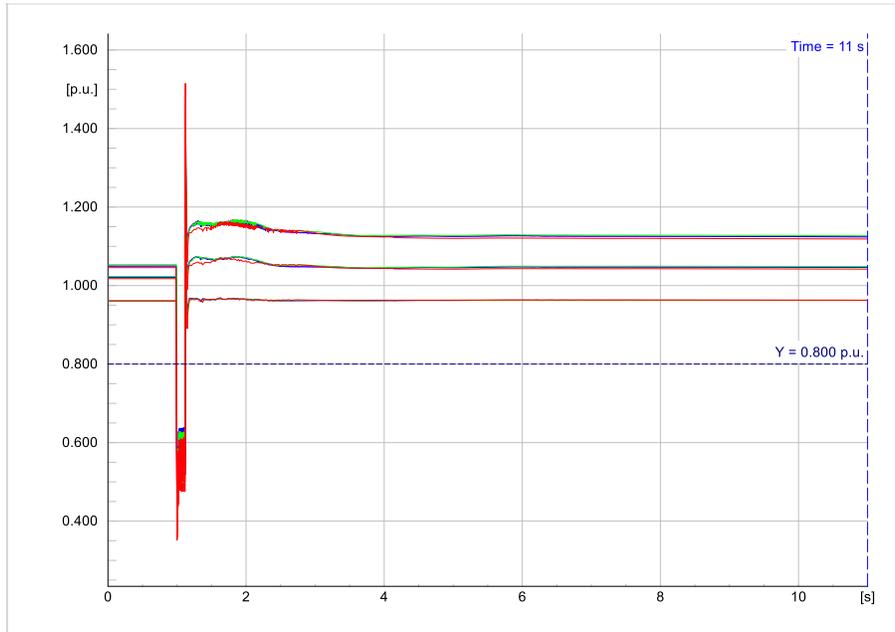
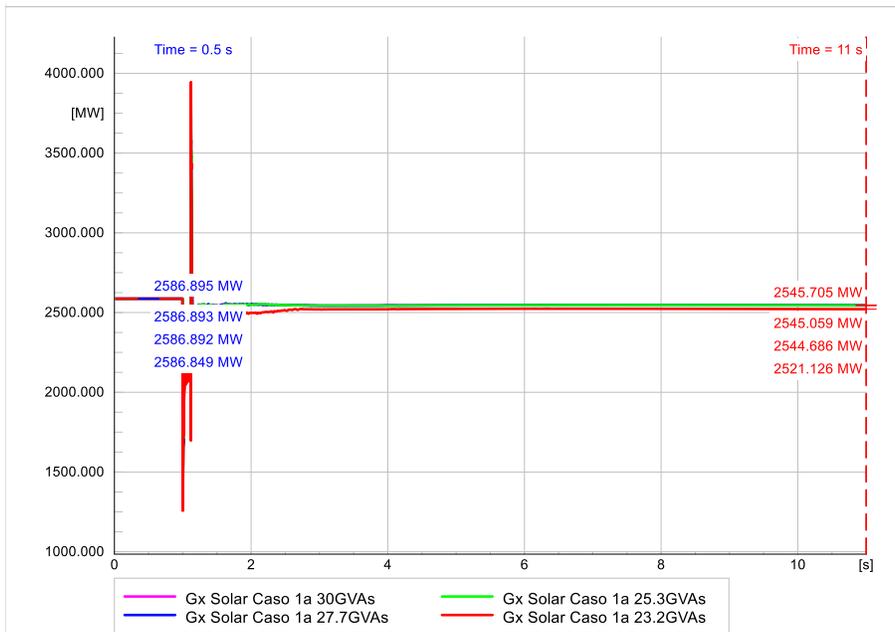


Figura 12: Tensiones Principales Barras Norte del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

En la Figura 13 se muestra la generación ERV total del SEN, donde para el caso A2 puede verse una reducción de generación asociada a desconexión de plantas ERV, la cual podría explicarse por una respuesta indeseada en al instante de aplicar la contingencia.



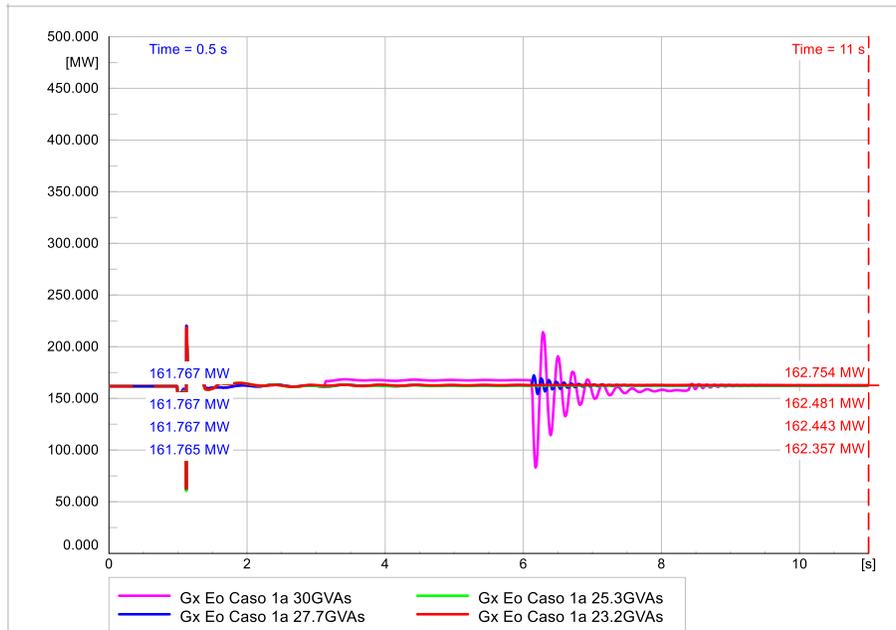


Figura 13: Generación ERV Total del SEN. Contingencia severidad 4 Kimal – Changos 500kV. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

Finalmente, en la Figura 14 se muestra la respuesta de la transferencias de potencia activa en los tramos más relevantes del Norte Grande sin observar problemas de amortiguamiento, por lo que se podrían descartar problemas de falta de torque de amortiguamiento en los ejes de unidades sincrónicas.

Las grandes variaciones de frecuencia eléctrica en el Norte Grande no obedecen a desbalances significativos y ni perturbaciones en los ejes de las unidades sincrónicas. Además, estas variaciones no alcanzan a producir la desconexión descontrolada de generación debido a que son de carácter instantáneo, pero dan muestra de una deformación significativa forma de onda sinusoidal asociados a bajos índices de fortaleza de la red. En dichas condiciones es recomendable análisis en aplicaciones que simulen el comportamiento del SEN en el dominio de tiempo (transitorios electromagnéticos) para descartar riesgos a la operación del SEN. La desconexión de generación que se presenta corresponde a alrededor de 40 [MW] pero para descartar montos mayores es recomendable análisis EMT del comportamiento del SEN. Hay evidencia que los modelos RMS no cuentan con el suficiente detalle de componentes de los parques ERV ni tampoco dan muestra de la distorsión de la señal sinusoidal, que puede derivan en la pérdida de la inyección de plantas ERV, entre otras razones, por la pérdida de referencia desde la red. Lo anterior debido a que los parques ERV de la tecnología predominante grid-following toman la referencia de señal sinusoidal desde la red.

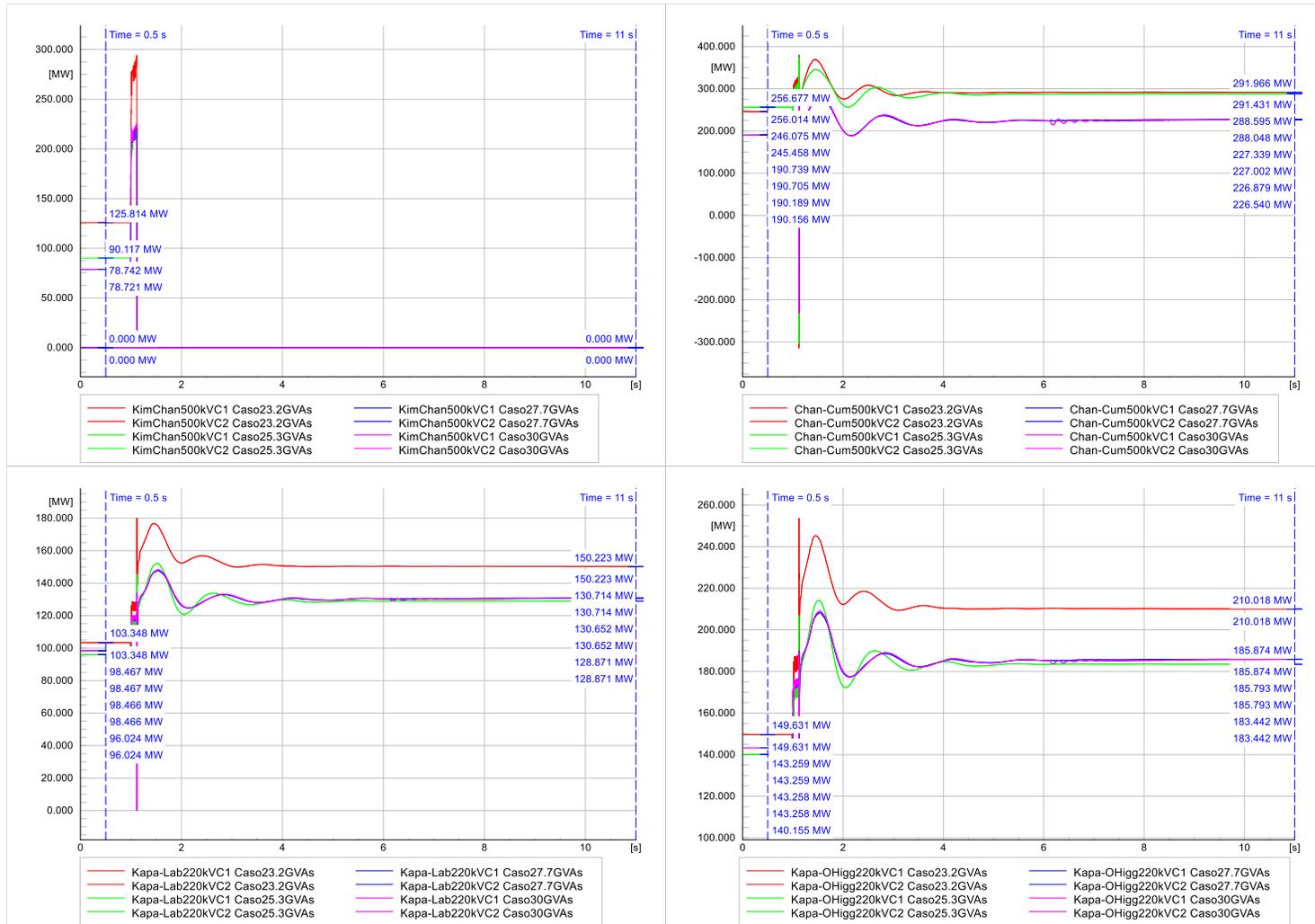


Figura 14: Transferencias Principales Tramos Norte Grande SEN. Severidad 4 Kimal – Changos 500kV. Caso 0 (Magenta) 30 [GVAs], Caso 1 (Azul) 27,7 [GVAs], Caso 2 (Verde) 25,3 [GVAs], Caso 3 (Rojo) 23,2 [GVAs].

De los resultados obtenidos no hay evidencia de necesidad de CRF en condiciones bastante más exigentes (23,2 GVAs) a las previstas (30 GVAs). Lo anterior con y sin una participación de plantas ERV en el CPF.

Sin perjuicio de lo anterior, en las simulaciones en casos extremos se detectan enormes variaciones de frecuencia y generación ERV que pueden deberse a baja inercia local y probablemente también por bajos niveles de cortocircuito (debilidad en ciertos puntos de la red). Cabe señalar que, estos problemas no se resuelven mediante la incorporación de CRF puesto que corresponden a fenómenos más bien ligados a la estabilidad de tensión

El CRF, en caso de ser requerido, tiene como objetivo afrontar desbalances de generación y demanda mediante la rápida inyección de potencia activa, para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC o, en casos contingencias mayores, evitar que, en el extremo, el ROCOF sea mayor 2 Hz/s y el colapso del SEN por subfrecuencia. Por lo tanto, el CRF debe actuar ante la detección de cambios en la frecuencia eléctrica del SEN a nivel sistémico. En el caso analizado, donde no se obtienen grandes variaciones de frecuencia la convergencia ante contingencias de severidad 4 y 5, correspondería a un problema de carácter local donde, ante la insuficiencia de soporte de tensión y nivel de cortocircuito en la zona cercana a Kimal 220 kV, se obtiene una respuesta muy sensible ante la aplicación de la falla y con grandes variaciones de carácter numérico. La frecuencia eléctrica en la realidad no presenta cambios tan abruptos y la presencia de estos en las simulaciones son reflejo de la sensibilidad de la tensión y fortaleza de la red. Lo anterior, dado que la tensión es la variable desde la cual se obtiene la frecuencia eléctrica, esto para la resolución de las ecuaciones del sistema en el dominio del tiempo considerando valores RMS. Los equipos que usualmente se utilizan para atender problemas de control de tensión son condensadores sincrónicos, STATCOM, SVC Plus, mientras que para mejorar el nivel de cortocircuito se emplean condensadores sincrónicos y equipos FACTS con tecnología Grid-Forming. Estos equipos, ante perturbaciones en la tensión, efectúan un aporte rápido de potencia reactiva (milisegundos) para efectuar control de tensión y lograr una adecuada recuperación dinámica y regulación. Además, estos equipos ayudan a mejorar el nivel de cortocircuito y mantener una adecuada forma de onda de tensión para el correcto funcionamiento de los controles de las plantas ERV. Debido a lo anterior, la evaluación de la necesidad de estos equipos excede los alcances de este estudio.

4.3.1.2 Condición 2: Participación de Plantas ERV y Equipos BESS existentes en el CPF ante contingencias de Generación

En esta condición, se analiza el efecto de equipos BESS participantes en el CPF, para reemplazar unidades convencionales consideradas en la condición anterior y con objeto de poder reducir aún más la inercia del SEN.

A continuación, se muestran las capacidades de aporte de los equipos BESS que estarían facultadas para contribuir al CPF, en conformidad a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del

ECFyDR2021 parte 1. En la Tabla 25 se detallan los aportes iniciales para contingencias de generación.

Tabla 25: Listado Equipos BESS homologadas que podrían aportar al CPF.

Nombre	Red	Pmax
		MW
BESS Andes	00-Norte Grande	11.2
BESS Angamos	00-Norte Grande	20
BESS Cochrane	00-Norte Grande	20
BESS S/E Arica	00-Norte Grande	2

Los resultados de las simulaciones ante la contingencia de severidad 5 se San Isidro II se muestran en la Figura 15, mientras que la verificación de inercia local en el Norte Grande ante una contingencia de igual severidad para el caso CCH, se muestra en Figura 16.

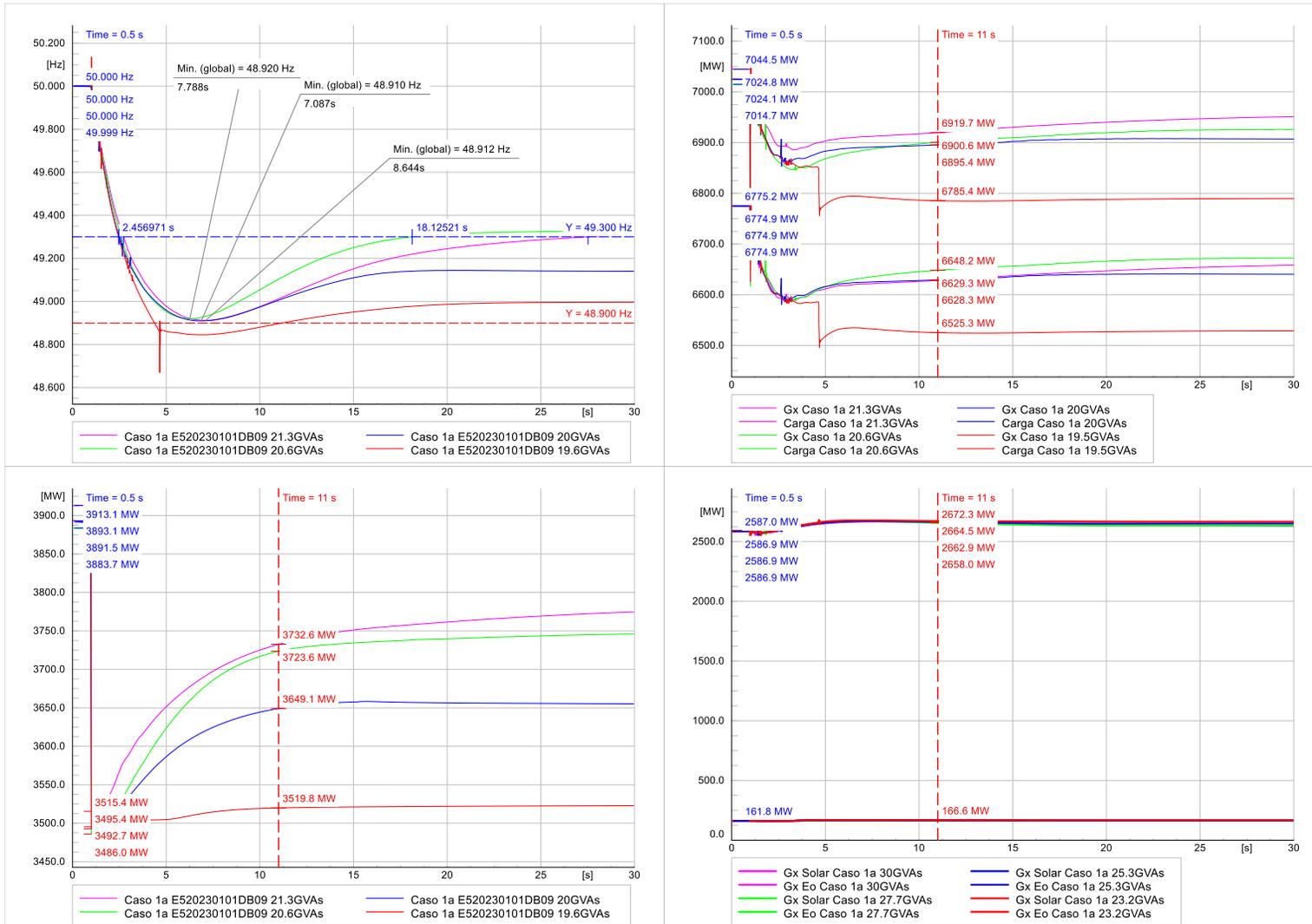


Figura 15: Resultados Condición 2: Plantas ERV y Equipos BESS participantes en CPF ante contingencias de Generación.

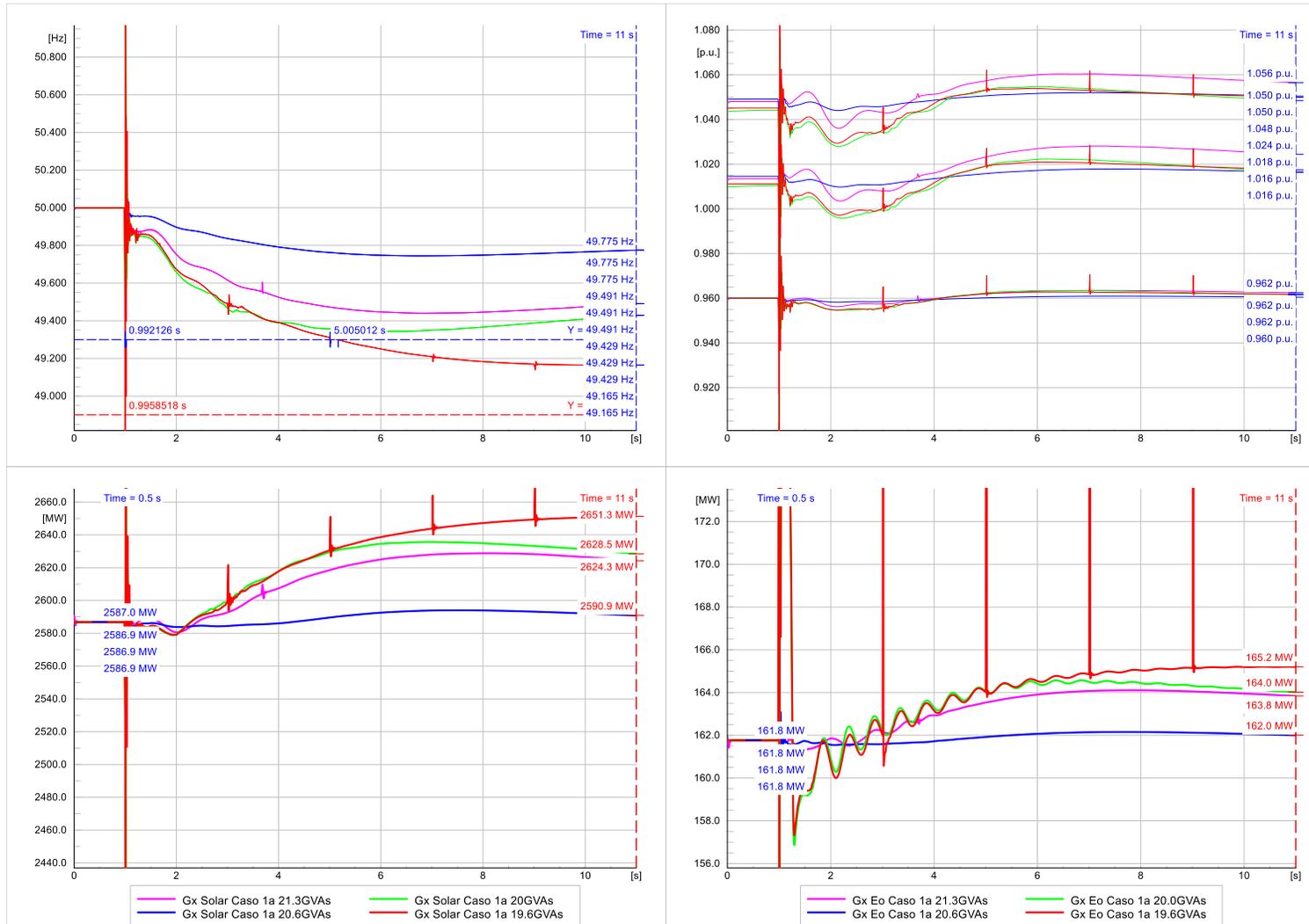


Figura 16: Verificación Norte Grande (Severidad 5 CCH) Condición 2: Plantas ERV y Equipos BESS participantes en CPF. ante contingencias de Generación.

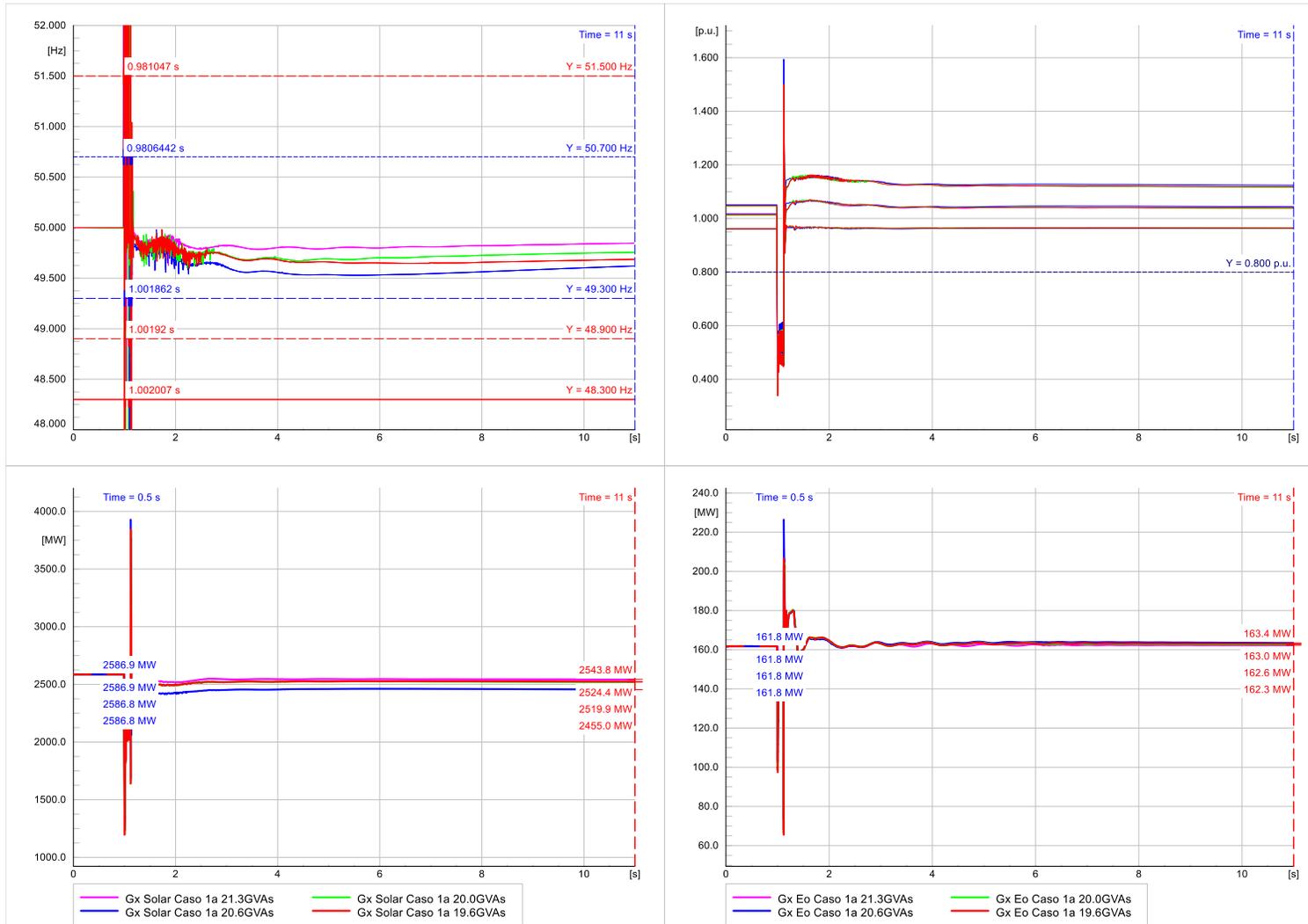


Figura 17 Verificación Norte Grande (Severidad 4 Kimal – Changos 500kV) Condición 2: ERV y BESS participantes en CPF. ante contingencias de Generación

Tabla 26: Resumen Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. Escenario 01-01-2023 9:00 Condición 2: Plantas ERV Equipos BESS Participantes en CPF ante Contingencias Generación.

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-cont 397 [MW] 3.4 [GVAs]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV (IBR)			CPF Inicial TOTAL Aporte CPF @10s [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
							Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s			
Caso 0	21.6	7048.7	3152.9	45%	0.55	6	217.2	137.9	63.5%	80.9	63.0	77.8%	298.1	48.912	7.644
Caso 1	20.6	7014.8	3152.9	45%	0.58	4.7	237.7	144.6	60.9%	73.5	63.1	85.8%	311.1	48.910	6.087
Caso 2	20.0	7025.0	3152.9	45%	0.60	4.7	156.4	95.9	61.3%	132.5	113.2	85.4%	289.0	48.920	6.788
Caso 3	19.6	7024.2	3152.9	45%	0.61	4.7	24.4	14.0	57.1%	143.3	119.5	83.4%	167.7	-	-

Tal como se aprecia en la Tabla 26, aun con la participación de unidades ERV en el CPF, se alcanzó a reducir la inercia hasta 20 [GVAs] debido a que no es posible retirar una mayor cantidad de unidades convencionales participantes, sin evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Para el caso con 19.6 [GVAs] los aportes reportados para los recursos disponibles no alcanzan a ser suficientes para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC

Como verificación para la zona Norte ante una contingencia de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane y severidad 4 de un tramo Kimal – Changos 500kv, se observan que, si bien no se manifiestan problemas de estabilidad, la frecuencia presenta variaciones significativas en el instante de aplicación de la contingencia. Esta situación se vuelve crítica en caso de severidad 4, pues la frecuencia sale de rangos admisibles para operación de plantas ERV y convencionales y da cuenta de problemas de fortaleza de la red, por lo que se recomienda la realización de análisis mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

4.3.1.3 Condición 3: Participación de Plantas ERV y Equipos BESS en el CPF ante contingencias de Generación. Contingencia Severidad 5 IEM con 350 MW.

Cabe analizar la condición donde no se encuentre despachada San Isidro II y cuyo caso es bastante plausible considerando que corresponde a escenario de demanda baja donde ya no se encuentran despachadas la mayoría de las unidades convencionales de carácter térmico. En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II la contingencia más exigente corresponde severidad 5 de IEM con 350MW y 2 [GVAs], lo cual permite efectuar una reducción significativa de la inercia, puesto la San Isidro II tiene alrededor de 3.4 [GVAs].

Los resultados de las simulaciones se muestran en la Figura 18 y cabe señalar que se prescinde de hacer una verificación adicional en el Norte Grande pues IEM ya se ubica en esa zona.

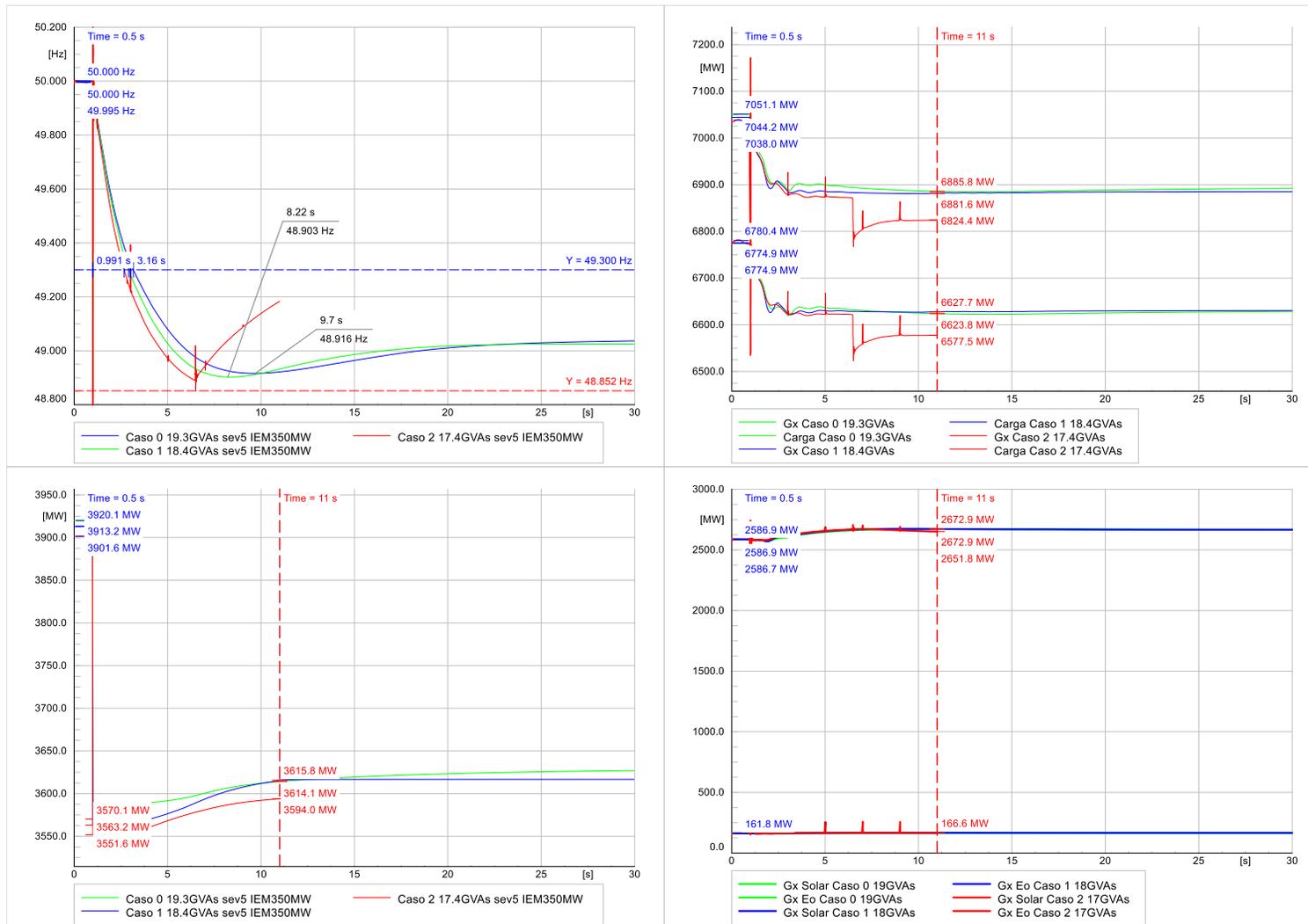


Figura 18: Resultados Condición 3: Participación de Plantas ERV en el CPF ante contingencias de Generación. Contingencia Severidad 5 IEM con 350 MW

Tabla 27: Resultados Análisis Prospectivo CRF CPF ante contingencias de Generación. Escenario 01-01-2023 9:00 Condición 3: Plantas ERV y Equipos BESS participantes CPF. Severidad 5 IEM con 350 MW.

Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ER V	ROCOF Post-cont. 350[MW] 2 [GVAs]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV (IBR)			CPF Inicial TOTAL Aporte CPF @10s [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
							Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s			
Caso 0	19.3	7051.2	3152.9	45%	0.62	7.1	44.1	25.4	57.5%	138.2	88.8	64.2%	182.3	48.918	8.700
Caso 1	18.4	7044.3	3152.9	45%	0.66	7.1	52.6	23.1	43.9%	137.9	100.7	73.0%	190.5	48.903	7.220
Caso 2	17.4	7051.2	3152.9	45%	0.71	5.6	42.4	21.4	50.5%	116.7	110.7	94.9%	159.0	-	-

Los resultados obtenidos se detallan en la Tabla 27, donde se puede observar que fue posible alcanzar una inercia de 18,4 [GVAs] logrando cumplir con los estándares establecidos en la NT sin recursos adicionales, salvo la incorporación de los parques ERV y BESS en el CPF que cuentan con sus modelos homologados que aportan al CPF de subida. Para el caso con 17,4 [GVAs] de inercia precontingencia, si bien la respuesta es estable y no hay problemas de control de tensión, ya no es posible evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC con el CPF convencional y ERV. Debido a lo anterior, los montos reportados de aporte al CPF son insuficientes.

4.3.1.4 Resumen de Resultados

En la Tabla 28 se muestran todos los resultados del análisis de Inercia CRF CPF Prospectivo. Se observa que, ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 23,2 [GVA] de inercia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia y es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Cabe señalar que, como resultados de las verificaciones ante contingencias de generación en el Norte Grande, para escenarios con una inercia local bajo 6,1 [GVAs], se detecta la necesidad de análisis mediante simulaciones en el dominio del tiempo por posibles problemas de fortaleza de la red.

En la condición analizada, donde la contingencia más exigente corresponde severidad 5 de IEM con 350 [MW] y 2 [GVA] y tomando en cuenta la participación de ERV en el CPF, se alcanza a reducir la inercia hasta 18.4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.

Tabla 28: Resumen Resultados Análisis Inercia CRF CPF Prospectivo. Escenario 01-01-2023 9:00.

Condición	Caso	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN	Gx Total ERV [MW]	% ERV	ROCOF Post-cont. [Hz/s] 397 [MW] 3.4 [GVAs]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial Convencional			CPF Inicial ERV			CPF Inicial TOTAL Aporte CPF @10s [MW]	Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
								Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s			
Base ERV en CPF 397,7[MW] 3.4[GVAs]	Caso 0	30.2	7005.0	3152.9	45%	0.37	8.6	201.2	101.9	50.6%	78.9	55.4	70.2%	280.2	48.916	7.920
	Caso 1	27.7	7008.3	3152.9	45%	0.41	8.6	218.2	112.8	51.7%	76.3	57.3	75.2%	294.5	48.918	7.030
	Caso 2	25.3	7011.1	3152.9	45%	0.45	6.1	210.2	116.2	55.3%	76.6	60.0	78.3%	286.8	48.909	6.750
	Caso 3	23.2	7012.9	3152.9	45%	0.50	4.7	215.6	123.6	57.3%	80.3	62.3	77.6%	295.8	48.901	5.890
ERV y BESS en CPF 397,7[MW] 3.4[GVAs]	Caso 0	21.6	7048.7	3152.9	45%	0.55	6	217.2	137.9	63.5%	80.9	63.0	77.8%	298.1	48.912	7.644
	Caso 1	20.6	7014.8	3152.9	45%	0.58	4.7	237.7	144.6	60.9%	73.5	63.1	85.8%	311.1	48.910	6.087
	Caso 2	20.0	7025.0	3152.9	45%	0.60	4.7	156.4	95.9	61.3%	132.5	113.2	85.4%	289.0	48.920	6.788
	Caso 3	19.6	7024.2	3152.9	45%	0.61	4.7	24.4	14.0	57.1%	143.3	119.5	83.4%	167.7	-	-
ERV y BESS en CPF 350[MW] 2.4[GVAs]	Caso 0	19.3	7051.2	3152.9	45%	0.62	7.1	44.1	25.4	57.5%	138.2	88.8	64.2%	182.3	48.918	8.700
	Caso 1	18.4	7044.3	3152.9	45%	0.66	7.1	52.6	23.1	43.9%	137.9	100.7	73.0%	190.5	48.903	7.220
	Caso 2	17.4	7051.2	3152.9	45%	0.71	5.6	42.4	21.4	50.5%	116.7	110.7	94.9%	159.0	-	-

4.1 Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión

Este análisis pretende abordar condiciones excepcionales de operación donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades. Esto es por sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].

Fueron analizados 2 escenarios, uno de demanda baja estimado para el 01/01/2023 a las 9hrs y el otro de demanda alta previsto para el 18-12-2023 a las 18:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550MW asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que las interconecta al SEN. Esto corresponde a la desconexión intempestiva de 2xANG (sin fallas como contingencias de severidad 4) con montos crecientes hasta 550[MW] tomando en cuenta trabajos de intervención en el tramo Angamos – Kapatour 220 kV. Esta desconexión significa la pérdida de 2x1.54 [GVAs] de inercia para el SEN, semejante a los 3.4 [GVAs] asociados a la contingencia de severidad 5 de San Isidro II. La pérdida intempestiva de Central Angamos representa una condición más desfavorable que el caso de Central Cochrane porque estas últimas tienen una menor inercia.

Por otra parte, solamente se consideraron unidades convencionales participantes en el CPF y, para determinar los requerimientos mínimos de CPF inicial, se deshabilitan los gobernadores de las unidades participantes despachadas hasta obtener una respuesta crítica de la frecuencia, esto es $f_{min} > 48.9\text{Hz}$ y $f_{perm} > 49.3\text{Hz}$.

Finalmente cabe señalar que este análisis se encuentra enfocado en CPF inicial, puesto que según se verifica en los resultados, los requerimientos de CPF permanente se obtienen por defecto.

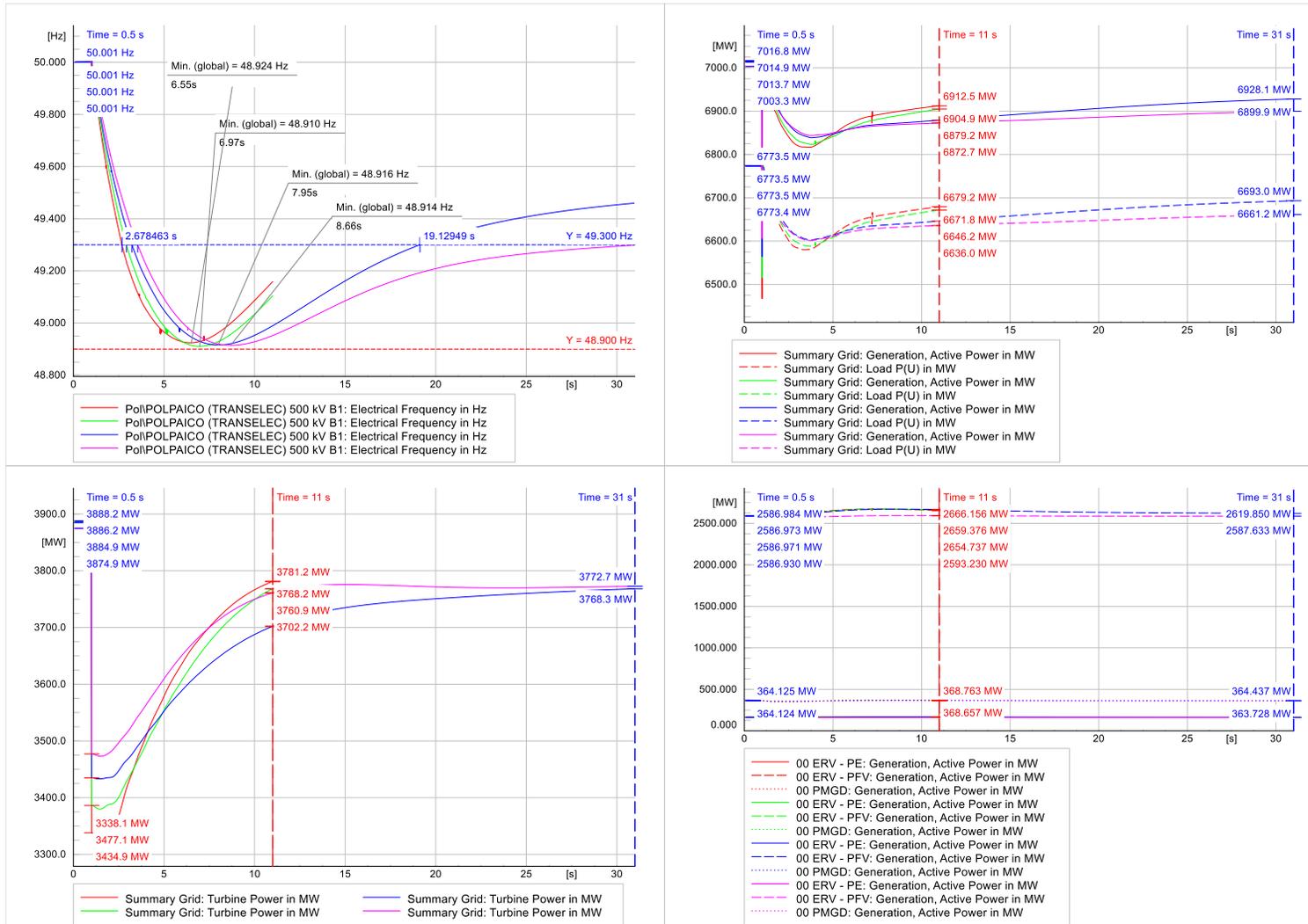


Figura 19: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DB 01-01-2023.

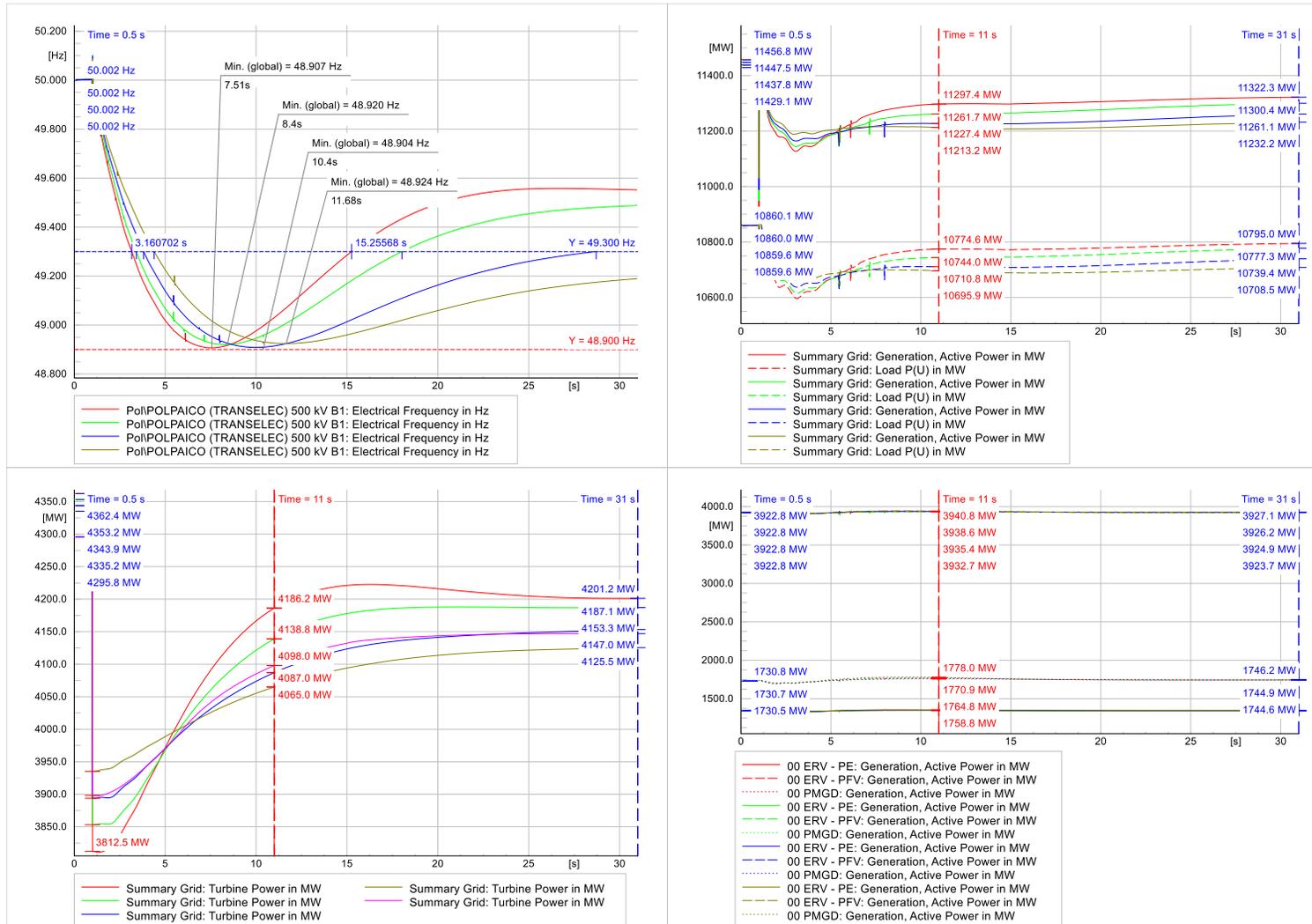


Figura 20: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 18-12-2023.

Los resultados de las simulaciones de observan en la Figura 19 y Figura 20 para los casos de DB 01-01-2023 a las 9 hrs y DA 18-12-2023 18 hrs, respectivamente.

Tabla 29: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión

Escenario	Caso	Inercia [GVA*s]	Generación Bruta Total SEN [MW]	Generación Total ERV [MW]	% ERV	Potencia Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	CPF Inicial			Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]
										Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s		
DB 01/01/2023 9:00	Caso 0	30.15	7005.1	3152.9	45.0%	400.0	3.4	-0.374	8.6	283.8	155.0	54.60%	48.914	7.660
	Caso 1	30.15	7015.4	3152.9	44.9%	450.0	3.2	-0.417	8.6	345.1	197.3	57.19%	48.916	6.950
	Caso 2	30.15	7018.2	3152.9	44.9%	500.0	3.2	-0.463	8.6	486.3	267.5	55.00%	48.919	7.420
	Caso 3	30.15	7020.7	3152.9	44.9%	550.0	3.2	-0.510	8.6	510.1	313.3	61.42%	48.907	6.620
DA 18/12/2023 18:00	Caso 0	30.31	11432.4	7120.2	62.3%	400.0	3.2	-0.369	9.8	129.8	66.0	50.86%	48.924	10.680
	Caso 1	30.31	11441.0	7120.2	62.2%	450.0	3.2	-0.414	9.8	193.2	97.0	50.24%	48.904	9.400
	Caso 2	30.31	11450.4	7120.2	62.2%	500.0	3.2	-0.461	9.8	285.6	144.2	50.48%	48.920	7.400
	Caso 3	30.31	11459.6	7120.2	62.1%	550.0	3.2	-0.507	9.8	373.7	194.6	52.09%	48.907	6.510

Con los resultados detallados en la Tabla 29 es posible establecer tendencias cuyas gráficas se muestran en la Figura 21. Se puede observar que, los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón cercana a 1,65 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

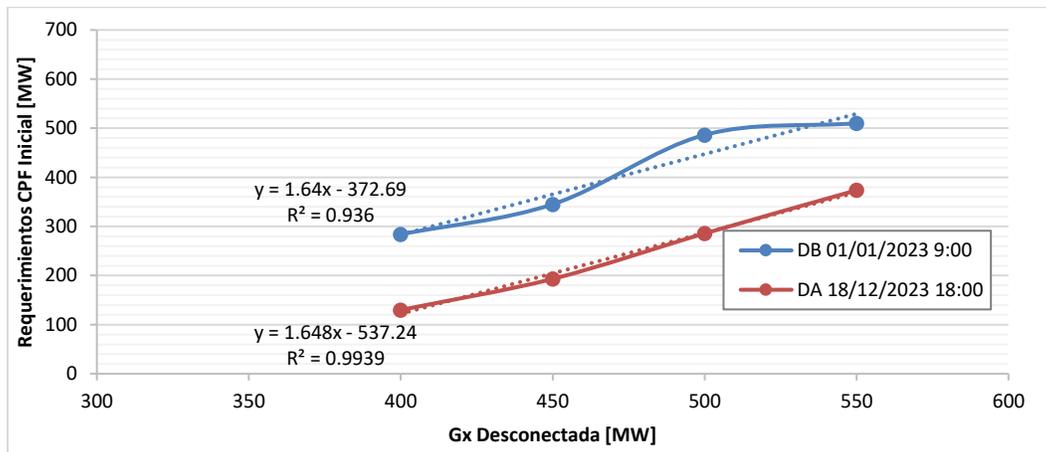


Figura 21: Requerimientos de CPF Inicial vs Gx Desconectada. Escenarios DA 22-12-2022 y DB 18-09-2022.

Por lo tanto, no es trivial establecer a priori si acaso, es más adecuado limitar la potencia máxima ante intervenciones en uno de los circuitos de las líneas de interconexión de grandes centrales, o indicar estos mayores montos de reservas requeridas para dar cumplimiento a los estándares establecidos en la NT. Esto pues la decisión obedece a criterios de carácter económico entre los costos de limitar generación respecto aquellos derivados del aumento de reservas requeridas.

4.2 Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión

Este análisis aborda condiciones de operación donde se alcancen montos menores de desconexión de unidades que los utilizados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicados a la fecha. Esto es bajo los 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs].

Lo anterior, considerando situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF y que podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, limitando su potencia máxima inyectable al sistema, con la consecuente disminución de la magnitud de la contingencia de severidad 5 que las involucre o ya sea porque las condiciones de despacho no consideran unidades en niveles de inyección altos.

Fueron analizados 2 escenarios, uno de demanda baja estimado para el 01-01-2023 a las 9:00 hrs. y el otro de demanda alta previsto para el 18-12-2022 a las 18:00 hrs. Se analizaron montos de desconexión de 350 y 300 MW asociados a la desconexión de San Isidro II TG y TV. Sin embargo, dado que los requerimientos iniciales tienen a ser dependientes tanto de la demanda como la inercia, fue necesario realizar un escenario adicional y previsto para el 24-04-2023 a las 18:00 hrs.

Por otra parte, solamente se consideraron unidades convencionales participantes en el CPF y, para determinar los requerimientos mínimos de CPF inicial, se deshabilitan los gobernadores de las unidades participantes despachadas hasta obtener una respuesta crítica de la frecuencia, esto es $f_{min} > 48.9\text{Hz}$ y $f_{perm} > 49.3\text{Hz}$.

Tabla 30: Escenarios considerados. Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Menores de Desconexión.

Escenario	Inercia [GVAs]	Gx Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	P Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]
DB 01-01-2023 9:00	30.15	7005.1	3152.9	45.0%	400.0	3.4	-0.374	8.6
Da 18-12-2023 18:00	30.31	11392.9	7120.2	62.5%	400.0	3.4	-0.372	9.8
DA 24-04-2023 18:00	50.00	11336.6	5587.5	49.3%	400.0	3.4	-0.215	17.2

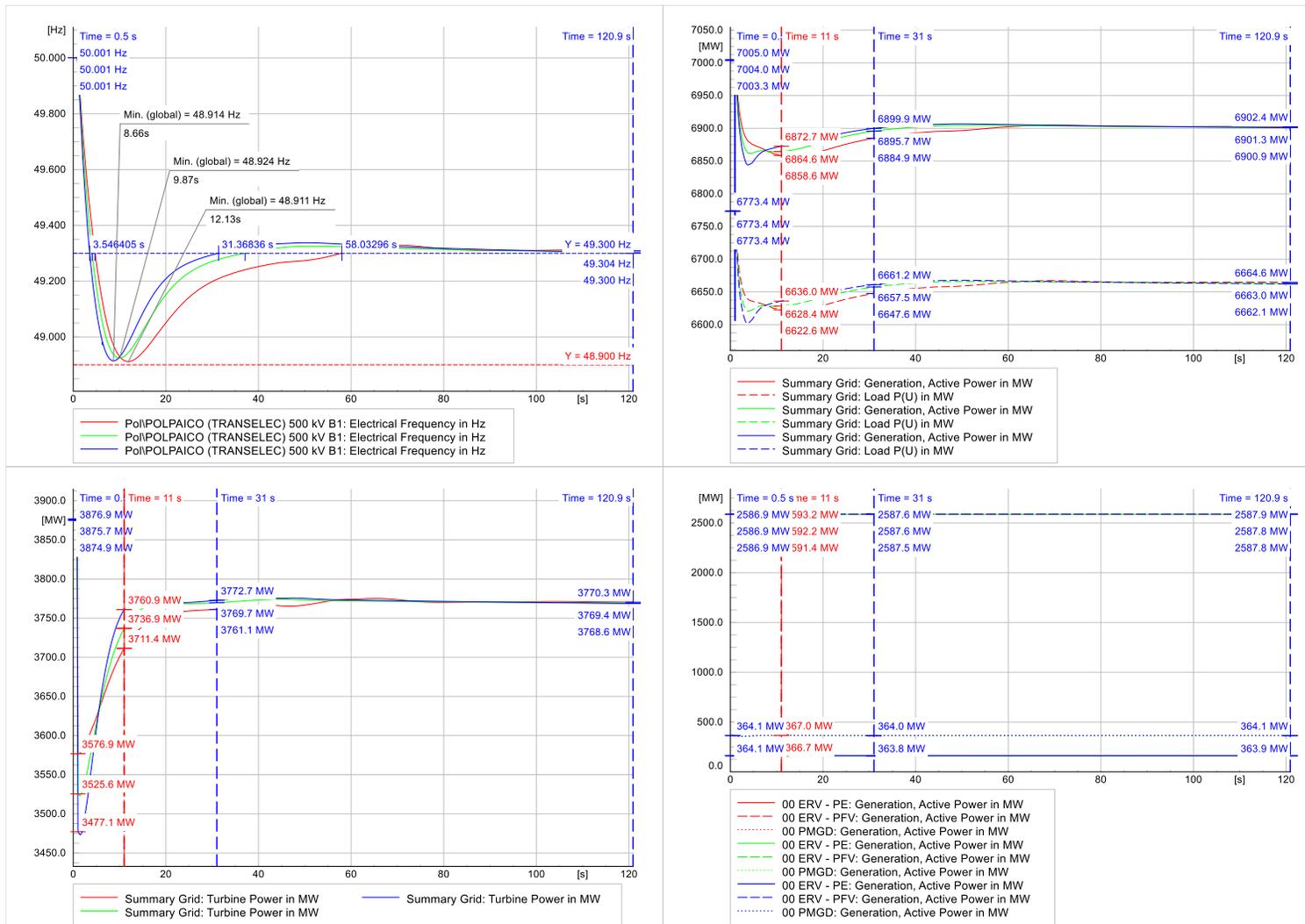


Figura 22: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DB 01-01-2023.

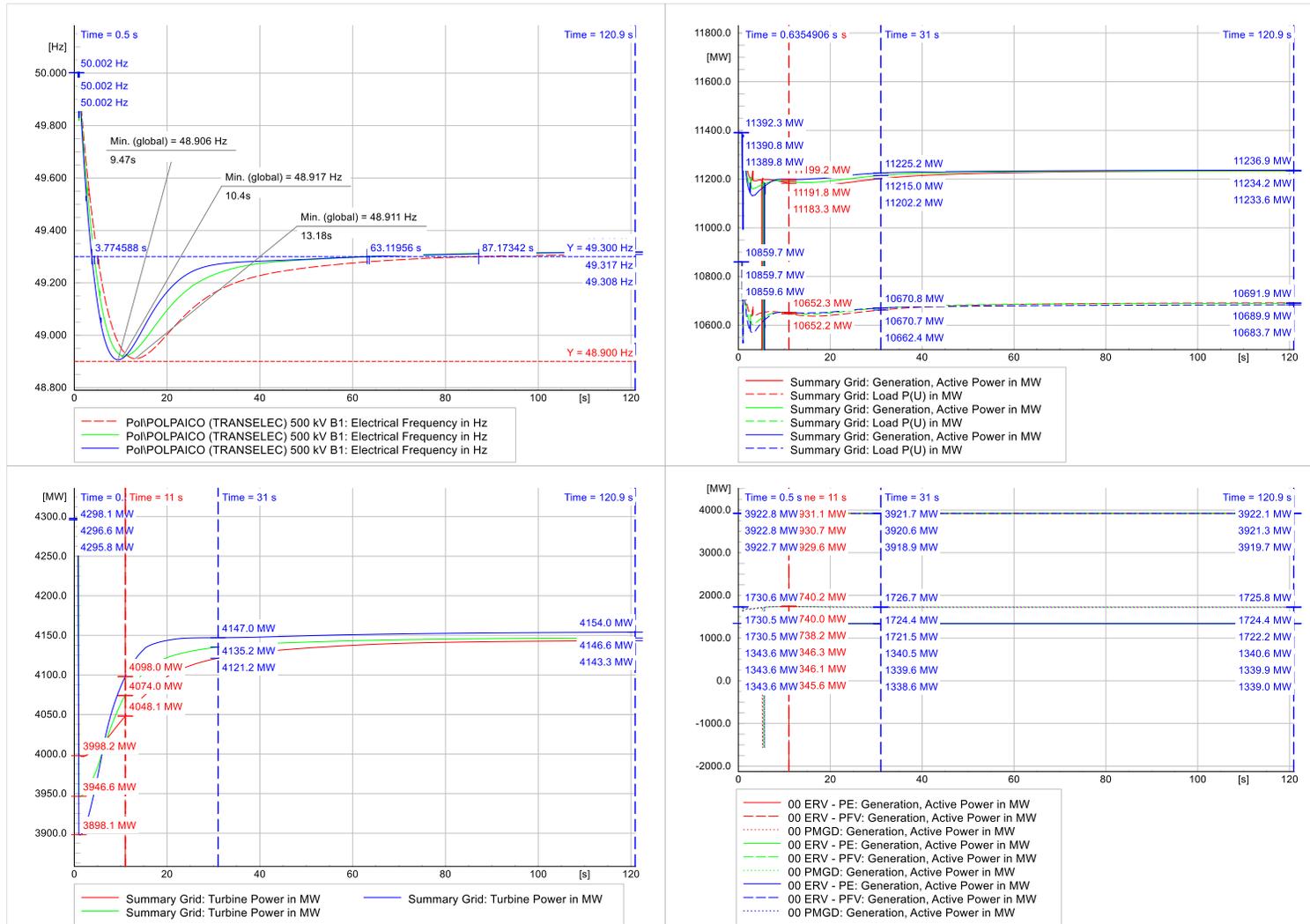


Figura 23: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 18-12-2023.

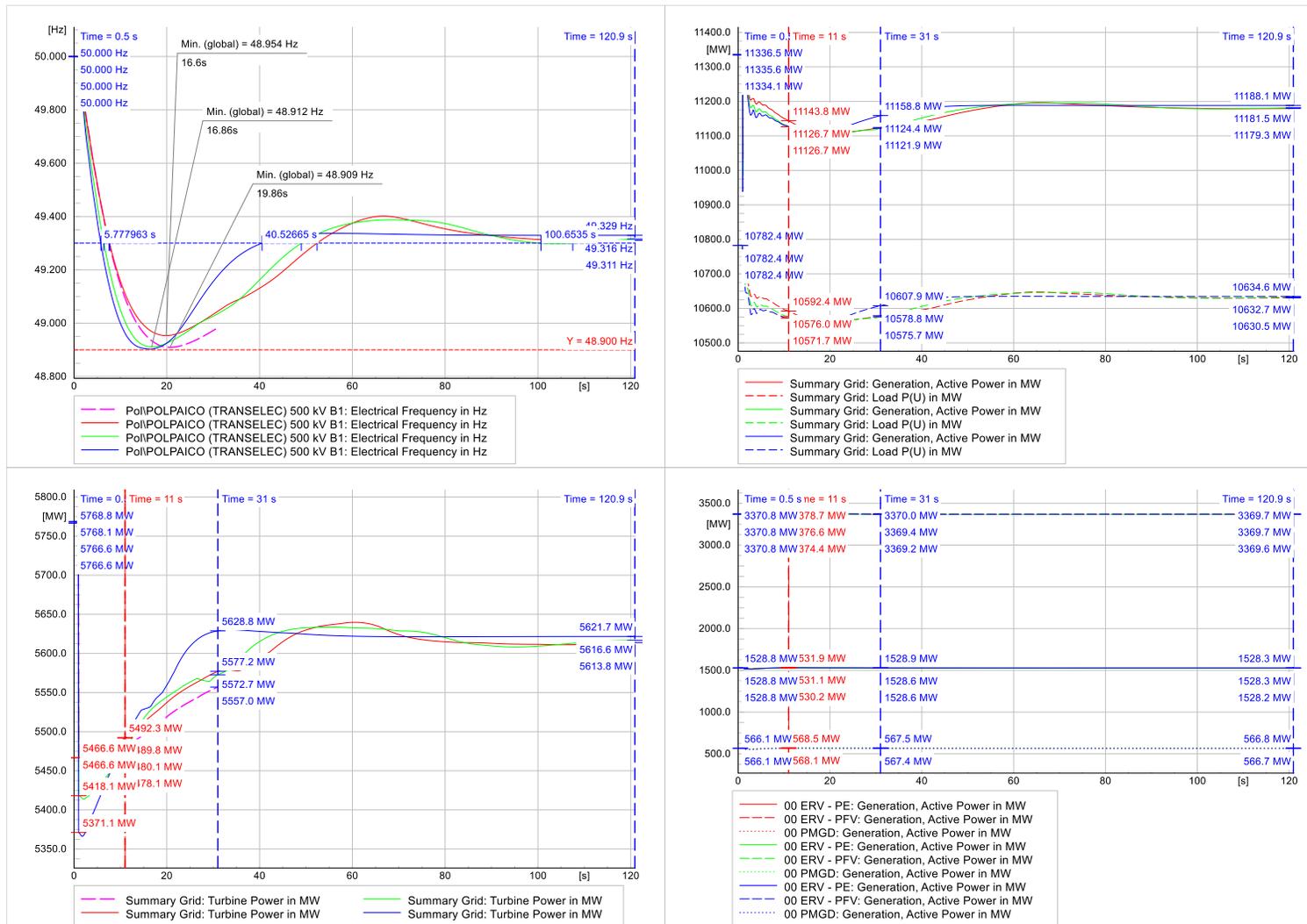


Figura 24: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión. Caso DA 24-04-2023.

Los resultados de las simulaciones de observan en la Figura 22 y Figura 23 para los casos de DB 01-01-2023 a las 9:00 hrs., DA 18-12-2023 18:00 hrs, respectivamente. Las respuesta del SEN el escenarios adicional correspondiente a DA 24-04-2023 a las 18:00 hrs. se muestra en la Figura 24.

Tabla 31: Resultados Análisis Requerimientos de CPF ante Montos Mayores de Desconexión

Escenario	Caso	Inercia [GVAs]	Gz Bruta Total SEN [MW]	Gx Total ERV [MW]	% ERV	Potencia Desc [MW]	Inercia Desc [GVA*s]	ROCOF Post-cont [Hz/s]	Inercia Norte Grande [GVA*s]	Aporte CPF @10s [MW]	CPF Inicial		CPF Permanente			Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec Min [s]	Frec Perm [Hz]
											Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @2min [MW]	Valor Efectivo 0-2min [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]			
DB 01/01/2023 9:00	Caso 2	30.15	7006.8	3152.9	45.0%	300	3.4	-0.281	8.6	134.5	64.2	47.73%	193.4	179.0	187.6	48.911	11.130	49.309
	Caso 1	30.15	7005.8	3152.9	45.0%	350	3.4	-0.327	8.6	211.3	109.8	51.99%	243.7	233.1	239.5	48.924	8.870	49.304
	Caso 0	30.15	7005.1	3152.9	45.0%	400	3.4	-0.374	8.6	283.8	155.0	54.60%	291.5	283.1	288.1	48.914	7.660	49.300
DA 18/12/2023 18:00	Caso 2	30.31	11395.3	7120.2	62.5%	300	3.4	-0.279	9.8	49.9	18.1	36.24%	145.1	122.6	136.1	48.911	12.180	49.308
	Caso 1	30.31	11393.8	7120.2	62.5%	350	3.4	-0.325	9.8	127.4	57.1	44.86%	200.0	181.2	192.5	48.917	9.400	49.318
	Caso 0	30.31	11392.9	7120.2	62.3%	400	3.4	-0.372	9.8	200.0	99.1	49.57%	255.9	238.5	248.9	48.906	8.470	49.317
DA 24/04/2023 18:00	Caso 2	50.00	11334.2	5587.5	49.3%	300	3.4	-0.161	17.2	13.5	2.7	19.91%	147.1	124.1	137.9	48.954	18.860	49.311
	Caso 1	50.00	11335.7	5587.5	49.3%	350	3.4	-0.188	17.2	60.0	20.6	34.41%	198.4	172.0	187.8	48.903	15.860	49.316
	Caso 0	50.00	11336.6	5587.5	49.3%	400	3.4	-0.215	17.2	118.6	51.8	43.65%	250.4	226.3	240.8	48.912	15.600	49.329

4.2.1 Aporte CPF Permanente.

Respecto los resultados para los requerimientos permanentes, en la primera entrega del ECFyDR 2021 se muestra la siguiente expresión⁹:

$$\text{Aporte CPF@2min} = \text{Potencia Desconectada} - 0,011546 * GxSEN - 33,981432 - \Delta\text{Pérdidas}$$

Con esta expresión y posterior de aplicar un factor de aproximación, se obtienen los montos para los aportes permanentes como el valor efectivo a 5 minutos cuyo detalle se muestra en la Tabla 32.

Tabla 32: 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

Si se comparan estos resultados respecto el detalle de la Tabla 32, se puede apreciar que los montos destacados en color rojo son bastante precisos, esto tomando en cuenta que las simulaciones solo se realizaron durante un tiempo bastante inferior a 5 minutos y no justifica realizar modificaciones. Por lo tanto, se recomienda mantener el uso de los valores indicados en la Tabla 32 como requerimientos de CPF permanente para contingencias de generación.

4.2.2 Aporte CPF Inicial

Con los resultados detallados en la Tabla 31 es posible establecer tendencias cuyas gráficas se muestran en la Figura 21. Se puede observar que, los requerimientos de CPF inicial se reducen significativamente al disminuir la potencia desconectada, específicamente en razón 1.49 y 1.5 por cada [MW] por bajo los 400 [MW] para los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

⁹ Página 63 Informe Final ECFyDR2022 parte 1, título 4.1.2.4.1 Aporte CPF Permanente.

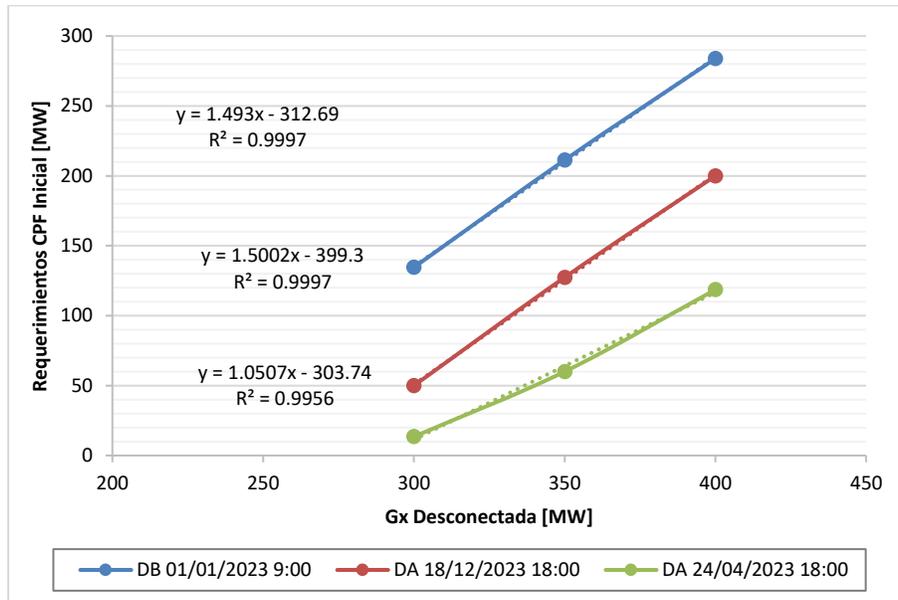


Figura 25: Requerimientos de CPF Inicial vs Gx Desconectada. Escenarios DA 18-12-2023, 24-04-2023 y DB 01-01-2023.

Por lo tanto, ante la certeza de que la unidad con el despacho mayor alcance montos inferiores a los 400 [MW] hasta los 300 [MW] se podría adoptar una reducción de los requerimientos de CPF inicial.

Entre el escenario DB 01-01-2023 y DA 18-12-2023 hay solamente un cambio significativo en la Generación bruta total del SEN, por tanto se asume que al menos se puede reducir 1.4 MW de reserva por cada MW bajo los 400 [MW] de potencia desconectada.

Entre el escenario DA 22-12-2023 y el DA 24-04-2023 se observa un cambio significativo entre los montos de inercia del SEN, donde para el caso DA 24-04-2022 se puede asumir sin riesgo que, por cada 1 MW de Potencia desconectada bajo los 400 [MW], se puede reducir 1 [MW] de requerimientos iniciales de CPF. Esto pues la frecuencia mínima alcanzada es un poco mayor a 48.9 [Hz] y la pendiente de la curva en la Figura 25 es mayor a 1.05, por lo tanto hay margen de holgura.

En conclusión se pueden asumir 3 rangos:

- Condiciones con Inercias bajo los 40 GVAs pueden asumir una reducción de 1.4 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo 400 [MW].
- Condiciones con Inercias desde 40 [GVAs] pero bajo los 55 [GVAs] pueden asumir una reducción intermedia entre 1.4 a 1 [MW] de reducción de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW] de potencia desconectada.
- Condiciones con Inercias sobre los 55 [GVAs] pueden asumir una reducción de 1 [MW] de CPF Inicial por [MW] bajos los 400 [MW] de potencia desconectada.

Considerando los montos vigentes considerando 400 [MW] detallados en la Tabla 33, se puede aportar tablas referenciales para una potencia desconectada de 350 [MW] y 300 [MW].

Tabla 33: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 400 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
30	321	309	297	286	275	265	254	245	236
35	293	280	268	256	245	234	224	214	204
40	268	254	242	230	218	207	197	187	177
45	245	231	218	206	194	183	173	163	154
50	224	210	197	184	173	162	152	142	134
55	204	190	177	165	154	143	134	124	116
60	187	173	160	148	137	127	117	109	101

Tabla 34: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	CPFij-1.4*50MW
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	CPFij-1.4*50MW
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	CPFij-1.3*50MW
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	CPFij-1.2*50MW
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	CPFij-1.1*50MW
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	CPFij-1*50MW
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	CPFij-1*50MW

Tabla 35: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s). Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] \ Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	CPFij-1.4*100MW
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	CPFij-1.4*100MW
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	CPFij-1.3*100MW
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	CPFij-1.2*100MW
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	CPFij-1.1*100MW
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	CPFij-1*100MW
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	CPFij-1*100MW

Cabe señalar que, para condiciones donde el monto de CPF inicial sea igual o menor a un 50% del requerimiento permanente, es posible que este CPF inicial se obtenga por defecto al cumplir los requerimientos de CPF permanentes.

5 CONCLUSIONES

Los requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia para contingencias, en condiciones de operación normal, fueron determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2021 parte 1. Como complemento de lo anterior, en este estudio fueron realizados análisis para condiciones excepcionales de operación y más exigentes en términos del control de frecuencia. Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SCCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2020 hasta el 31 de julio de 2021.

5.1 Resumen Requerimientos de Reservas para Control de Frecuencia

A continuación, se resumen los requerimientos de reservas para el Control de Frecuencia. Estos montos solamente contemplan condiciones normales de operación. Las condiciones normales más exigentes previstas corresponden 7300 [MW] generación bruta total y 30 [GVAs] inercia total SEN. Se consideran contingencias severidad 5 San Isidro II 400 [MW] 3.4 [GVAs] y desconexión intempestiva de 200 [MW] de Consumos como las más exigentes.

Tabla 36: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para CPF	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-46
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+288/-80

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-146 / +146	-212 / +173	-117 / +117	-245 / +181
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-149 / +149	-92 / +120	-136 / +136	-112 / +95
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-242 / +154	-369 / +277	--228 / +139	-316 / +334
Bloque 4: 10:00 - 15:59	-166 / +166	-231 / +195	-200 / +200	-232 / +146

Resumen Requerimientos para CSF y CTF				
Estacionalidad Otoño-Invierno				
Bloque 5: 16:00 - 18:59	-173 / +255	-350 / +375	-176 / +261	-316 / +385
Bloque 6: 19:00 - 21:59	-160 / +188	-185 / +216	-144 / +200	-189 / +109

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF	RCTF	RCSF	RCTF
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1: 22 :00 - 01:59	-161 / +161	-171 / +107	-138 / +138	-197 / +162
Bloque 2: 02:00 - 06:59	-147 / +147	-70 / +71	-115 / +115	-121 / +127
Bloque 3: 07:00 - 09:59	-223 / +146	-284 / +251	-232 / +139	-233 / +313
Bloque 4: 10:00 - 16:59	-152 / +152	-185 / +181	-153 / +153	-300 / +194
Bloque 5: 17:00 - 19:59	-176 / +255	-315 / +250	-158 / +255	-429 / +381
Bloque 6: 20:00 - 21:59	-188 / +188	-165 / +243	-120 / +181	-274 / +213

Para el caso de los requerimientos para CPF en operación normal, CSF y CTF fueron actualizados los montos en conformidad a lo establecido en el art. 3-5 de la NT SSCC, donde fueron utilizados registros desde el 1 de agosto de 2021 hasta el 31 de julio de 2022.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 37, y la Tabla 38 y Tabla 41:

Tabla 37: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 400 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000
Inercia [GVAs]									
30	321	309	297	286	275	265	254	245	236
35	293	280	268	256	245	234	224	214	204
40	268	254	242	230	218	207	197	187	177
45	245	231	218	206	194	183	173	163	154
50	224	210	197	184	173	162	152	142	134
55	204	190	177	165	154	143	134	124	116
60	187	173	160	148	137	127	117	109	101

Tabla 38: Aporte CPF (Subida) Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN. Contingencias de Generación.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]		
	P.Desc. [MW]		
	400	350	300
7000	306	237	188
7500	298	231	183
8000	290	225	177
8500	282	220	172
9000	274	214	166
9500	266	209	161
10000	258	203	155
10500	250	198	150
11000	242	192	144

Tabla 39: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] / Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 2)
30	251	239	227	216	205	195	184	175	166	CPFij-1.4*50MW
35	223	210	198	186	175	164	154	144	134	CPFij-1.4*50MW
40	203	189	177	165	153	142	132	122	112	CPFij-1.3*50MW
45	185	171	158	146	134	123	113	103	94	CPFij-1.2*50MW
50	169	155	142	129	118	107	97	87	79	CPFij-1.1*50MW
55	154	140	127	115	104	93	84	74	66	CPFij-1*50MW
60	137	123	110	98	87	77	67	59	51	CPFij-1*50MW

Tabla 40: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación Bruta Total SEN. Potencia Desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN [MW] / Inercia [GVAs]	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	Expresión Cálculo CPFij (Tabla 2)
30	181	169	157	146	135	125	114	105	96	CPFij-1.4*100MW
35	153	140	128	116	105	94	84	74	64	CPFij-1.4*100MW
40	138	124	112	100	88	77	67	57	47	CPFij-1.3*100MW
45	125	111	98	86	74	63	53	43	34	CPFij-1.2*100MW
50	114	100	87	74	63	52	42	32	24	CPFij-1.1*100MW
55	104	90	77	65	54	43	34	24	16	CPFij-1*100MW
60	87	73	60	48	37	27	17	9	1	CPFij-1*100MW

Se detectó que los requerimientos de CPF permanente solamente tienen una dependencia significativa respecto al nivel de generación total del SEN (Demanda).

En orden de establecer requerimientos de reservas de bajada permanentes ante distintas condiciones de demanda del SEN se recomienda utilizar los montos indicados en la Tabla 41.

Tabla 41: Aporte CPF (Bajada) Permanente para distintas condiciones de Generación Bruta Total SEN. Contingencias de Consumos

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF Permanente [MW]
7000	-80
7500	-75
8000	-70
8500	-65
9000	-60
9500	-55
10000	-51
10500	-46
11000	-41

Más adelante se profundizan los análisis para condiciones excepcionales de operación:

- Donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades
- Montos inferiores de inercia respecto los previstos (30 [GVAs])

Como así también requerimientos adicionales de CSF y CTF ante la entrada y salida del Sol observados en la operación real del SEN.

5.2 Análisis del CPF ante Contingencias en Condiciones Excepcionales de Operación

5.2.1 Montos Inferiores de Inercia

En primera instancia, respecto montos inferiores de inercia respecto a los 30 [GVAs] previstos, se analizó la necesidad de requerimientos mínimo de Control Rápido e Inercia, en términos del control de frecuencia. La condición más exigente corresponde a un escenario de demanda baja con 7000 [MW]. Se analiza la participación de ERV en el CPF considerando plantas con modelos homologados para DigSILENT Powerfactory en base a ensayos de campo. Sin embargo, debido a que se trataría de la prestación de un SC, lo anterior estaría sujeto a que realicen el proceso de verificación para la prestación del SC CPF+, cumpliendo con los requisitos contenidos en la Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia y la NT SSCC.

- Ya sea con la participación de ERV en el CPF o no, si se considera despachada San Isidro II con alrededor de 400 [MW], se alcanzan aproximadamente 23,2 [GVA] de inercia sin detectar problemas de estabilidad de frecuencia, es posible dar cumplimiento a lo establecido en la NTSSCC y NTSyCS. Para escenarios con una inercia bajo 6,1 GVAs en el Norte Grande se detectaron necesidades de análisis en el dominio del tiempo por posibles problemas de fortaleza de la red ante contingencias de severidad 5 de una unidad de Central Cochrane y severidad 4 Kimal – Changos 500kV.
- En el escenario analizado, al no considerar San Isidro II la contingencia más exigente corresponde severidad 5 de IEM con 350MW 2 [GVA]. EN dichas circunstancias y tomando en cuenta la participación de ERV y equipos BESS en el CPF, se alcanza a reducir la inercia hasta 18,4 [GVAs] sin requerir recursos adicionales y no se detectan problemas de estabilidad de frecuencia.

5.2.2 Montos Mayores de Potencia Desconectada

Fueron analizadas condiciones donde se alcancen montos superiores de desconexión de unidades (sobre 400 [MW] que corresponde a la máxima Potencia desconectada ante una contingencia de severidad 5 de San Isidro II, junto con la mayor inercia correspondiente a alrededor de 3.4 [GVAs]).

- Fueron analizados 2 escenarios una de Demanda baja estimado para el 01-01-2023 a las 9hrs y Demanda alta 18-12-2023 a las 18:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 550MW asociados a la desconexión de 2 unidades de ANG por eventuales intervenciones en el tramo que interconecta al SEN.
- Los requerimientos de CPF inicial se incrementan significativamente al aumentar la potencia desconectada, específicamente en razón 1.65 por cada [MW] por sobre 400 [MW] para los escenarios demanda baja y demanda alta, respectivamente.

5.2.3 Montos Menores de Potencia Desconectada

Este análisis aborda condiciones de operación donde se alcancen montos menores de desconexión de unidades que los utilizados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicados a la fecha. Lo anterior, considerando situaciones de escasez de recursos hidráulicos para participar en la prestación de CPF y que podría justificar instruir directamente a unidades térmicas como San Isidro II, U16 o incluso IEM a prestar el SC de CPF+, limitando su potencia máxima inyectable al sistema, con la consecuente disminución de la magnitud de la contingencia de severidad 5 que las involucre.

- Fueron analizados 3 escenarios: Demanda baja estimado para el 01-01-2023 a las 9:00hrs, Demanda alta 18-12-2023 a las 18:00hrs y Demanda Alta previsto para el 24-04-

2023 a las 18:00hrs. Se alcanzaron montos de desconexión de hasta 300[MW] de San Isidro II.

- Los requerimientos de CPF iniciales y permanentes se reducen considerablemente al disminuir la potencia desconectada considerada, en al menos razón 1:1 por cada [MW] por bajo 400 [MW] para todos los escenarios. A medida que se tienen condiciones de menor inercia la razón aumenta, alcanzando un reducción de hasta 1.4-1.5 [MW] de CPF inicial por cada [MW] bajo los 400 [MW].
- Se recomienda mantener los montos de requerimientos iniciales para menores potencias de desconexión estimados en el ECFyDR parte 1, que pueden ser considerados para distintas condiciones de inercia y generación bruta total del SEN.