# ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Parte 2 Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Septiembre 2020

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

| Rev. | Fecha | Comentario | Realizó | Revisó / Aprobó |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 07-09-2020 | Parte 2<br>Informe Preliminar | Nicolás Cáceres G.<br>Marcelo Cifuentes<br>Pedro Gobantes F.<br>Carlos Prieto C. | Víctor Velar |
| | | | | |

# Índice


1 RESUMEN EJECUTIVO ..... 5
1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación ..... 5
1.2 Reserva para CPF ..... 6
1.3 Reservas para CSF y CTF ..... 9
1.4 Rampas Toma de Carga para CSF ..... 10
1.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF ..... 10
2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS ..... 11
3 ANTECEDENTES ..... 12
3.1 Antecedentes Normativos ..... 12
3.1.1 Informe de Definición de SSCC ..... 12
3.1.2 Norma Técnica de Servicios Complementarios ..... 14
3.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ..... 14
3.1.4 Definiciones ..... 14
3.1.5 Exigencias a Instalaciones de Generación ..... 15
3.1.6 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio ..... 21
3.2 Proyectos Incluidos en el Estudio ..... 22
3.3 Topología y Horizonte de Estudio ..... 25
3.4 Escenarios Base ..... 25
3.5 Antecedentes Específicos ..... 31
4 DESARROLLO DEL ESTUDIO ..... 33
4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias ..... 33
4.1.1 Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias ..... 33
4.1.2 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación ..... 34
4.1.3 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación ..... 52
4.1.4 Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación ... 58
4.1.5 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos ..... 59
4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta ..... 59
4.2.1 Metodología ..... 59
4.2.2 Resultados ..... 60

4.3 Asignación de las Reservas para el CPF ..... 61
4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF ..... 61
4.4 Reserva para CSF y CTF ..... 63
4.4.1 Identificación de Requerimientos ..... 63
4.4.2 Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta ..... 63
4.4.3 Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta ..... 66
4.4.4 Determinación de Reservas para CSF y CTF ..... 70
4.4.5 Rampas de Toma de Carga para CSF ..... 71
4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF ..... 74
5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES ..... 77
5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación ..... 77
5.2 Reserva para CPF ..... 77
5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos ..... 78
5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias ..... 78
5.2.3 Reserva Total para CPF ..... 80
5.3 Reservas para CSF y CTF ..... 81
5.4 Rampas Toma de Carga para CSF ..... 82
5.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF ..... 82

# 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 cuya Parte 2 se documenta en el presente informe. Se presentan los desarrollos y análisis que determinan las reservas requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°827, 2019)[1], 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).

En lo principal, se presenta el desarrollo para la determinación de los montos mínimos de reserva requeridos para el Control de Frecuencia (CF) en el año 2021 y las correspondientes verificaciones del cumplimiento de las exigencias normativas, a través de simulaciones dinámicas de las mayores contingencias simples de generación y consumos en los escenarios previstos más exigentes respecto de la inercia sistémica. Es decir, en las condiciones de menores inercias previstas en escenarios de alta y baja demanda, y tomando en cuenta el efecto de la generación renovable variable (ERV) solar y eólica.

## 1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación

En primera instancia, para evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple de la unidad de generación de mayor tamaño, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia (Art. 3-11 NT SSCC) y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible (50 ± 0,7 [Hz]).

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio.

Por otra parte, la inercia mínima prevista en el horizonte de estudio excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF (tasa de caída de la frecuencia) del

[1] En este estudio no se contemplan dentro de los alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI). Estos análisis forman parte del Estudio de SSCC que es desarrollado también por el Coordinador.

SEN (Sistema Eléctrico Nacional) alcance 0,6 [Hz/s], que corresponden a los ajustes de activación del EDAC por subfrecuencia.

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

Para otras contingencias, como por ejemplo fallas en el sistema de 500 kV del Norte Chico que provoquen la separación del SEN en dos islas, la pérdida de la interconexión del SEN y/o desconexiones de montos de generación superiores a la unidad sincrónica de mayor tamaño, pudiera requerirse otra distribución y/o montos distintos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

A continuación, se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia analizadas (CPF, CSF y CTF).

## 1.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN contempla compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorpora los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV y cuyos montos fueron determinados en base a registros de la operación real del periodo julio de 2019 a junio de 2020.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

En la Tabla 1 se detallan los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente, determinados como el aporte efectivo en 5 minutos, en las condiciones más desfavorables previstas y que corresponden a un escenario de demanda baja y alta penetración ERV. La determinación de las reservas de potencia activa de subida y de bajada para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación y de 200 [MW] de consumo, respectivamente.

*Tabla 1: Montos de reservas para CPF permanentes.*

| Tipo Reserva | Fluctuaciones Instantáneas [MW] | Contingencias: Generación / Consumo [MW] | Total [MW] |
|---|---|---|---|
| **CPF** | ±38 | +322/-157 | +360/-195 |

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación bajo las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN. En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio (53,2 [MW] capacidad BD DIgSILENT) y participantes del CPF, este valor se reduce a 299 [MW].

No obstante, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF, en vez del aporte instantáneo a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido por 10 segundos), requiriéndose un monto mínimo de 184 [MW].

Para totalizar el aporte permanente y los aportes iniciales a los 10 segundos y el valor efectivo entre 0-10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad participante del CPF, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas implementado en el software Power Factory de DIgSILENT. Por lo tanto, la cuantificación de estas reservas debe contemplar el aporte efectivo de cada unidad generadora, y que esta cuantificación depende del tipo de requerimiento:

- Aporte efectivo inicial (ya sea valor instantáneo a los 10 segundos o valor efectivo entre 0-10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

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

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las distintas condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 2, la Figura 1 y la Tabla 3:

*Tabla 2: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación total SEN*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 322 | 300 | 277 | 255 | 233 | 211 | 189 | | | |
| **35** | 290 | 274 | 258 | 242 | 226 | 211 | 195 | 179 | 163 | | |
| **40** | 248 | 236 | 225 | 214 | 202 | 191 | 179 | 168 | 157 | 145 | 134 |
| **45** | 217 | 209 | 200 | 191 | 182 | 174 | 165 | 156 | 148 | 139 | 130 |
| **50** | 192 | 184 | 175 | 167 | 159 | 150 | 142 | 133 | 125 | 117 | 108 |
| **55** | 189 | 181 | 172 | 164 | 156 | 147 | 139 | 130 | 122 | 114 | 105 |
| **60** | 186 | 178 | 169 | 161 | 153 | 144 | 136 | 128 | 119 | 111 | 102 |

La estimación de requerimientos de CPF inicial para baja inercia (entre 30 y 35 GVAs) y altos montos de Generación total del SEN (sobre 9500 MW) es una condición en extremo particular. Analizar esa condición requiere análisis detallados que no se prevén necesarios para el 2021. Se tiene la misma situación para escenarios con inercias inferiores a 30 [GVAs].

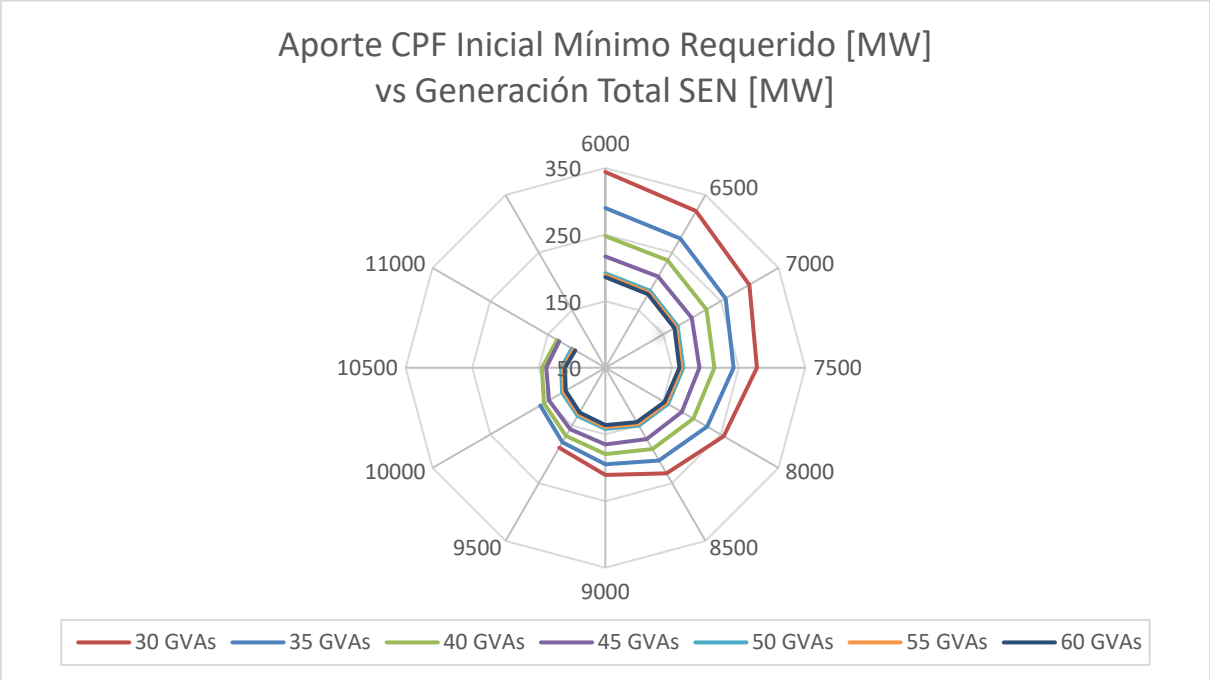


*Figura 1: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]*

*Tabla 3: Aporte CPF Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN*

| Generación Total SEN [MW] | Aporte CPF Permanente [MW] |
|---|---|
| 11000 | **229** |
| 10000 | **248** |
| 9000 | **266** |
| 8000 | **285** |
| 7000 | **304** |
| 6000 | **322** |

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

## 1.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF, determinados en base a registros de la operación real del periodo julio de 2019 a junio de 2020, se muestran en la Tabla 4.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre la reserva requerida para atender las variaciones intrahorarias de la demanda neta (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y el monto de la reserva para CSF.

*Tabla 4: Reservas CSF y CTF*

| Tipo Reserva | Bloque Horario | Reserva Variaciones Intrahorarias (1) | Reserva AGC (2) | Reserva Error Previsión (3) | Reserva CSF (4) = Máx{(1),(2)} | Reservas CTF (1) + (3) - (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] |
| CSF y CTF | Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM | ±48 | ±130 | +243 /-243 | **±130** | **+161 / -161** |
| | Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM | ±69 | ±130 | +306 /-256 | **±130** | **+245 / -195** |
| | Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM | ±49 | ±130 | +213 /-264 | **±130** | **+132 / -183** |
| | Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM | ±99 | ±130 | +336 /-324 | **±130** | **+305 / -293** |

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

## 1.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas, hechos a partir de los datos estadísticos de la operación del SEN, permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para el CSF son las detalladas en la Tabla 5.

*Tabla 5: Rampas mínimas requeridas CSF*

| Requerimiento Mínimo de rampa para CSF | | |
|---|---|---|
| **Rampa de subida** | + 28 | [MW/min] |
| **Rampa de bajada** | -24 | [MW/min] |

## 1.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF

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

*Tabla 6: Resumen Requerimientos de Reservas para el Control de Frecuencia*

| Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia | |
|---|---|
| **I.- Reservas [MW]** | Total |
| **1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)** | +360/-195 |
| **1.1.- Fluctuaciones Instantáneas** | +/-38 |
| **1.2.- Contingencias Generación / Consumos** | +322/-157 |
| ***1.3.- Aporte inicial de CPF a10 segundos ante contingencia de generación*** | *+325* |
| **2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)** | +/-130 |
| **2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)** | |
| **2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM** | +161 / -161 |
| **2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM** | +245 / -195 |
| **2.3- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM** | +132 / -183 |
| **2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM** | +305 / -293 |
| **II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]** | +28/-24 |

# 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, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en la NT 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 mencionadas anteriormente, para el año 2021. En este contexto y para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados preliminares respecto de los requerimientos de reserva.

Cabe señalar que los análisis presentados en el informe del ECFyDR2020 parte 1 asociados a los requerimientos de CPF, así como su relación con el CRF, se limitaron a definir el valor de estos requerimientos para las condiciones más desfavorables de inercia y demanda previstas para el año 2021. En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia y demanda, en esta segunda parte del estudio (ECFyDR parte 2), se presentan los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN. Estos análisis consideran 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.

En el caso de contingencias de consumos se conservan los montos del ECFyDR2020 parte 1 debido a que los requerimientos obtenidos son significativamente inferiores que para el caso de contingencias de generación. Además, de acuerdo con la resolución SSCC, se tiene que la categoría correspondiente al CPF es simétrica.

# 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 Titulo 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. Este estudio no contempla dentro de sus alcances los análisis correspondientes al SC de Cargas interrumpibles (CI). Estos análisis forman parte del Estudio de SSCC que es desarrollado también por el Coordinador.

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°827 2019 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].

    La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

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].

   La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

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 ±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 ± 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 SSCC.

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 SSCC.

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** | **Límite Superior** | **Tiempo Mínimo de Operación** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **(mayor que)** | **(menor o igual que)** | **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 incursione 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 incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizada por la CNE en enero 2020 y aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos. Cabe señalar que estos son los antecedentes con que contaba el Coordinador en enero de 2020 y que las fechas señaladas pudieran diferir actualmente.

*Tabla 7: Proyectos de Generación Considerados*

| Proyecto | Propietario | Fecha Estimada De Interconexión | Tipo De Tecnología | Potencia Neta [MW] | Ubicación | Punto De Conexión |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Granja Solar** | María Elena Solar S.A. | feb-20 | Solar Fotovoltaico | 105 | Región de Tarapacá | S/E Lagunas 220 kV |
| **Andes Solar IIA** | ANDES SOLAR SpA | feb-20 | Solar Fotovoltaico | 80 | Región de Antofagasta | S/E Andes 220 kV |
| **Usya** | USYA SpA | feb-20 | Solar Fotovoltaico | 52.4 | Región de Antofagasta | S/E Calama 110 kV |
| **Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua** | Parque Eólico Quillagua SpA | may-20 | Solar Fotovoltaico | 100 | Región de Tarapacá | Tap Off Quillagua 220 kV |
| **Tolpán Sur** | Tolpán Sur SpA | jun-20 | Eólico | 84 | Región de la Araucanía | S/E Mulchén 220 kV |
| **Cabo Leones II** | Ibereólica Cabo Leones II S.A. | jul-20 | Eólico | 204 | Región de Atacama | S/E Maitencillo 220 kV |
| **Parque Solar Capricornio** | Engie Energía Chile S.A. | ago-20 | Solar Fotovoltaico | 87.9 | Región de Antofagasta | S/E Capricornio 110 kV |
| **Atacama Solar II** | Atacama Solar S.A. | sep-20 | Solar Fotovoltaico | 150 | Región de Tarapacá | S/E Lagunas 220 kV |
| **Parque Fotovoltaico San Pedro** | GPG Solar Chile 2017 SpA | sep-20 | Solar Fotovoltaico | 106 | Región de Antofagasta | S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama |
| **Parque Eólico Calama** | Engie Energía Chile S.A. | sep-20 | Eólico | 150 | Región de Antofagasta | Tap Off en Línea Calama – Solar Jama 1x220 kV |
| **Parque Eólico Malleco – Fase I** | Wpd Malleco SpA | oct-20 | Eólico | 135.1 | Región de la Araucanía | S/E Río Malleco 220 kV |
| **Parque Eólico Alena** | AR Alena SpA | oct-20 | Eólico | 84 | Región del Biobío | Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe |
| **Santa Isabel Etapa I** | TSGF SpA | oct-20 | Solar Fotovoltaico | 158.7 | Región de Antofagasta | S/E Seccionadora Línea Encuentro – Lagunas 220 kV |
| **Cerro Pabellón Unidad 3** | Geotérmica del Norte S.A. | oct-20 | Geotérmica | 33 | Región de Antofagasta | S/E Cerro Pabellón 220 kV |
| **Parque Fotovoltaico La Huella** | Austrian Solar Chile Seis SpA | oct-20 | Solar Fotovoltaico | 84 | Región de Coquimbo | S/E Don Héctor 220 kV |
| **Parque Eólico Tchamma** | AR Tchamma SpA | oct-20 | Eólico | 155.4 | Región de Antofagasta | S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro – SGO 1x220 kV |
| **Río Escondido** | AR Escondido SpA | oct-20 | Solar Fotovoltaico | 145 | Región de Atacama | S/E Cardones 220 kV |
| **Parque FV Azabache** | Parque Eólico Valle de los Vientos SpA | nov-20 | Solar Fotovoltaico | 59.8 | Región de Antofagasta | S/E Calama 110 kV |
| **Parque Eólico Mesamávida** | Energía Eólica Mesamávida SpA | nov-20 | Eólico | 60 | Región del Biobío | S/E Santa Luisa 154 kV |
| **Parque Eólico Cerro Tigre** | AR Cerro Tigre SpA | nov-20 | Eólico | 184.8 | Región de Antofagasta | S/E Farellón 220 kV |
| **Campos del Sol** | Enel Green Power del Sur SpA | nov-20 | Solar Fotovoltaico | 381 | Región de Atacama | S/E Carrera Pinto 220 kV |

| Proyecto | Propietario | Fecha Estimada De Interconexión | Tipo De Tecnología | Potencia Neta [MW] | Ubicación | Punto De Conexión |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Trupán** | Asociación de Canalistas del Canal Zañartu | dic-20 | Hidro-Pasada | 20 | Región del Biobío | Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV |
| **Los Cóndores** | Enel Generación Chile S.A. | dic-20 | Hidro-Pasada | 150 | Región del Maule | S/E Ancoa 220 kV |
| **Las Lajas** | Alto Maipo SpA | dic-20 | Hidro-Pasada | 267 | Región Metropolitana de Santiago | S/E Florida 110 kV |
| **Alfalfal II** | Alto Maipo SpA | dic-20 | Hidro-Pasada | 264 | Región Metropolitana de Santiago | S/E Los Almendros 220 kV |
| **MAPA** | Celulosa Arauco y Constitución S.A. | dic-20 | Biomasa | 166 | Región del Biobío | S/E Planta Arauco 220 kV |
| **Parque Eólico La Estrella** | Eólica La Estrella SpA | dic-20 | Eólico | 50 | Región del Libertador General Bernardo O'Higgins | Línea Quelentaro - Portezuelo 110 kV |
| **Planta FV Sol del Desierto Fase I** | Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA | dic-20 | Solar Fotovoltaico | 175 | Región de Antofagasta | S/E María Elena 220 kV |
| **Cabo Leones III Fase 1** | Ibereólica Cabo Leones III S.A. | ene-21 | Eólico | 78.1 | Región de Atacama | S/E Maitencillo 220 kV |
| **Parque Eólico Negrete – Etapa I** | Wpd Negrete SpA | ene-21 | Eólico | 36 | Región de Biobío | S/E Negrete 66 kV |
| **Parque Eólico Malleco – Fase II** | Wpd Malleco SpA | feb-21 | Eólico | 137.9 | Región de la Araucanía | S/E Río Malleco 220 kV |
| **Los Olmos** | Energía Eólica Los Olmos SpA | feb-21 | Eólico | 100 | Región del Biobío | Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán - Mulchén |
| **Parque FV Malgarida I** | Acciona Energía Chile SpA | mar-21 | Solar Fotovoltaico | 28 | Región de Atacama | S/E Cumbre 220 kV |
| **Parque FV Malgarida II** | Acciona Energía Chile SpA | mar-21 | Solar Fotovoltaico | 162.7 | Región de Atacama | S/E Cumbre 220 kV |
| **Cardones** | Renovalia | oct-21 | Solar Fotovoltaico | 35 | Región de Atacama | Línea 110 kV Maitencillo – Cardones |

*Tabla 8: Proyectos de Transmisión Considerados*

| Proyecto | Fecha |
|---|---|
| Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV | ene-20 |
| Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo | ene-20 |
| Nueva Subestación Seccionadora Frontera | ene-20 |
| Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV | feb-20 |
| Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones | feb-20 |
| Nueva Compensación Serie en SE Puente Negro 220 kV | mar-20 |
| Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV | jun-20 |
| Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés | jul-20 |
| S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV | ago-20 |
| Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV | ago-20 |
| Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV | nov-20 |
| S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV | nov-20 |
| S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV | nov-20 |
| Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV | may-21 |
| S/E Nueva Ancud 220 kV | may-21 |
| Reemplazo de Transformador 220/110 kV de 75 MVA por 150 MVA | jun-20 |
| Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel | nov-20 |
| Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido | nov-20 |
| Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro | feb-20 |
| Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico | mar-20 |
| S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV | nov-20 |
| S/E Seccionadora Puerto Patache 220kV | jun-20 |
| S/E Seccionadora Geoglifos 220kV | ago-20 |
| Línea de Transmisión 220 kV Lagunas - Puquios, S/E Challacollo, S/E Paguana, S/E Tiquima 220kV | nov-20 |
| S/E Patillos 220 kV | ago-20 |
| S/E Pallata 220 kV | ago-20 |
| S/E Seccionadora Lasana | sep-20 |

## 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 2021 y el 31 de diciembre de 2021.

## 3.4 Escenarios Base

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

Considerando la menor inercia y demanda del SEN, los escenarios de demanda baja tienden a representar las condiciones más desfavorables en términos del control de frecuencia. De acuerdo con la experiencia de la operación real del SEN, para el 1 de enero se presentan condiciones coincidentes de baja demanda y alta penetración ERV lo que se traduce en también una baja inercia. Lo anterior se muestra en la Figura 2.

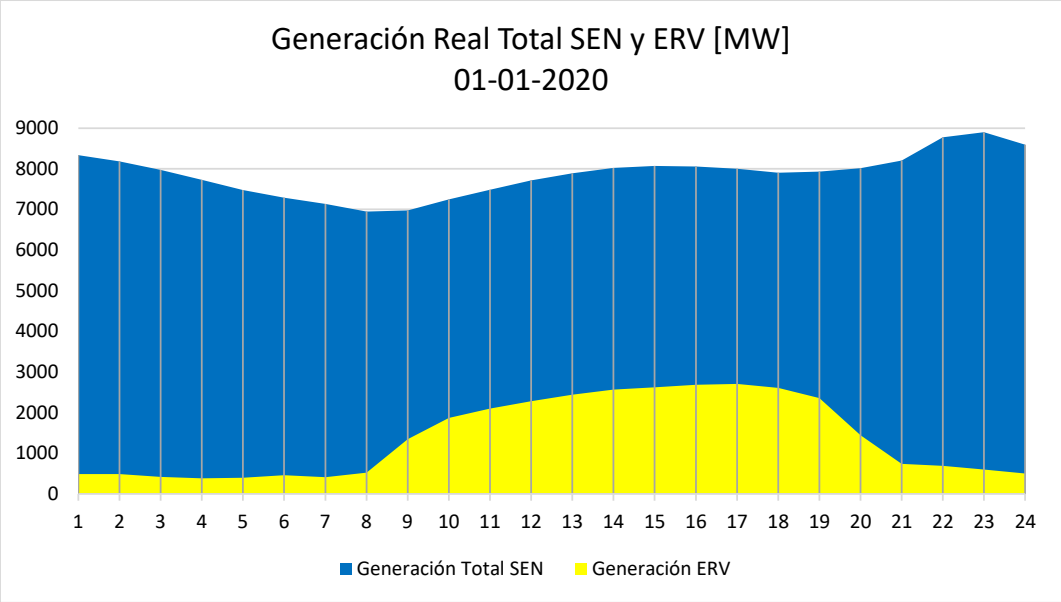


*Figura 2: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 01-01-2020.*

También se pueden obtener los perfiles diarios de generación para cada día completo de los escenarios proyectados como resultados del PLP/Plexos. Además, debido a que los escenarios son generalmente solicitados con un detalle de las unidades en conformidad con los nombres de la BD DIgSILENT, es posible realizar una estimación de la inercia sistémica para cada perfil diario, obtenido a partir de los parámetros de los modelos de los generadores sincrónicos. Para cada generador se tiene su aporte a la inercia del SEN con la potencia aparente nominal [MVA] y la constante de inercia H [s] (base [MVA]).

Por lo tanto en primera instancia, se tiene en la Figura 3 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 1 de enero de 2021 para una condición de hidrología media. La demanda mínima ocurre a las 8:00 hrs con 6962 [MW] y la mínima inercia es del orden de 35,1 [GVA s] a las 10:00 hrs con una generación total de 7085 [MW]. Entre las 8:00 y las 20:00 la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

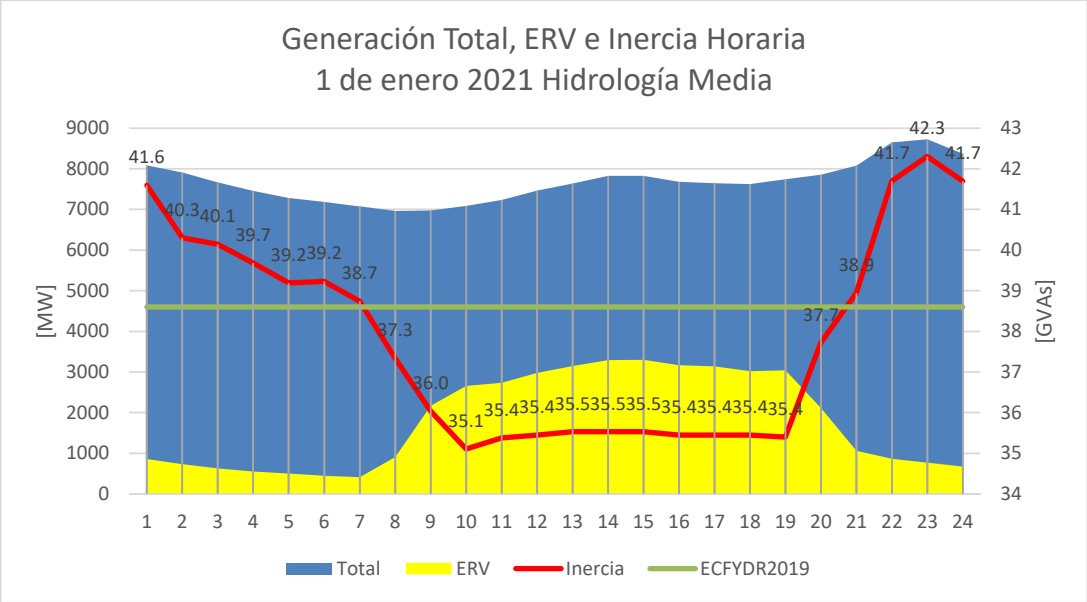


*Figura 3: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 01-01-2021 para hidrología media.*

Posteriormente, se tiene en la Figura 4 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 1 de enero de 2021 para una condición de hidrología seca. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 35,9 [GVA s] a las 12:00 hrs y se mantiene casi constante hasta las 18:00 hrs. En dicha banda horaria la menor generación total es de 7264 [MW] a las 12:00 hrs. Entre las 9:00 y las 19:00 la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

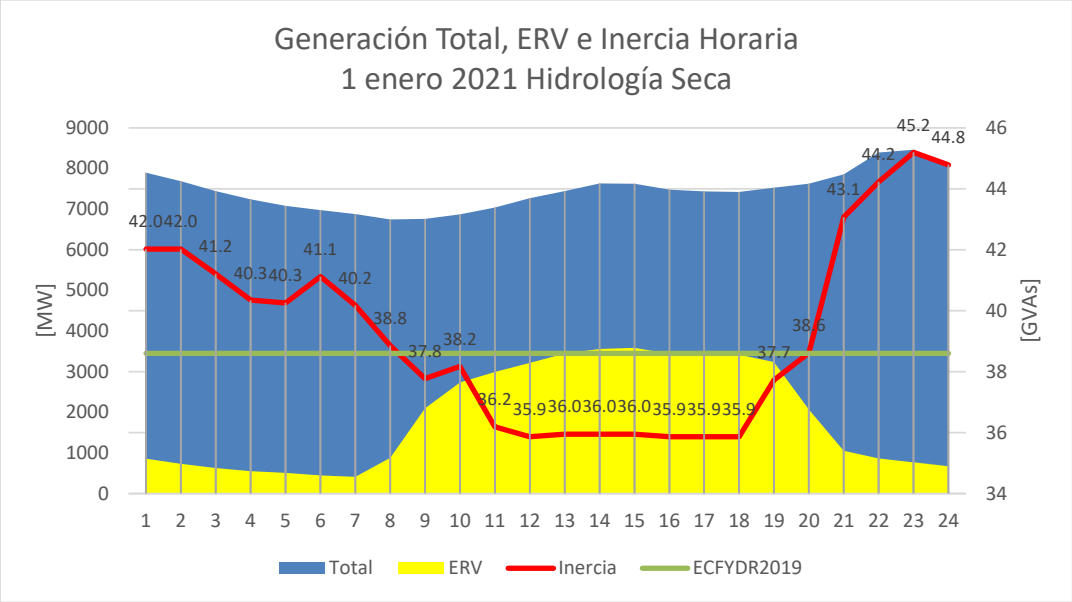


*Figura 4: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 01-01-2021 para hidrología seca.*

Los resultados para la inercia prevista para 1 de enero de 2021 son mayores para la condición de hidrología seca que hidrología media. Esto se debe a que las unidades térmicas, en general, tienen una mayor constante de inercia debido a sus dimensiones y aspectos constructivos.

Asimismo, fue solicitado un escenario adicional de demanda baja para septiembre de 2021, debido a que durante fiestas patrias del año 2019 se dio una condición de aproximadamente 50% penetración ERV, como se aprecia en la Figura 5.

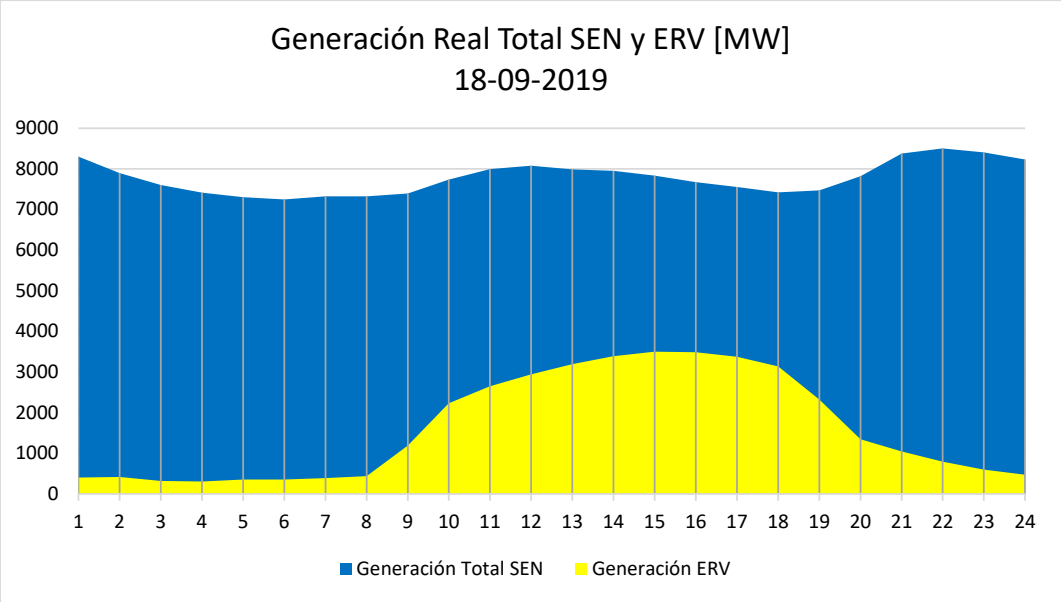


*Figura 5: Generación Real Total SEN y ERV. Escenario 18-09-2019.*

Los resultados se muestran en la Figura 6, donde se tiene también el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 18 de septiembre de 2021 para una condición de hidrología media. La demanda mínima ocurre a las 5:00 hrs con 5926 [MW] y la mínima inercia es del orden de 30,1 [GVA s], más menos constante entre las 13:00 y las 18:00 hrs, donde la mínima generación total (en ese horario) es de 6356 [MW] a las 18:00. Durante todo el día la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

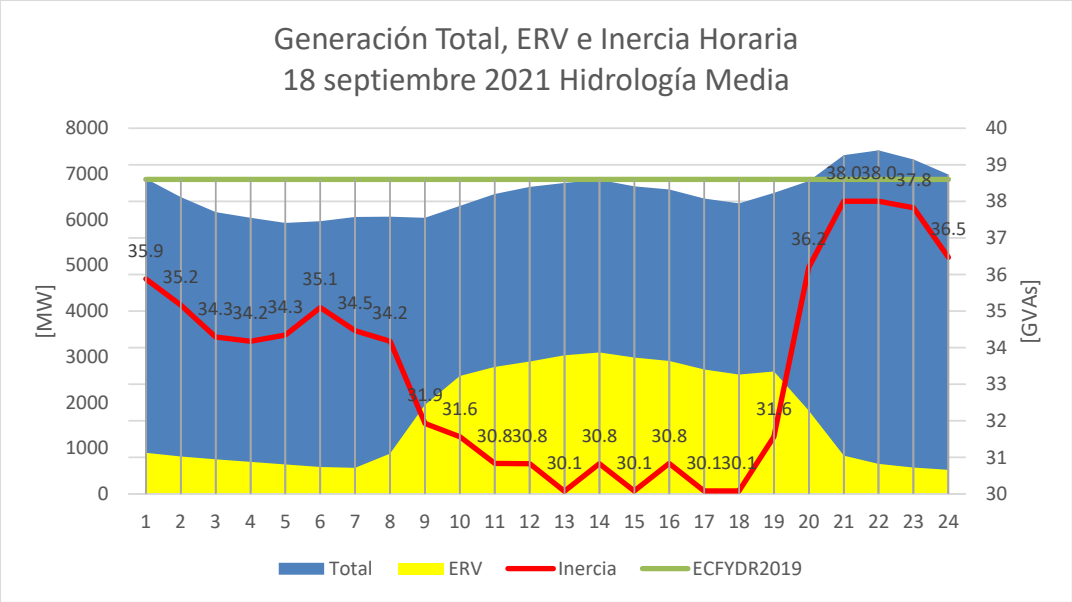


*Figura 6: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 18-09-2021 para hidrología media.*

A partir de los resultados descritos, se puede concluir que las condiciones más desfavorables para efectos del control de frecuencia están previstas para el segundo semestre de 2021, particularmente para el 18 de septiembre durante la tarde. Cabe señalar que las condiciones previstas corresponden a una reducción de más de un 20% en la inercia respecto de la considerada en los análisis de la versión 2019 del ECF y DR.

Cabe señalar que posterior a octubre del 2019 se han presentado escenarios con demandas mínimas del orden de 6500 [MW] y en el actual contexto (emergencias sanitarias o eventos imprevistos que afecten sensiblemente la demanda eléctrica) no es exagerado considerar escenarios con demandas aún inferiores.

En todo caso, en esta versión del ECFyDR 2020 parte 2 se enfoca en un análisis sobre requerimientos mínimos del sistema ante contingencias para distintos escenarios. Para esto fueron elaborados perfiles diarios de generación e inercia previstos para los días 9 de marzo y 20 de julio del 2021.

Los resultados se muestran en la Figura 7, donde se tiene también el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 9 de marzo de2021 para una condición de hidrología seca. La demanda mínima ocurre a las 5:00 hrs con 7950 [MW] y la mínima inercia es del orden de 47 [GVA s], más menos constante entre las 9:00 y las 14:00 hrs, donde la mínima generación total (en ese horario) es de 9000 [MW] a las 9:00. Durante todo el día la inercia prevista para el SEN es bastante superior a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

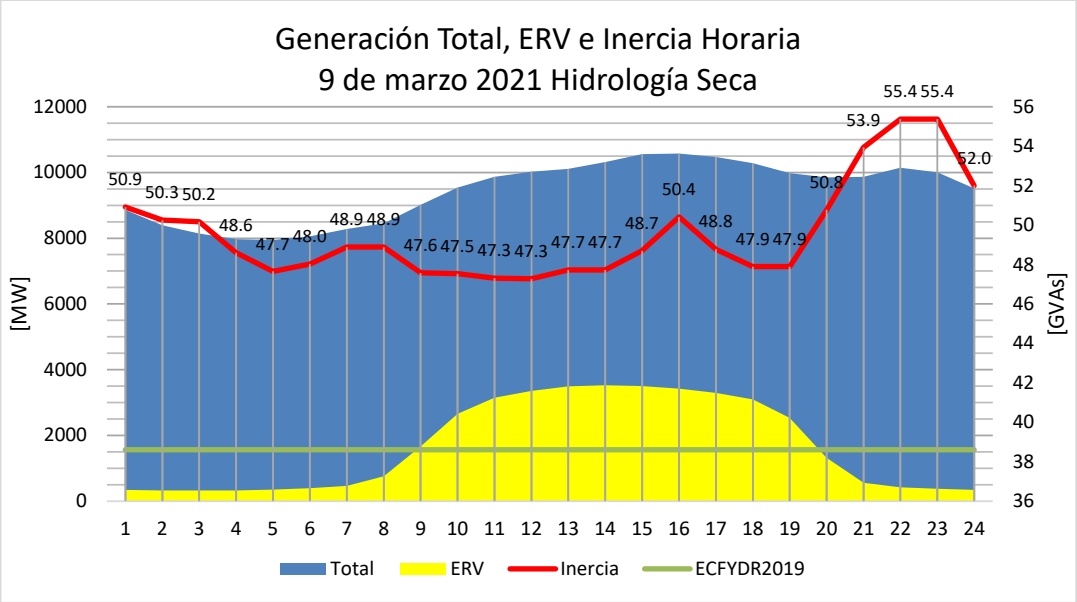


*Figura 7: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 09-03-2021 para hidrología seca.*

Posteriormente, se tiene en la Figura 8 el perfil de generación total, ERV e inercia prevista para el 20 de julio de 2021 para una condición de hidrología media. En esta situación, la mínima inercia es del orden de 48,6 [GVA s] a las 14:00 hrs con una generación total de alrededor de 10600 [MW]. A lo largo de todo el día la inercia prevista para el SEN es menor a la prevista en el ECF y DR 2019 de aproximadamente 38,9 [GVA s].

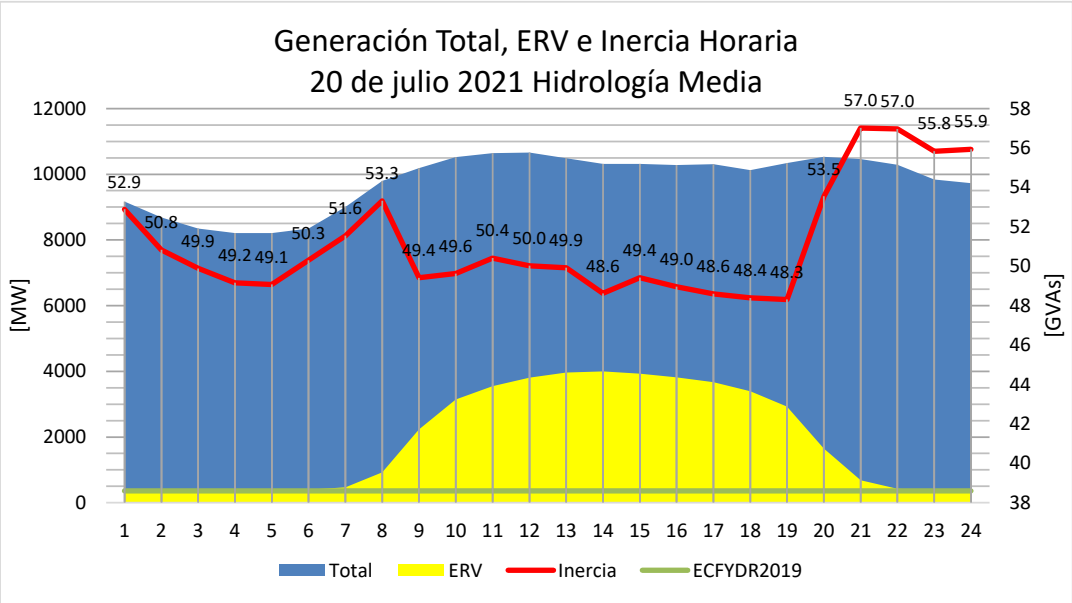


*Figura 8: Generación Total, ERV e Inercia Horaria. Escenario previsto 20-07-2021 para hidrología media.*

Inicialmente se harán análisis para la condición más exigente prevista y se harán sensibilizaciones para montos creciente de generación total del SEN, manteniendo la inercia en alrededor de 30 [GVAs]. Posteriormente, y con ayuda de los perfiles diarios determinados, se busca elaborar escenarios con inercia creciente, de tal manera que también sea posible contar con dos montos de generación total del SEN para cada nivel de inercia. A continuación, en Tabla 9 se muestra el resumen de todos los escenarios analizados elaborados en la BD DIgSILENT Power Factory del SEN:

*Tabla 9. Resumen Generación Escenarios Base ECFyDR 2020 parte 2.*

| Caso | Escenario | Descripción | Inercia [GVAs] | Cap. Total [MVA] | Inercia [s] | Generación Total SEN [MW] | Generación ERV [MW] | % ERV |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Base** | DB 18-09-2021 18:00 HM | Demanda Baja 18-09-2021 18:00 Hidrología Media | 30 | 7692 | 3.90 | 6335 | 2525 | **40%** |
| **Caso 1** | Sens Demanda 1 | Sensibilidad Demanda 1 | 30 | 7692 | 3.90 | 7000 | 2525 | **36%** |
| **Caso 2** | Sens Demanda 2 | Sensibilidad Demanda 2 | 30 | 7692 | 3.90 | 7627 | 2722 | **36%** |
| **Caso 3** | DB 01-01-2021 11:00 HS | Demanda Baja 01-01-2021 11:00 Hidrología Seca | 36.56 | 9246 | 3.95 | 7062 | 2671 | **38%** |
| **Caso 4** | DB 01-01-2021 14:00 HS | Demanda Baja 01-01-2021 14:00 Hidrología Seca | 36.56 | 9246 | 3.95 | 7696 | 2996 | **39%** |
| **Caso 5** | DM 01-01-2021 01:00 HM | Demanda Media 01-01-2021 01:00 Hidrología Media | 42.9 | 10545 | 4.07 | 7888 | 606 | **8%** |
| **Caso 6** | DM 01-01-2021 22:00 HM | Demanda Media 01-01-2021 22:00 Hidrología Media | 42.9 | 10545 | 4.07 | 8636 | 809 | **9%** |
| **Caso 7** | DA_09-03-2021 20:00 HS | Demanda Alta_09-03-2021 20:00 Hidrología Seca | 49.65 | 11664 | 4.26 | 9675 | 1820 | **19%** |
| **Caso 8** | DA_09-03-2021 16:00 HS | Demanda Alta_09-03-2021 16:00 Hidrología Seca | 49.65 | 11664 | 4.26 | 10644 | 3426 | **32%** |
| **Caso 9** | DA_20-07-2021 24:00 HM | Demanda Alta_20-07-2021 24:00 Hidrología Media | 56.7 | 13388 | 4.24 | 9237 | 339 | **4%** |
| **Caso 10** | DA_20-07-2021 22:00 HM | Demanda Alta_20-07-2021 22:00 Hidrología Media | 56.7 | 13388 | 4.24 | 10264 | 430 | **4%** |

El detalle de los despachos se adjunta como parte de los anexos del documento.

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 total del SEN.

## 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 julio de 2019 hasta junio de 2020, con resolución de 10 segundos.
   b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre 01 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020.

b) Vigentes:
    a. Esquema de EDAC vigente.
    b. Base de datos (BD) Power Factory DIgSILENT del SEN.

c) Previstos: Predicción de la demanda del año 2021 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 2020.

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], por cuanto el Coordinador ha instruido la inhabilitación del escalón de 49,0 [Hz] del EDAC del Norte Grande.

# 4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

## 4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias

Para evaluar la necesidad de la determinación de los requerimientos mínimos de inercia total del SEN y de reservas ante contingencias, se realizaron diversas simulaciones en la BD DIgSILENT del SEN. Para ello, se consideraron condiciones de operación previstas más desfavorables en cuanto a la inercia sistémica, ya sea escenarios de demanda mínima y máxima, como así también escenarios de día y noche, lo anterior considerando que ante una mayor penetración ERV para un mismo nivel de demanda el sistema cuenta con una menor inercia.

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

En el presente informe se determinan sólo los requerimientos de CPF para las condiciones más desfavorables de inercia y sin considerar la presencia de CRF, acorde con las condiciones de operación esperadas y los recursos disponibles en el horizonte del estudio.

### 4.1.1 Consideraciones en cuanto a la Respuesta del SEN ante Contingencias

En relación con las exigencias normativas, la respuesta de la frecuencia del SEN ante contingencias simples debe cumplir con:

- Una determinada tasa de caída de frecuencia (2[Hz/s], según NT SyCS art 3-10): se exige que las unidades o parques soporten sin desconectarse cambios en la frecuencia de hasta 2 Hz/s.
- Un determinado error permanente de frecuencia (según NT SyCS artículo 5-25): de este artículo se desprende que, para variaciones de frecuencia en operación normal, la banda de frecuencia admisible corresponde a +/-0,2 [Hz], mientras que para la situación postcontingencia la banda admisible sería +/-0,7 [Hz]. Esto significa que la frecuencia de régimen permanente luego de la acción del CPF debe establecerse por sobre 49.3Hz. Estos criterios determinan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF.
- Una excursión máxima o valor mínimo de frecuencia (48,3 [Hz], según NT SyCS artículo 5-35): ante una contingencia simple la frecuencia mínima admisible es 48,3 [Hz], permitiéndose un descenso transitorio por debajo de ese valor por menos de 200 ms. En el cumplimiento de esta exigencia inciden principalmente la inercia del sistema y también la acción conjunta del CRF y CPF. Esta exigencia contribuye a la seguridad de la operación del sistema.

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 de la NT de SSCC, se establece que "*Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples.*" Al respecto, teniendo en cuenta la frecuencia de

actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva es más exigente que lo dispuesto en el artículo 5-35 de la NT SyCS.

### 4.1.2 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación

#### 4.1.2.1 Metodología

Los requerimientos de CPF para las condiciones más desfavorables previstas de inercia y demanda, considerando CRF nulo, fueron determinados para el ECFyDR 2020 parte 1. Debido a los montos resultantes y la probabilidad de ocurrencia de las condiciones más exigentes, se detectó la oportunidad de establecer requerimientos menores en otras condiciones más favorables.

Por lo tanto, se determinaron los requerimientos de CPF tal que, para otras condiciones además de las más desfavorables de Inercia y CRF nulo, la respuesta de la frecuencia del SEN ante la contingencia simple de generación más exigente cumpla con los estándares normativos. La relevancia de este análisis es que considera los recursos disponibles en el sistema para el cumplimiento de los estándares normativos, particularmente para evitar desconexión de carga por acción del EDAC.

Para evaluar la contribución del CPF a reducir la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia, se determinan los requerimientos de aporte de CPF a los 10 segundos con el fin de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. No obstante, debido a que hay casos donde la frecuencia mínima se alcanza previo a los 10 segundos para ese escenario, se determinó también el valor efectivo entre 0-10s postcontingencia calculado como la integral de la potencia de turbina en dicho intervalo dividida por 10 segundos.

Por otro lado, se determinan los requerimientos de CPF para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 [Hz].

Para los análisis fue escogido como caso base el escenario denominado “DB 18-09-2021_18-00 hrs_HM” correspondiente a la condición más exigente prevista en términos de inercia y demanda. estos corresponden a alrededor de 30 [GVAs] de inercia y 6335 [MW] de generación total SEN.

Se buscó obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho. El escenario base tiene una alta reserva en giro disponible y, los montos y cantidad de unidades participantes requeridas para el CPF que resultan del análisis no permiten reducirla significativamente. Por lo tanto, para efectos de los resultados, solamente tiene relevancia el aporte efectivo postcontingencia al CPF inicial y permanente, de manera que la reserva en giro es solo referencial.

Fueron considerados tiempos de simulación de 121 segundos y la contingencia se aplicó en el primer segundo de simulación. Esto se realiza para contemplar los tiempos de establecimiento exigidos para unidades hidráulicas en el Art 3-17 de la NT SyCS.

En el ECFyDR2020 parte 1 fueron realizados análisis para determinar la dependencia de los requerimientos de CPF a la inercia del SEN para un mismo monto de generación total del SEN. Lo anterior demostró que, si bien se reducen los requerimientos de CPF inicial ante aumentos de la inercia del SEN, no es eficiente establecer restricciones de inercia para reducir las reservas. En esta versión del estudio se realizó, en primera instancia, una sensibilización detallada de los montos resultantes para los requerimientos de CPF, para distintos niveles de generación total del SEN. Este análisis entrega una muestra del efecto del amortiguamiento de la carga en los requerimientos de CPF. Dicho efecto deriva de la reducción de la carga como consecuencia de su dependencia con la frecuencia

Posteriormente, se realizaron los análisis de requerimientos para los escenarios restantes, cuyo detalle se adjunta en los anexos de este informe, mientras que en este cuerpo principal solamente se muestra un resumen. Esto se realiza para enfocarse en el análisis paramétrico y determinar tendencias para establecer requerimientos para CPF como una función de la inercia y generación total del SEN.

#### 4.1.2.1 Sensibilidad Reservas CPF ante Distintas Condiciones de Generación Total SEN

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones para el caso base y dos casos con generación total del SEN creciente en escenarios de demanda baja y día. Los escenarios que se analizan corresponden a los escenarios 01, 02 y 03 de la Tabla 9 del documento.

Respecto las unidades participantes en el CPF, fueron seleccionadas para cumplir requerimiento mínimo determinado a partir de escenario DB día, considerando que se encontraban despachadas.

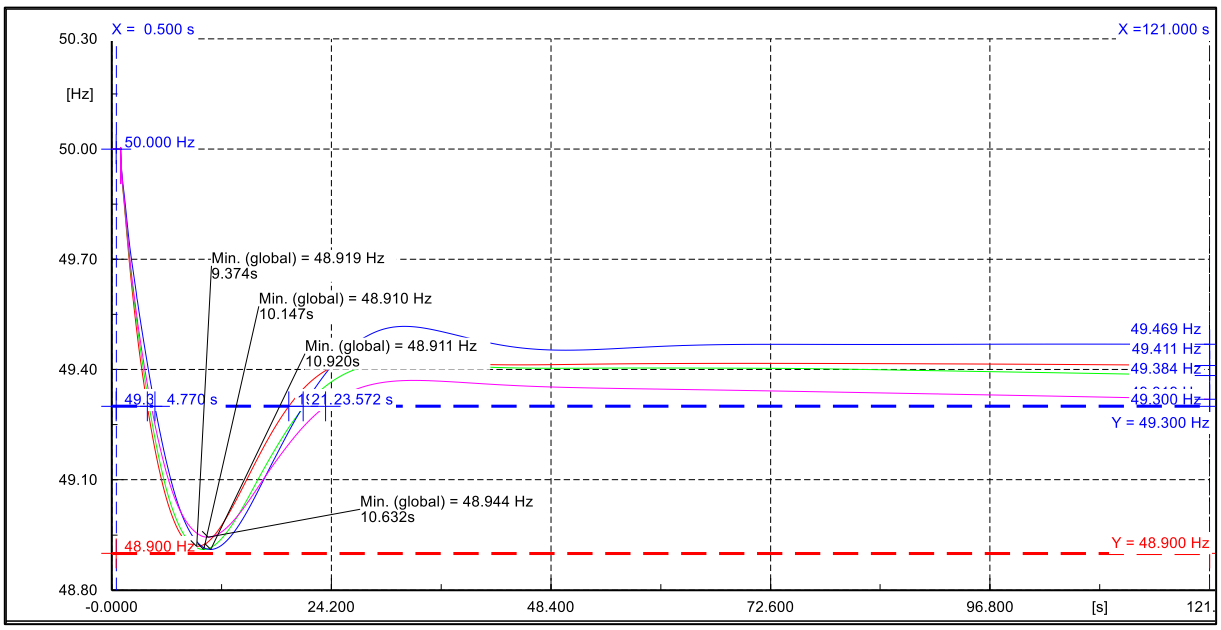


*Figura 9: Frecuencia Eléctrica de SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW rojo), caso 1 (7000 MW verde), caso 3a (7600 MW azul) y caso 3b(7600 MW magenta).*

De la Figura 9, se verifica que en todos los casos la frecuencia desciende hasta un valor mínimo superior a los 48.9 [Hz] sin activar el primer escalón del EDAC. del mismo modo se verifica que la frecuencia postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5-25, 5-35 y 5-37 de la NT. En general, se obtiene una leve holgura de alrededor de entre 10-20 [mHz] respecto la frecuencia mínima admisible de 48,9 [Hz], excepto en el caso 3b. En el caso de la frecuencia permanente se obtiene una holgura de 0,1-0,11 [Hz], excepto en el caso 3a. Esto se debe a la dificultad de dar cumplimiento de manera simultánea a las exigencias de excursión máxima y error permanente para 7600 [MW] de generación del SEN con las unidades despachadas participantes del CPF. Por lo tanto, para el caso 2 los resultados para aporte de CPF inicial se basan en el caso 2a y para CPF permanente en el caso 2b.

Por otra parte, de la misma Figura 9, se puede aprecia que el tiempo de simulación para el cual la frecuencia alcanza su valor mínimo, va en aumento en la medida que se tiene una mayor generación total del SEN.

Respecto el detalle de los aportes individuales de las unidades particpantes del CPF, para el caso base los resultados se resumen en la Tabla 10. Se aprecian los aportes iniciales (10 segs) y permanentes (2 minutos), tanto para la potencia electrica como mecánica. Además, se muestra el valor efectivo del aporte de potencia mecánica en los primeros 10 segundos postcontingencia. El aporte inicial requerido es 325 [MW] (valor instantáneo 10s) mientras que el permanente es 323 [MW]. Si se considera el aporte inicial como el valor efectivo (0-10 s) fueron requeridos 174 [MW], lo que corresponde a un 53,5% del instantáneo. El detalle de las graficas de las simulaciones se adjunta como parte del anexos del documento.

*Tabla 10: Resultados Aportes Unidades Participantes en CPF. Caso Base.*

| | | | | Potencia Eléctrica | | | | | | Potencia Turbina MW | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Unidad** | **tipo** | **Inercia [MVA*s]** | **P_Máx Dinámica [MW]** | **Despacho DIgSILENT** | **RGIRO** | **10segs [MW]** | **Aporte @10s [MW]** | **2min** | **Aporte @2min** | **P Base** | **Despacho DIgSILENT** | **RGIRO** | **10segs [MW]** | **Aporte @10s [MW]** | **2min** | **Aporte @2min** | **Valor Efectivo 1-10s** | **Valor Medio/ Aporte @10s** | **Valor Efectivo 1-2min** | **Valor Efectivo 1-5min** |
| **ANG1** | carbón | 1584.0 | 280.0 | 150.1 | **129.9** | 196.3 | **46.2** | 164.6 | **14.5** | 280.4 | 150.1 | 129.9 | 198.1 | **48.0** | 164.6 | **14.5** | **29.1** | **61%** | **21.9** | **17.5** |
| **ANG2** | carbón | 1584.0 | 284.4 | 150.1 | **134.3** | 197.4 | **47.3** | 164.8 | **14.7** | 280.4 | 150.1 | 134.3 | 199.2 | **49.1** | 164.8 | **14.7** | **29.7** | **61%** | **22.3** | **17.7** |
| **CCH1** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 105.1 | **168.9** | 143.2 | **38.1** | 139.4 | **34.3** | 280.5 | 105.1 | 168.9 | 144.7 | **39.6** | 139.4 | **34.3** | **22.6** | **57%** | **34.2** | **34.3** |
| **CCH2** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 105.1 | **168.9** | 142.8 | **37.7** | 136.5 | **31.4** | 280.5 | 105.1 | 168.9 | 144.2 | **39.1** | 136.5 | **31.4** | **21.9** | **56%** | **31.7** | **31.5** |
| **Guacolda U3** | carbón | 885.2 | 152.0 | 75.0 | **77.0** | 81.6 | **6.6** | 82.5 | **7.5** | 152.0 | 75.0 | 77.0 | 82.5 | **7.5** | 82.5 | **7.5** | **6.2** | **83%** | **7.4** | **7.5** |
| **Guacolda U4** | carbón | 885.2 | 152.0 | 75.0 | **77.0** | 81.6 | **6.6** | 82.5 | **7.5** | 152.0 | 75.0 | 77.0 | 82.5 | **7.5** | 82.5 | **7.5** | **6.3** | **83%** | **7.4** | **7.5** |
| **El Toro U1** | hidro | 302.6 | 122.6 | 25.0 | **97.6** | 55.1 | **30.1** | 71.6 | **46.6** | 100.0 | 25.0 | 97.6 | 55.4 | **30.4** | 71.6 | **46.6** | **13.9** | **46%** | **42.0** | **44.7** |
| **El Toro U2** | hidro | 302.6 | 122.6 | 25.0 | **97.6** | 55.1 | **30.1** | 71.6 | **46.6** | 100.0 | 25.0 | 97.6 | 55.4 | **30.4** | 71.6 | **46.6** | **13.9** | **46%** | **42.0** | **44.7** |
| **El Toro U3** | hidro | 302.6 | 122.6 | 25.0 | **26.1** | 52.5 | **27.5** | 71.3 | **46.3** | 100.0 | 25.0 | 97.6 | 52.8 | **27.8** | 71.3 | **46.3** | **12.6** | **45%** | **40.8** | **44.1** |
| **El Toro U4** | hidro | 302.6 | 122.6 | 25.0 | **21.0** | 42.7 | **17.7** | 68.7 | **43.7** | 100.0 | 25.0 | 97.6 | 43.0 | **18.0** | 68.7 | **43.7** | **7.9** | **44%** | **34.8** | **40.2** |
| **Canutillar U1** | hidro | 224.0 | 86.4 | 55.0 | **44.1** | 68.3 | **13.3** | 71.8 | **16.8** | 66.5 | 55.0 | 31.4 | 68.9 | **13.9** | 71.8 | **16.8** | **4.9** | **35%** | **16.3** | **16.6** |
| **Canutillar U2** | hidro | 224.0 | 86.4 | 55.0 | **43.9** | 68.3 | **13.3** | 71.8 | **16.8** | 66.5 | 55.0 | 31.4 | 68.9 | **13.9** | 71.8 | **16.8** | **4.9** | **35%** | **16.3** | **16.6** |
| | | | | | **1086.3** | | **314.6** | | **326.9** | | | | | **325.1** | | **326.8** | **174.0** | **53.5%** | **316.9** | **322.9** |

Para el caso 1 los resultados se resumen en la Tabla 11. El aporte inicial requerido es 298 [MW] (valor instantáneo 10s) mientras que el permanente es 313 [MW]. Si se considera el aporte inicial como el valor efectivo (0-10 s) fueron requeridos aproximadamente 159 [MW], lo que corresponde a un 53,3% del instantáneo. El detalle de las graficas de las simulaciones se adjunta como parte del anexos del documento.

*Tabla 11: Resultados Aportes Unidades Participantes en CPF. Caso 1 (7000 [MW] Generación Total SEN).*

| | | | | Potencia Eléctrica | | | | | | Potencia Turbina MW | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unidad | tipo | Inercia [MVA*s] | P_Máx Dinámica [MW] | Despacho DIgSILENT [MW] | RGIRO [MW] | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min [MW] | Aporte @2min [MW] | P Base [MW] | Despacho DIgSILENT [MW] | RGIRO [MW] | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min [MW] | Aporte @2min [MW] | Valor Efectivo 1-10s | Valor Medio/ Aporte @10s | Valor Efectivo 1-2min | Valor Efectivo 1-5min |
| **ANG1** | carbón | 1584.0 | 280.0 | 200.0 | **80.0** | 240.7 | **40.7** | 216.8 | **16.8** | 280.3 | 200.0 | 80.0 | 241.6 | **41.6** | 216.8 | **16.8** | **24.8** | **60%** | **21.3** | **18.6** |
| **ANG2** | carbón | 1584.0 | 284.4 | 200.0 | **84.4** | 241.8 | **41.8** | 217.0 | **17.0** | 280.3 | 200.0 | 84.4 | 242.6 | **42.7** | 217.0 | **17.0** | **25.4** | **59%** | **21.8** | **18.9** |
| **CCH1** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 199.9 | **74.1** | 251.5 | **51.5** | 273.4 | **73.5** | 280.4 | 199.9 | 74.1 | 252.1 | **52.2** | 273.2 | **73.3** | **33.2** | **64%** | **68.1** | **71.2** |
| **CCH2** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 200.0 | **74.0** | 248.7 | **48.7** | 241.7 | **41.8** | 280.5 | 200.0 | 74.0 | 249.3 | **49.3** | 241.7 | **41.7** | **27.8** | **56%** | **41.8** | **41.7** |
| **El Toro U1** | hidro | 302.6 | 122.6 | 85.0 | **37.6** | 112.8 | **36.7** | 122.7 | **37.7** | 100.0 | 85.0 | 37.6 | 112.9 | **27.9** | 122.7 | **37.6** | **12.3** | **44%** | **35.3** | **36.7** |
| **El Toro U2** | hidro | 302.6 | 122.6 | 85.0 | **37.6** | 112.8 | **27.7** | 122.7 | **37.7** | 100.0 | 85.0 | 37.6 | 112.9 | **27.9** | 122.7 | **37.6** | **12.3** | **44%** | **35.3** | **36.7** |
| **El Toro U3** | hidro | 302.6 | 122.6 | 85.0 | **37.6** | 110.5 | **25.5** | 122.7 | **37.7** | 100.0 | 85.0 | 37.6 | 110.7 | **25.7** | 122.7 | **37.6** | **11.1** | **43%** | **35.0** | **36.6** |
| **El Toro U4** | hidro | 302.6 | 122.6 | 85.0 | **37.6** | 101.8 | **16.8** | 122.7 | **37.7** | 100.0 | 85.0 | 37.6 | 101.9 | **16.9** | 122.7 | **37.6** | **7.0** | **41%** | **32.2** | **35.5** |
| **Canutillar U1** | hidro | 224.0 | 86.4 | 55.0 | **31.4** | 68.5 | **13.5** | 72.3 | **17.3** | 66.5 | 55.0 | 31.4 | 68.6 | **13.6** | 72.3 | **17.3** | **4.7** | **35%** | **16.7** | **17.0** |
| | | | | | **301.4** | | **301.4** | | **316.8** | | | | | **297.7** | | **316.6** | **158.7** | **53.3%** | **307.4** | **312.9** |

Para el caso 2a los resultados se resumen en la Tabla 13. El aporte inicial requerido es 266 [MW] (valor instantáneo 10s) mientras que el permanente es 306 [MW]. Si se considera el aporte inicial como el valor efectivo (0-10 s) fueron requeridos 131 [MW], lo que corresponde a un 49,2% del instantáneo. El detalle de las graficas de las simulaciones se adjunta como parte del anexos del documento.

*Tabla 12: Resultados Aportes Unidades Participantes en CPF. Caso 2a (7600 [MW] Generación Total SEN).*

| | | | | Potencia Eléctrica | | | | | | Potencia Turbina MW | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unidad | tipo | Inercia [MVA*s] | P_Máx Dinámica [MW] | Despacho DIgSILENT | RGIRO | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min | Aporte @2min | P Base | Despacho DIgSILENT | RGIRO | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min | Aporte @2min | Valor Medio 1-10s | Valor Medio/ Aporte@10s | Valor Efectivo 1-2min | Valor Efectivo 1-5min |
| **ANG1** | carbón | 1584.0 | 280.0 | 200.0 | **80.0** | 240.8 | **40.8** | 214.0 | **14.0** | 280.4 | 200.0 | 80.0 | 241.0 | **41.0** | 214.0 | **14.0** | **23.0** | **56%** | **19.2** | **16.1** |
| **CCH1** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 200.0 | **74.0** | 251.3 | **51.3** | 264.8 | **64.8** | 280.5 | 200.0 | 74.0 | 251.6 | **51.6** | 264.8 | **64.8** | **31.8** | **62%** | **61.5** | **63.5** |
| **CCH2** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 200.0 | **74.0** | 248.0 | **48.0** | 236.0 | **36.0** | 280.5 | 200.0 | 74.0 | 248.1 | **48.1** | 236.0 | **36.0** | **25.8** | **54%** | **37.8** | **36.7** |
| **El Toro U1** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 108.6 | **28.6** | 122.3 | **42.3** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 108.6 | **28.6** | 122.3 | **42.3** | **12.1** | **42%** | **39.0** | **41.0** |
| **El Toro U2** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 108.6 | **28.6** | 122.3 | **42.3** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 108.6 | **28.6** | 122.3 | **42.3** | **12.1** | **42%** | **39.0** | **41.0** |
| **El Toro U3** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 106.1 | **26.1** | 122.0 | **42.0** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 106.1 | **26.1** | 122.0 | **42.0** | **10.9** | **42%** | **38.0** | **40.4** |
| **El Toro U4** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 97.1 | **17.1** | 119.7 | **39.7** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 97.1 | **17.1** | 119.7 | **39.7** | **6.8** | **40%** | **32.7** | **36.9** |
| **Canutillar U1** | hidro | 224.0 | 86.4 | 55.0 | **31.4** | 67.6 | **12.6** | 70.2 | **15.2** | 66.5 | 55.0 | 31.4 | 67.6 | **12.6** | 70.2 | **15.2** | **4.2** | **33%** | **15.2** | **15.2** |
| **Canutillar U2** | hidro | 224.0 | 86.4 | 55.0 | **31.4** | 67.6 | **12.6** | 70.2 | **15.2** | 66.5 | 55.0 | 31.4 | 67.6 | **12.6** | 70.2 | **15.2** | **4.2** | **33%** | **15.2** | **15.2** |
| | | | | | **699.6** | | **265.4** | | **311.5** | | | | | **266.1** | | **311.4** | **131.0** | **49.2%** | **297.6** | **305.9** |

Finalmente, para el caso 2a los resultados se resumen en la Tabla 13. El aporte inicial requerido es 281 [MW] (valor instantáneo 10s) mientras que el permanente es 297 [MW]. Si se considera el aporte inicial como el valor efectivo (0-10 s) fueron requeridos 157 [MW], lo que corresponde a un 55,9% del instantáneo. El detalle de las graficas de las simulaciones se adjunta como parte del anexos del documento.

*Tabla 13: Resultados Aportes Unidades Participantes en CPF. Caso 2b (7600 [MW] Generación Total SEN).*

| | | | | Potencia Eléctrica | | | | | | Potencia Turbina MW | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Unidad | tipo | Inercia [MVA*s] | P_Máx Dinámica [MW] | Despacho DIgSILENT | RGIRO | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min | Aporte @2min | P Base | Despacho DIgSILENT | RGIRO | 10segs [MW] | Aporte @10s [MW] | 2min | Aporte @2min | Valor Medio 1-10s | Valor Medio/ Aporte@10s | Valor Efectivo 1-2min | Valor Efectivo 1-5min |
| **ANG1** | carbón | 1584.0 | 280.0 | 200.0 | **80.0** | 239.9 | **39.9** | 218.9 | **18.9** | 280.4 | 200.0 | 80.0 | 240.3 | **40.3** | 218.9 | **18.9** | **23.8** | **59%** | **23.0** | **20.6** |
| **ANG2** | carbón | 1584.0 | 284.4 | 200.0 | **84.4** | 241.0 | **41.0** | 219.2 | **19.2** | 280.4 | 200.0 | 84.4 | 241.3 | **41.3** | 219.1 | **19.1** | **24.4** | **59%** | **23.5** | **20.9** |
| **CCH1** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 200.0 | **74.0** | 251.8 | **51.8** | 273.5 | **73.5** | 280.5 | 200.0 | 74.0 | 252.1 | **52.1** | 273.5 | **73.5** | **32.9** | **63%** | **68.3** | **71.4** |
| **CCH2** | carbón | 1273.8 | 274.0 | 200.0 | **74.0** | 248.6 | **48.6** | 245.3 | **45.3** | 280.5 | 200.0 | 74.0 | 248.7 | **48.7** | 245.3 | **45.3** | **26.9** | **55%** | **44.6** | **45.0** |
| **Guacolda U3** | carbón | 885.2 | 152.0 | 75.0 | **77.0** | 82.3 | **7.3** | 82.5 | **7.5** | 152.0 | 75.0 | 77.0 | 82.5 | **7.5** | 82.5 | **7.5** | **6.2** | **83%** | **7.4** | **7.5** |
| **Guacolda U4** | carbón | 885.2 | 152.0 | 75.0 | **77.0** | 82.3 | **7.3** | 82.5 | **7.5** | 152.0 | 75.0 | 77.0 | 82.5 | **7.5** | 82.5 | **7.5** | **6.2** | **83%** | **7.4** | **7.5** |
| **El Toro U1** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 108.9 | **28.9** | 122.7 | **42.7** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 108.9 | **28.9** | 122.6 | **42.6** | **12.7** | **44%** | **39.6** | **41.4** |
| **El Toro U2** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 108.9 | **28.9** | 122.7 | **42.7** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 108.9 | **28.9** | 122.6 | **42.6** | **12.7** | **44%** | **39.6** | **41.4** |
| **El Toro U3** | hidro | 302.6 | 122.6 | 80.0 | **42.6** | 106.4 | **26.4** | 122.7 | **42.7** | 100.0 | 80.0 | 42.6 | 106.4 | **26.4** | 122.6 | **42.6** | **11.5** | **43%** | **39.1** | **41.2** |
| | | | | | **669.6** | | **280.0** | | **300.0** | | | | | **281.7** | | **299.7** | **157.4** | **55.9%** | **292.6** | **296.8** |

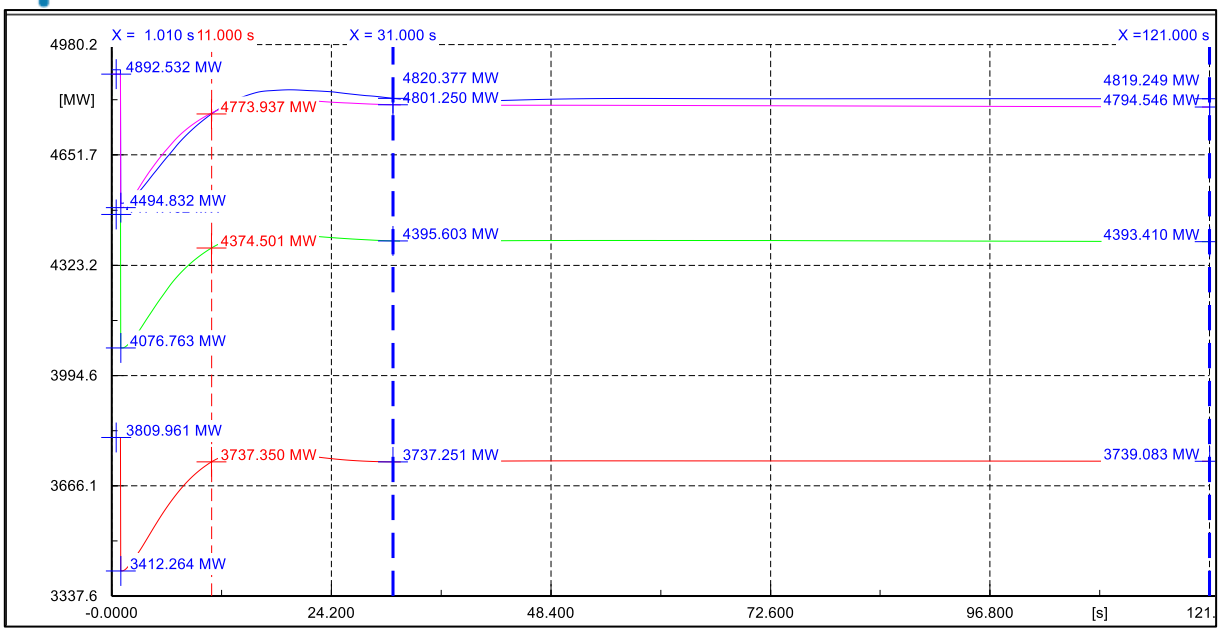


*Figura 10: Potencia mecánica (turbina) de SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW rojo), caso 1 (7000 MW verde), caso 2a (7600 MW azul) y caso 2b(7600 MW magenta).*

En la Figura 10, se aprecia la potencia mecánica de las unidades convencionales de todo el SEN para los casos analizados. En primera instancia se muestran los montos de generacion convencional asociado a cada caso, pre y postcontingencia inmediato, a los 10 segundos y a los 2 minutos. El aumento de los montos de potencia mecánica en cada caso se debe al nivel de demanda a abastecer y para ver la reservas requeridas se debe deteminar la diferencia respecto el monto postcontingencia inmediato para los 10 segundos y 2 minutos en cada caso.

Por otra parte, se puede apreciar que en general la potencia alcanza a establecerse en menos de 30 segundos postcontingencia y que la diferencia entre los casos 2a y 2b para el valor a los 2 minutos es 24,7 [MW]. Esto explica la diferencia de 0,17 [Hz] (49,47 – 49 ,3 [Hz]) de frecuencia permanente que se visualiza en la Figura 9.

En las Figura 11 se aprecia la generación total del SEN para todos los casos analizados, en la Figura 12 se aprecia la carga total del SEN, mientras que en la Figura 13 se aprecian las pérdidas totales del SEN.

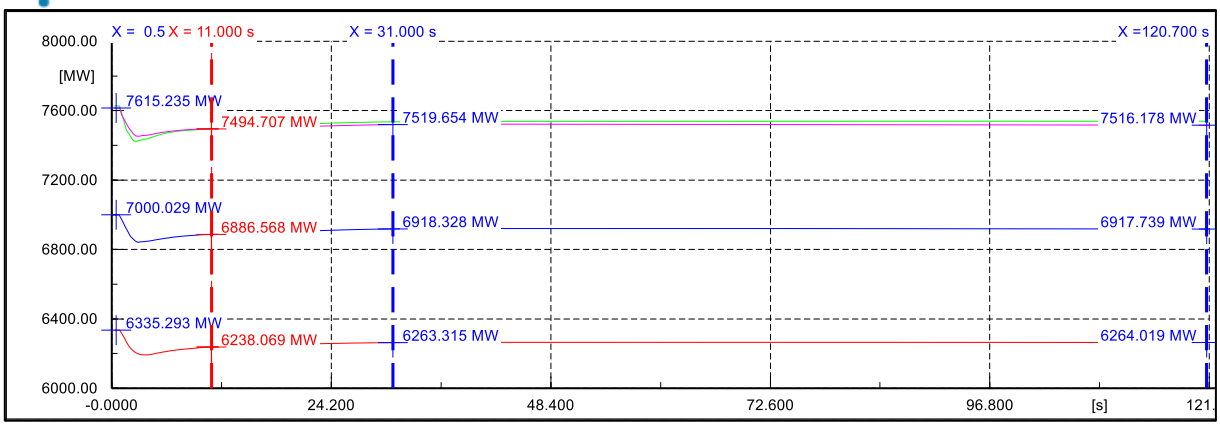


*Figura 11: Generación Total SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW rojo), caso 1 (7000 MW verde), caso 2a (7600 MW azul) y caso 2b(7600 MW magenta).*

Respecto la generación total del SEN, se aprecia los montos asociados a cada uno de los casos analizados y el monto resultante en el que el SEN alcanza a establecerse en régimen permanente considerando el descenso de carga asociada a su dependencia de la frecuencia.

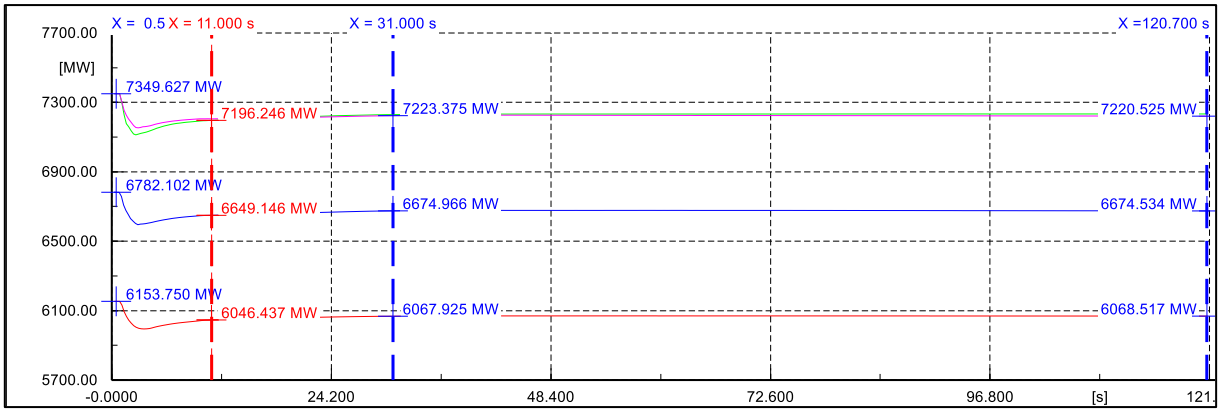


*Figura 12: Carga Total SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW rojo), caso 1 (7000 MW verde), caso 2a (7600 MW azul) y caso 2b(7600 MW magenta).*

Respecto la carga total del SEN, se aprecia la reducción de carga asociada a la dependencia de esta en función de la frecuencia. Cabe señalar que también existe un efecto asociada a la dependencia de la tensión.

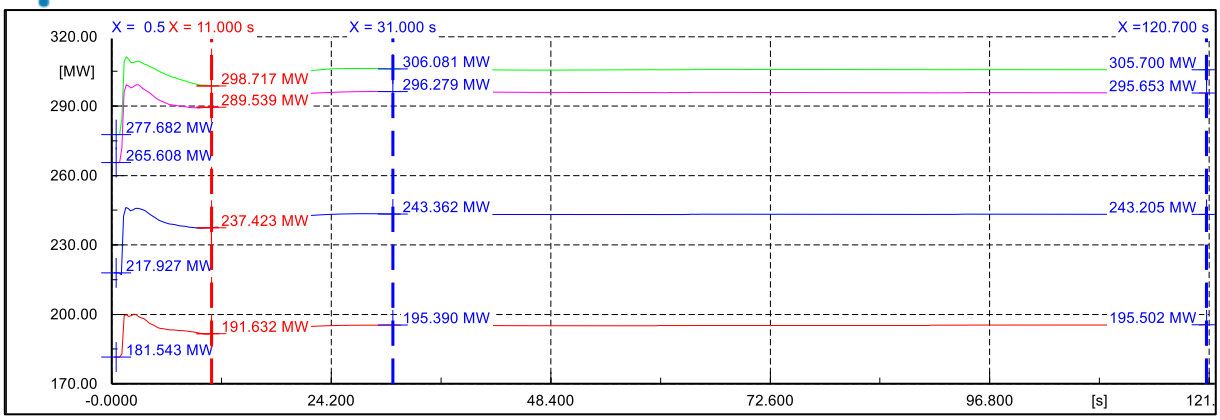


*Figura 13: Pérdidas Total SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW rojo), caso 1 (7000 MW verde), caso 2a (7600 MW azul) y caso 2b(7600 MW magenta).*

En base a las figuras anteriores asociadas a la generacion total del SEN, potencia mecanica, carga y pérdidas se pueden resumir estos resultados y determinar el "Balance" como el aporte del SEN al déficit de generación, el cual es detallado en la Tabla 14.

*Tabla 14: Balance del SEN ante Contingencias Generación. Caso base (6335 MW), caso 1 (7000 MW), caso 2a (7600 MW) y caso 2b(7600 MW).*

| Caso | Balance Total SEN | Inicial [MW] | Postcont. [MW] | 10segs [MW] | 2min [MW] | Balance [MW] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Base | Generación | 6335.3 | | 6238.4 | 6264.0 | - |
| | Carga | 6153.8 | | 6046.8 | 6068.5 | **85.2** |
| | Potencia Mecánica | 3810.0 | 3412.3 | 3737.3 | 3739.1 | - |
| | Pérdidas | 181.5 | | 191.6 | 195.5 | **-14.0** |
| | Aporte CPF | - | - | **325.1** | **326.8** | **326.8** |
| | | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | **398.1** |
| Caso 1 | Generación | 6999.9 | | 6886.8 | 6917.7 | - |
| | Carga | 6782.0 | | 6649.3 | 6674.5 | **107.5** |
| | Potencia Mecánica | 4474.5 | 4076.8 | 4374.5 | 4393.4 | - |
| | Pérdidas | 217.9 | | 237.5 | 243.2 | **-25.3** |
| | Aporte CPF | - | - | **297.7** | **316.6** | **316.6** |
| | | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | **398.8** |
| Caso 2a | Generación | 7627.3 | | 7495.2 | 7538.9 | - |
| | Carga | 7349.6 | | 7196.4 | 7233.2 | **116.4** |
| | Potencia Mecánica | 4905.5 | 4507.8 | 4773.9 | 4819.2 | - |
| | Pérdidas | 277.7 | | 298.7 | 305.7 | **-28.0** |
| | Aporte CPF | - | - | **266.1** | **311.4** | **311.4** |
| | | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | **399.8** |
| Caso 2b | Generación | 7615.2 | | 7494.7 | 7516.1 | - |
| | Carga | 7349.6 | | 7205.1 | 7220.5 | **129.1** |
| | Potencia Mecánica | 4892.5 | 4494.8 | 4776.5 | 4794.5 | - |
| | Pérdidas | 265.6 | | 289.7 | 295.7 | **-30.0** |
| | Aporte CPF | - | - | **281.7** | **299.7** | **299.7** |
| | | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | **398.8** |

De la tabla anterior, se cuantifica lo siguiente:

- Las reservas de potencia utilizada van desde los 326.8 [MW] en el case base hasta 299,7 [MW] en el caso 2b.

- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es va desde los 85 [MW] en el caso base a los 129 [MW] caso 2b.
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN va desde los 14 [MW] a 30 [MW].
- En cada caso, el aporte que efectúa el sistema al déficit de generación se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia y corresponde a aproximadamente a 398 [MW].

Habiendo verificado los montos resultantes mediante el chequeo del "Balance", los resultados se resumen a continuación.

*Tabla 15: Resumen Resultados Sensibilidad Requerimientos de CPF ante Distintas Condiciones de Generación Total del SEN.*

| Escenario | Inercia [GVAs] | Generación Total SEN [MW] | Caso | CPF | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Aporte CPF @10s [MW] | Valor Efectivo 0-10s [MW] | Valor Efectivo/ Aporte @10s | Aporte CPF @2min [MW] | Valor Efectivo 0-2min [MW] | Aporte CPF Permanente [MW] |
| **DB 18-09-2021 18:00 HM** | **30** | **6350** | Base | 323.1 | 174.0 | 53.9% | 326.8 | 317.0 | **322.9** |
| **Sens Demanda 1** | **30** | **7000** | Caso 1 | 297.7 | 158.7 | 53.3% | 316.6 | 307.4 | **312.9** |
| **Sens Demanda 2** | **30** | **7600** | Caso 2 | 266.1 | 131.0 | 49.2% | 299.7 | 292.6 | **296.9** |

De los resultados se aprecia que, en efecto existe una incidencia significativa del nivel de generación total del SEN en los requerimientos de CPF tanto inicial como permanente. Esto justifica la definición de escenarios de análisis de acuerdo con los perfiles diarios de generación previstos para el 2021.

#### 4.1.2.2 Resumen Resultados Requerimientos CPF

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los requerimientos mínimos de CPF inicial y permanente. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia bajo los 48,9 [Hz], lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 [Hz]. Tal como se señala anteriormente, para el caso 2 los resultados para aporte de CPF inicial se basan en el caso 2a y para CPF permanente en el caso 2b.

*Tabla 16: Resumen Resultados Requerimientos CPF*

| Escenario | Inercia [GVAs] | Generación Total SEN [MW] | Caso | CPF | | | | | | Dif. Pérdidas Permanente [MW] | Reducción Carga Permanente [MW] | Frec, Min [Hz] | Tiempo Frec Min [s] | Frec, Permanente [Hz] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Aporte CPF @10s [MW] | Valor Efectivo 0-10s [MW] | Valor Efectivo/ Aporte @10s | Aporte CPF @2min [MW] | Valor Efectivo 0-2min [MW] | Aporte CPF Permanente [MW] | | | | | |
| **DB 18-09-2021 18:00 HM** | **30** | **6350** | Base | 323.1 | 174.0 | 53.9% | 326.8 | 317.0 | **322.9** | -14.0 | 85.2 | 48.919 | 8.4 | 49.469 |
| **Sens Demanda 1** | **30** | **7000** | Caso 1 | 297.7 | 158.7 | 53.3% | 316.6 | 307.4 | **312.9** | -25.3 | 107.5 | 48.91 | 9.1 | 49.384 |
| **Sens Demanda 2** | **30** | **7600** | Caso 2 | 266.1 | 131.0 | 49.2% | 299.7 | 292.6 | **296.9** | -30.0 | 129.1 | 48.911 | 9.9 | 49.319 |
| **DB 01-01-2021 11:00 HS** | **36.6** | **7062** | Caso 3 | 260.4 | 126.4 | 48.5% | 304.9 | 292.9 | **300.1** | -16.4 | 109.0 | 48.913 | 10.5 | 49.360 |
| **DB 01-01-2021 14:00 HS** | **36.6** | **7695** | Caso 4 | 243.7 | 114.8 | 47.1% | 294.3 | 289.4 | **292.3** | -19.7 | 124.3 | 48.907 | 14.7 | 49.361 |
| **DM 01-01-2021 01:00 HM** | **42.9** | **7888** | Caso 5 | 187.8 | 111.7 | 59.5% | 285.0 | 265.9 | **277.3** | -3.1 | 114.1 | 48.912 | 15.6 | 49.361 |
| **DM 01-01-2021 22:00 HM** | **42.9** | **8636** | Caso 6 | 174.5 | 94.6 | 54.2% | 281.5 | 258.2 | **272.2** | -11.9 | 127.2 | 48.915 | 14.7 | 49.394 |
| **DA_09-03-2021 20:00 HS** | **49.7** | **9674** | Caso 7 | 132.2 | 60.0 | 45.4% | 252.0 | 228.2 | **242.4** | -17.1 | 162.6 | 48.908 | 16.3 | 49.315 |
| **DA_09-03-2021 16:00 HS** | **49.7** | **10644** | Caso 8 | 113.9 | 52.1 | 45.7% | 241.0 | 217.4 | **231.55** | -18.0 | 177.5 | 48.904 | 17.4 | 49.345 |
| **DA_20-07-2021 24:00 HM** | **56.7** | **9237** | Caso 9 | 140.6 | 70.9 | 50.5% | 269.9 | 241.6 | **258.6** | -15.5 | 145.1 | 48.914 | 19.1 | 49.321 |
| **DA_20-07-2021 22:00 HM** | **56.7** | **10264** | Caso 10 | 123.0 | 68.5 | 55.7% | 249.3 | 220.6 | **237.8** | -13.8 | 164.1 | 48.915 | 20.8 | 49.320 |

El detalle de los aportes individuales, el chequeo de “Balance” y las gráficas de las respuestas del SEN y unidades participantes en el CPF, se adjunta en los anexos de este informe, para cada uno de los escenarios analizados.

#### 4.1.2.3 Análisis Paramétrico

##### 4.1.2.3.1 Aporte CPF Permanente

De acuerdo con los resultados observados y en conformidad con la teoría se obtiene una curva de la tendencia de reducción de carga creciente en función de la demanda total del SEN.

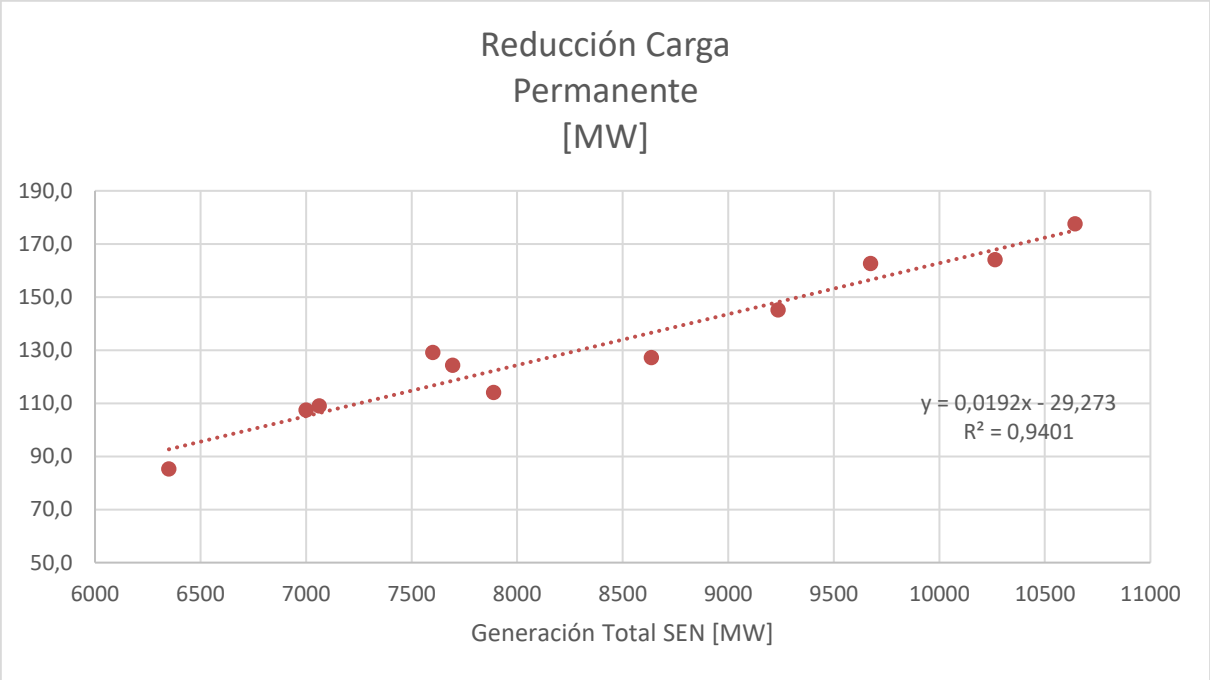


*Figura 14: Reducción de carga Permanente para distintas condiciones de Generación Total SEN.*

Con la ecuación que se muestra en el gráfico es posible obtener los requerimientos para CPF permanentes en función de la potencia desconectada y el nivel de demanda.

Aporte CPF@2min = Potencia Desconectada – 0.0192 * GxSEN + 29.273 – ΔPérdidas

Ese considera una aproximación como promedio para los ΔPérdidas y para el factor entre el aporte @2min y efectivo a 5 minutos. Con lo anterior, se verificaron los resultados obtenidos respecto los resultados obtenidos en las simulaciones, cuyo detalle se muestra en la Tabla 17:
:

*Tabla 17: Verificación Resultados Requerimientos CPF Permanente*

| Generación Total SEN [MW] | Reducción Carga Permanente [MW] | Frec, Permanente [Hz] | Aporte CPF @2min [MW] | error [MW] | % | factor 2min efectivo | Aporte CPF Permanente [MW] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6350 | 85.2 | 49.469 | 321.1 | -5.7 | -1.8% | 98.8% | **317.3** |
| 7000 | 107.5 | 49.384 | 308.7 | -8.0 | -2.6% | 98.8% | **305.0** |
| 7600 | 129.1 | 49.319 | 297.1 | -2.6 | -0.9% | 99.0% | **294.3** |
| 7062 | 109.0 | 49.36 | 307.5 | 2.6 | 0.9% | 98.4% | **302.7** |
| 7695 | 124.3 | 49.361 | 295.3 | 1.1 | 0.4% | 99.3% | **293.4** |
| 7888 | 114.1 | 49.361 | 291.6 | 6.6 | 2.3% | 97.3% | **283.8** |
| 8636 | 127.2 | 49.394 | 277.3 | -4.2 | -1.5% | 96.7% | **268.1** |
| 9674 | 162.6 | 49.315 | 257.3 | 5.4 | 2.1% | 96.2% | **247.6** |
| 10644 | 177.5 | 49.345 | 238.7 | -2.3 | -1.0% | 96.1% | **229.32** |
| 9237 | 145.1 | 49.321 | 265.7 | -4.2 | -1.6% | 95.8% | **254.6** |
| 10264 | 164.1 | 49.32 | 246.0 | -3.3 | -1.3% | 95.4% | **234.7** |

Cabe señalar que fue considerada la contingencia de severidad 5 para San Isidro II con 397 [MW]

De la verificación se aprecia que no existe una diferencia significativa entre los resultados de las simulaciones y las estimaciones mediante una tendencia lineal. Por lo tanto, se emplea esta metodología para obtener los resultados detallados en la tabla 3 del punto 1.2., considerando una contingencia de severidad 5 con 400 [MW].

#### 4.1.2.3.2 Aporte CPF Inicial

A partir de los resultados detallados en la Tabla 16 se determinaron las tendencias de los aportes iniciales (instantáneos @10s) en función de generación total SEN para distintas condiciones de inercia. Se considera que la inercia será el parámetro más relevante y en torno a un cierto monto de esta, se analizó la dependencia de los requerimientos de CPF inicial, respecto el nivel de generación total del SEN. En la siguiente figura de aprecian los resultados obtenidos para el CPF inicial como función de la generación total del SEN, como curvas distintas para cada nivel de inercia analizado.

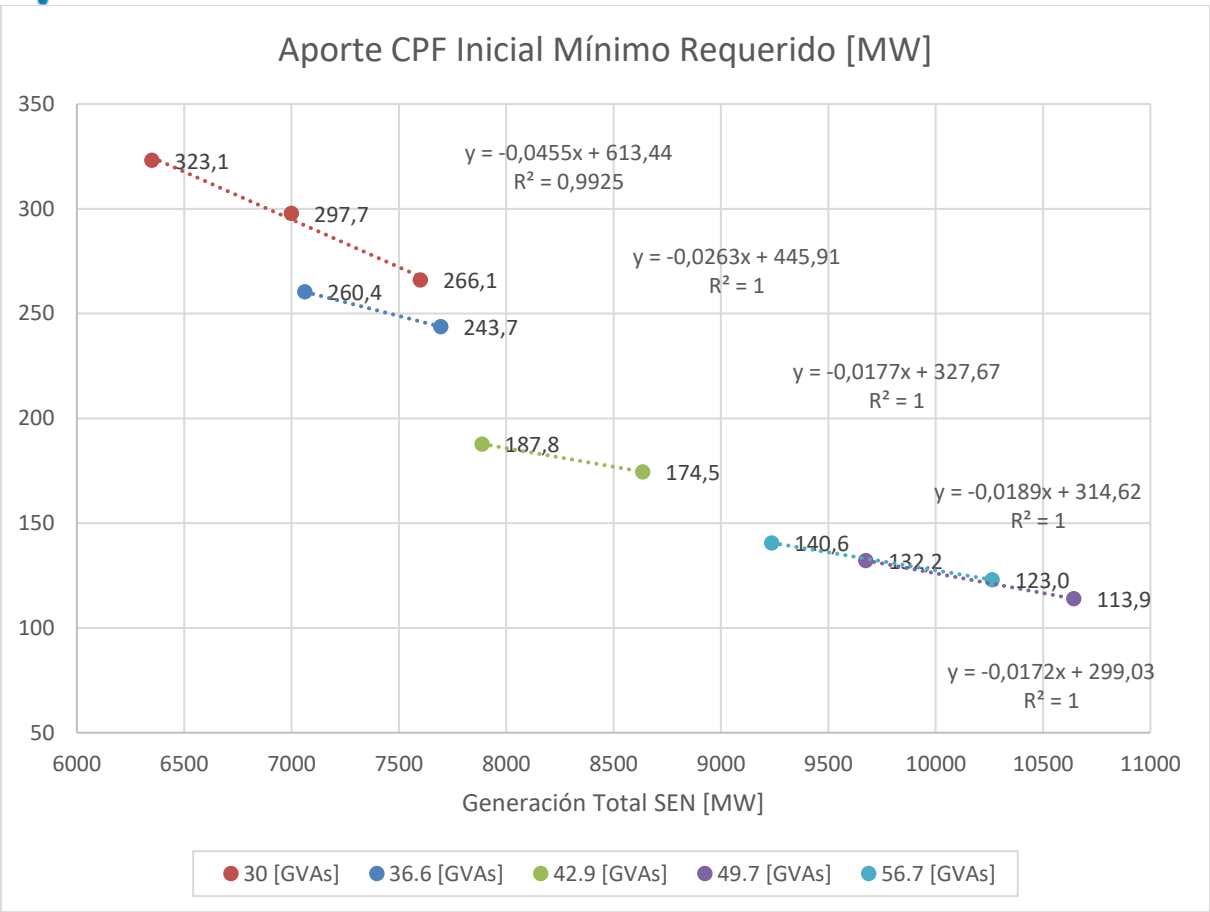


*Figura 15: Aporte CPF inicial [MW] vs Generación Total SEN, para distintas condiciones de inercia. 30 [GVAs] rojo, 36,6 [GVAs] azul, 42,9 [GVAs] verde, 49,7 [GVAs] morado y 56,7 [GVAs] celeste.*

De la Figura 15, se aprecia que cada condición de inercia presenta una distinta pendiente en la recta. A medida que se consideran condiciones de menor inercia, la curva tiene una pendiente más negativa. Por tanto, la tasa de reducción de los requerimientos de CPF inicial ante aumentos de la generación total del SEN, disminuye a medida que aumenta la inercia. Por lo tanto, no sería preciso considerar una sola regresión para todas las condiciones de inercia. De la misma manera, la constante que representa la intersección de la curva con el eje de las ordenadas, también se reduce a medida que aumenta la inercia.

La situación que se presenta en la figura 15 tiene sentido considerando que el aumento de la inercia implica una menor desviación de frecuencia, y que esto a su vez aumenta los tiempos para el cual se alcanza la frecuencia mínima. Adicionalmente el CPF de unidades convencionales alcanza a actuar de mejor forma.

Los coeficientes de las regresiones lineales de la figura 15 se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 18: Coeficientes regresiones lineales Aporte Inicial CPF (@10s) vs Generación total SEN, para distintas condiciones de inercia.*

| Inercia [GVAs] | Pendiente Coef. A | 100 * A | Intersección Eje Ordenadas Coef B |
|---|---|---|---|
| 30 | -0.0455 | -4.55 | 613.44 |
| 36.6 | -0.0263 | -2.63 | 445.91 |
| 42.9 | -0.0177 | -1.77 | 327.67 |
| 49.7 | -0.0189 | -1.89 | 314.62 |
| 56.7 | -0.0172 | -1.72 | 299.03 |

En la Tabla 18, se muestra la pendiente de cada curva como el coeficiente A, cuya variación en la medida que aumenta la inercia se muestra en la Figura 16:

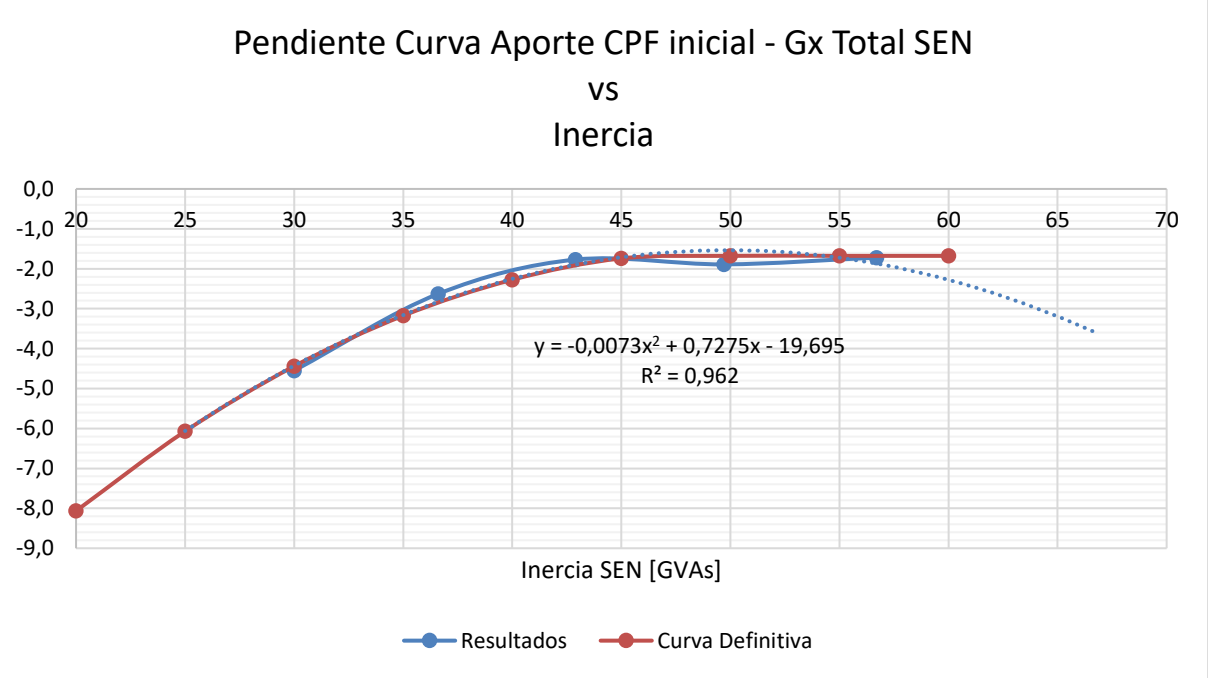


*Figura 16: Pendiente Curvas Aporte inicial vs Generación Total SEN, para distintas condiciones de inercia. En azul curva resultados y curva roja es la definitiva*

Se puede apreciar que el coeficiente A (pendiente de las curvas) aumenta de acuerdo con una característica cuadrática, no obstante para montos de inercia sobre los 57 [GVAs] no debería seguir la misma tendencia pues la curva se vuelve decreciente. Por lo tanto, como aproximación se opta mantener constante para valores de inercia sobre 50 [GVAs].

En la Tabla 18, se muestra la intersección en eje ordenadas de las curvas de cada curva como el coeficiente B, cuya variación en la medida que aumenta la inercia se muestra en la Figura 17:

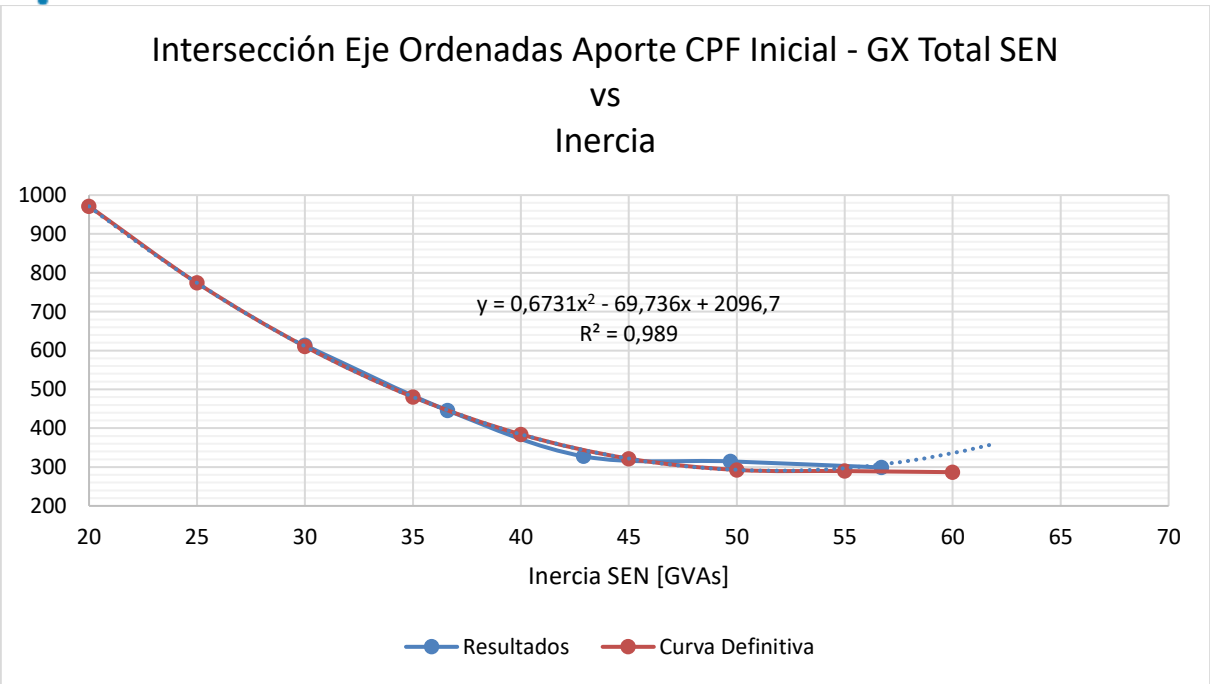


*Figura 17: Intersección eje ordenadas Curvas Aporte inicial vs Generación Total SEN, para distintas condiciones de inercia. En azul curva resultados y curva roja es la definitiva*

Se puede apreciar que el coeficiente B (intersección eje ordenadas de las curvas) decrece de acuerdo con una característica cuadrática, no obstante para montos de inercia sobre los 57 [GVAs] no debería seguir la misma tendencia pues la curva se vuelve creciente. Por lo tanto, como aproximación se opta para valores de inercia sobre 50 [GVAs] se vaya reduciendo levemente.

En la siguiente tabla se muestra la verificación de los resultados de las curvas de color azul de la Figura 16 y Figura 17, respecto los valores obtenidos mediante simulaciones. Como se aprecia, en los casos en torno a los 55 [GVAs] se tiene un mayor error, por lo que se justifica modificar dichos coeficientes según la curva definitiva.

*Tabla 19: Verificación Resultados Requerimientos CPF Inicial*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6350 | 7000 | 7600 | 7062 | 7695 | 7888 | 8636 | 9674 | 10644 | 9237 | 10264 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 30.0 | 328.5 | 299.6 | 273.0 | | | | | | | | |
| Error | 1.7% | 0.6% | 2.6% | | | | | | | | |
| 36.6 | | | | 245.2 | 227.1 | | | | | | |
| Error | | | | -5.8% | -6.8% | | | | | | |
| 42.9 | | | | | | 192.3 | 178.0 | | | | |
| Error | | | | | | 2.4% | 2.0% | | | | |
| 49.7 | | | | | | | | 141.7 | 126.5 | | |
| Error | | | | | | | | 7.2% | 11.0% | | |
| 56.7 | | | | | | | | | | 129.8 | 110.1 |
| Error | | | | | | | | | | -7.7% | -10.5% |

Por lo tanto, se modifican los coeficientes mediante las curvas de color rojo en la Figura 16 y la Figura 17. De esta manera los resultados definitivos se muestran en la Tabla 20:

*Tabla 20: Requerimientos de CPF inicial (valores instantáneos a 10s).*

| Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] | | | | | | | | | | | | Coeficientes Definitivos | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 | A | B |
| **30** | | 322 | 300 | 277 | 255 | 233 | 211 | 189 | n/a | n/a | n/a | -4.440 | 610.4 |
| **35** | 290 | 274 | 258 | 242 | 226 | 211 | 195 | 179 | 163 | n/a | n/a | -3.175 | 480.5 |
| **40** | 248 | 236 | 225 | 214 | 202 | 191 | 179 | 168 | 157 | 145 | 134 | -2.275 | 384.2 |
| **45** | 217 | 209 | 200 | 191 | 182 | 174 | 165 | 156 | 148 | 139 | 130 | -1.740 | 321.6 |
| **50** | 192 | 184 | 175 | 167 | 159 | 150 | 142 | 133 | 125 | 117 | 108 | -1.677 | 292.7 |
| **55** | 189 | 181 | 172 | 164 | 156 | 147 | 139 | 130 | 122 | 114 | 105 | -1.677 | 289.7 |
| **60** | 186 | 178 | 169 | 161 | 153 | 144 | 136 | 128 | 119 | 111 | 102 | -1.677 | 286.8 |

La estimación de requerimientos de CPF inicial para baja inercia y altos montos de Generación total del SEN es una condición en extremo particular. Analizar esa condición requiere análisis detallados que no se prevén necesarios para el 2021. Se tiene la misma situación para escenarios con inercias inferiores a 30 [GVAs]. Los resultados definitivos de la Tabla 20 se muestran como una familia de curvas en la Figura 18.

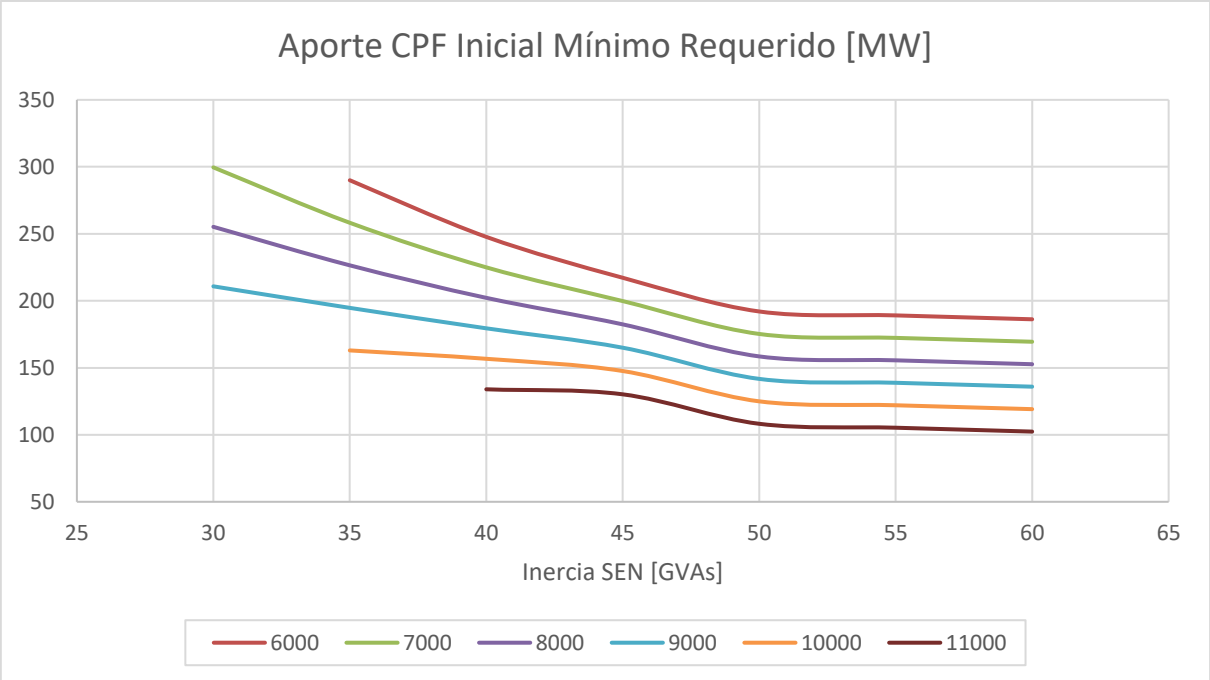


*Figura 18: Resultados definitivos Aporte CPF inicial Mínimo Requerido vs Inercia para distintas condiciones de Generación Total SEN.*

Se recomienda expresar los resultados de los análisis considerando el CPF inicial como el valor efectivo entre 0-10s postcontingencia para contrastar con los resultados anteriores (expresados

como valor instantáneo a los 10 s). Como aproximación se considera que corresponde a un 55% del aporte inicial instantáneo a los 10 segundos, en conformidad con los resultados de Tabla 16 y cuyos montos se muestran en la Tabla 21.

*Tabla 21: Requerimientos de CPF inicial (valores valor efectivos 0-10s postcontingencia).*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 177 | 165 | 153 | 140 | 128 | 116 | 104 | | | |
| **35** | 159 | 151 | 142 | 133 | 125 | 116 | 107 | 98 | 90 | | |
| **40** | 136 | 130 | 124 | 117 | 111 | 105 | 99 | 92 | 86 | 80 | 74 |
| **45** | 119 | 115 | 110 | 105 | 100 | 96 | 91 | 86 | 81 | 76 | 72 |
| **50** | 106 | 101 | 96 | 92 | 87 | 83 | 78 | 73 | 69 | 64 | 60 |
| **55** | 104 | 99 | 95 | 90 | 86 | 81 | 76 | 72 | 67 | 63 | 58 |
| **60** | 102 | 98 | 93 | 89 | 84 | 79 | 75 | 70 | 66 | 61 | 56 |

Para la condición más exigente prevista correspondiente a 30 [GVAs] de inercia y 6335 [MW] de generación total del SEN, se recomienda seguir considerando como aporte inicial requerido 325 [MW] como valor instantáneo y 184 [MW] como valor efectivo 0-10s.

En la Figura 19 se muestra cómo cambian el aporte inicial requerido en función de la inercia, para distintos montos de generación total del SEN. Si bien la tasa de cambio tiene un valor similar a -3 [MW/GVAs] para un nivel de generación de 7600 [MW], a medida que se tiene un escenario con menor generación total del SEN la tasa alcanza a ser menor a -5,5 [MW/GVAs].

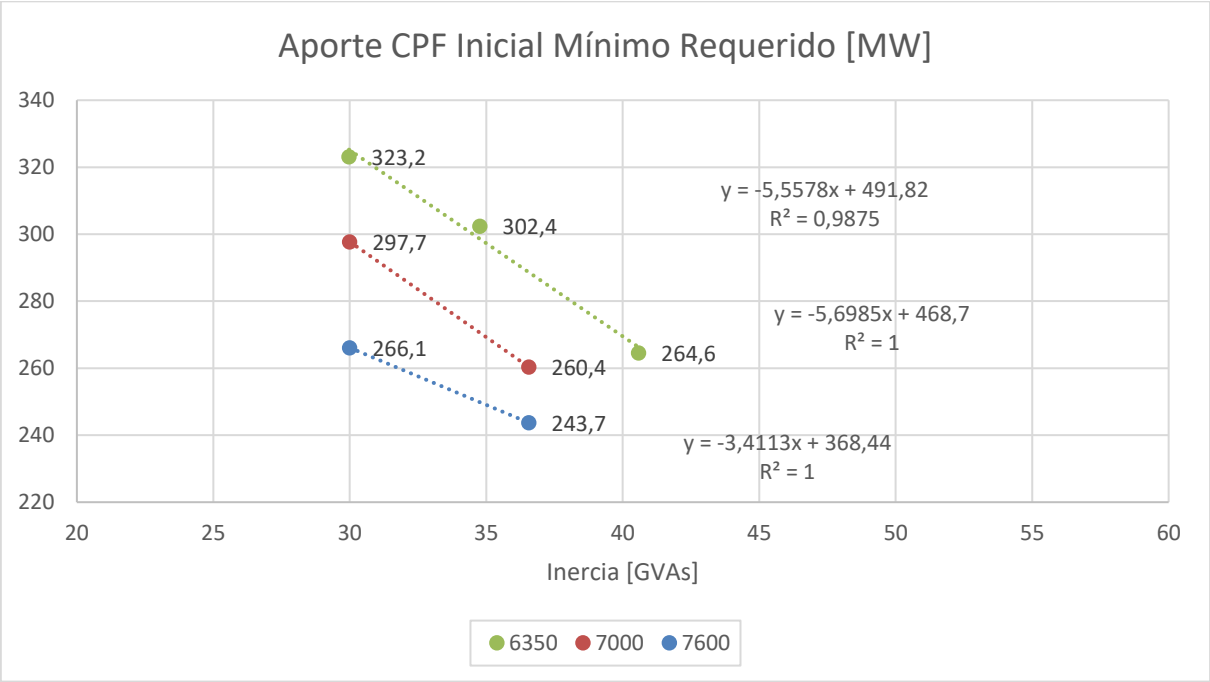


*Figura 19: Aporte CPF inicial vs Inercia SEN para distintas condiciones de Generación Total del SEN.*

De los resultados anteriores se puede concluir que no es una buena aproximación considerar una tasa única de reducción de aporte de CPF inicial requerido para todas las condiciones de generación total del SEN.

Finalmente, se recomienda hacer análisis particulares para evaluar las tendencias ante montos de inercia bajo los 30 [GVAs] y alta generación. Las tendencias lineales estimadas se consideran que tiene un rango de validez de acuerdo con las condiciones de inercia previstas. Otras condiciones más extremas deben ser validadas mediante simulaciones. No obstante, los análisis consideran las condiciones más exigentes previstas como así también las más probables.

### 4.1.3 Requerimientos Mínimos CRF ante contingencias Generación

#### 4.1.3.1 Metodología

De acuerdo con los resultados obtenidos para el ECF y DR 2020 Parte 1 los requerimientos de CPF ante contingencias de generación, si bien la frecuencia mínima postcontingencia se alcanza en instantes de tiempo inferiores a los 10 segundos, no existen razones técnicas para requerir montos de CRF. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios considerados y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. No obstante, es posible que económicamente sea conveniente reemplazar aquellos montos por recursos adicionales correspondientes a CRF. Por lo tanto, en la primera entrega del ECF y DR 2020 también se analizó cómo se reducen los requerimientos de CPF en la medida que se cuenta con la presencia de CRF. Sin embargo, la sustitución del CPF mediante CRF fue obtenida para las condiciones más desfavorables de inercia y demanda, lo cual es de esperar que no sea aplicable para otras condiciones. En este sentido, en ECF y DR 2020 Parte 2 se realizaron análisis de la sustitución del CPF mediante CRF para distintos escenarios.

Para efectos de modelación de recursos prestadores de CRF, se considera que éste es provisto por equipos BESS con una banda muerta de 300 [mHz], con una característica de escalón y que su aporte lo sostienen toda la simulación. Sin perjuicio que la simulación es de 2 minutos, según la definición contenida en la Resolución SSCC, se debe mantener su aporte por 5 minutos. En principio, los ajustes y características descritas parecen adecuadas para lo requerido para el SEN, debido que se tiene una banda muerta con un adecuado margen respecto del rango admisible en operación normal de 0,2 [Hz], y que es coincidente con la banda de activación del AGC de +/- 0,3 [Hz]. Además, la característica de escalón, por su rapidez, representa una ventaja comparativa con el comportamiento de las unidades convencionales, prestadoras del SSCC de CPF, particularmente para grandes contingencias en condiciones desfavorables.

Para efectos del análisis se consideraron los equipos BESS disponibles en el SEN y se modelaron otros adicionales, lo cual no implica que necesariamente estos equipos sean prestadores de este SSCC (como ya se dijo, eso dependerá de la viabilidad económica y de la oferta real de ese tipo de servicio).

Para cada caso se fueron deshabilitando sucesivamente controladores de carga/velocidad de unidades participantes en el CPF, de manera de obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN, es decir, lo más cercana a una frecuencia mínima de 48,9 [Hz].

#### 4.1.3.2 Resultados

En orden de establecer los requerimientos sistémicos para distintos escenarios de inercia, en la segunda versión de este estudio (ECFyDR parte 2), se presentan los resultados de los análisis para distintas condiciones de operación previstas del SEN y particularmente, para el grado sustitución de CPF mediante CRF en otras condiciones de inercia y demanda para el SEN. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 22. El detalle de las simulaciones se adjunta como parte de los anexos de este informe.

*Tabla 22: Resultados Análisis CRF.*

| Escenario | Inercia [GVAs] | Generación Total SEN [MW] | Caso | CRF | | | | | CPF | | | | Frec, Min [Hz] | Tiempo Frec Min [s] | Frec, Permanente [Hz] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Capacidad Instalada Total [MW] | Tiempo Actuación Post-contingencia [s] | Valor CRF @10s [MW] | Valor Efectivo 0-10s [MW] | Valor Efectivo/ Aporte @10s | Aporte CPF @10s [MW] | Valor Efectivo 0-10s [MW] | Valor Efectivo/ Aporte @10s | Aporte CPF Permanente [MW] | | | |
| DB 18-09-2021 18:00 HM 30 [GVAs] 6350 [MW] | 30 | 6350 | Base | 0 | - | 0 | 0 | 0.0% | 325.1 | 174.0 | 53.5% | 325.0 | 48.919 | 8.4 | 49.411 |
| | | | Caso 1 | 20 | 2.391 | 20 | 15.6 | 78.0% | 290.1 | 157.1 | 54.2% | 298.0 | 48.914 | 8.8 | 49.377 |
| | | | Caso 2 | 53.2 | 2.362 | 53.16 | 42.8 | 80.5% | 246.1 | 131.7 | 53.5% | 270.8 | 48.917 | 9.3 | 49.422 |
| | | | Promedio | - | | - | - | 79.3% | - | - | 53.7% | | - | - | - |
| DB 01-01-2021 14:00 HS 36.6 [GVAs] 7695 [MW] | 36.6 | 7695 | Base | 0 | - | 0 | 0 | 0.0% | 243.7 | 114.8 | 47.1% | 292.3 | 48.907 | 10.7 | 49.353 |
| | | | Caso 1 | 20 | 2.830 | 20 | 14.3 | 71.7% | 215.3 | 102.8 | 47.8% | 261.8 | 48.913 | 11.2 | 49.300 |
| | | | Caso 2 | 53.2 | 2.879 | 52.9 | 37.7 | 71.2% | 174.7 | 80.0 | 45.8% | 229.8 | 48.91 | 11.6 | 49.305 |
| | | | Promedio | - | - | - | - | 71.5% | - | - | 46.9% | - | - | - | - |
| DM 01-01-2021 22:00 HM 42.9 [GVAs] 8636 [MW] | 42.9 | 8636 | Base | 0 | - | 0 | 0 | 0.0% | 174.4 | 94.6 | 54.2% | 272.2 | 48.915 | 14.7 | 49.395 |
| | | | Caso 1 | 20 | 3.437 | 20.033 | 13.1 | 65.6% | 153.9 | 81.2 | 52.8% | 245.8 | 48.912 | 14.9 | 49.358 |
| | | | Caso 2 | 53.2 | 3.308 | 53.01 | 35.5 | 66.9% | 117.4 | 56.2 | 47.9% | 203.7 | 48.902 | 15.4 | 49.305 |
| | | | Promedio | - | | - | - | 66.3% | - | - | 51.6% | | - | - | - |
| DA_09-03-2021 20:00 HS 49.7 [GVAs] 9674 [MW] | 49.7 | 9674 | Base | 0 | - | 0 | 0 | 0.0% | 132.4 | 60.0 | 45.3% | 242.4 | 48.908 | 16.3 | 49.315 |
| | | | Caso 1 | 20 | 3.978 | 20 | 12.0 | 60.2% | 113.9 | 54.0 | 47.4% | 225.7 | 48.912 | 16.4 | 49.322 |
| | | | Caso 2 | 53.2 | 3.899 | 52.854 | 32.2 | 61.0% | 80.0 | 33.8 | 42.3% | 192.9 | 48.907 | 17.2 | 49.329 |
| | | | Promedio | | | | | 60.6% | | | 45.0% | | | | |
| DA_09-03-2021 16:00 HS 49.7 [GVAs] 10649 [MW] | 49.7 | 10649 | Base | 0 | - | 0 | 0 | 0.0% | 113.9 | 52.05 | 45.7% | 231.6 | 48.904 | 17.4 | 49.345 |
| | | | Caso 1 | 20 | 4.116 | 20 | 12.08 | 60.4% | 98.6 | 42.74 | 43.3% | 199.9 | 48.916 | 17.5 | 49.354 |
| | | | Caso 2 | 53.2 | 4.146 | 52.864 | 34.71 | 65.7% | 67.8 | 28.15 | 41.5% | 165.6 | 48.912 | 18.8 | 49.350 |
| | | | Promedio | - | | - | - | 63.0% | - | - | 43.5% | | - | - | |

Los resultados anteriores para las tendencias de los requerimientos de CPF inicial para distintos montos de CRF disponibles en el SEN se muestran en forma de proyección gráfica en la Figura 20. De la pendiente de la curva roja se puede inferir que el CRF es, para el escenario más exigente analizado, en torno a un 47% más efectivo. Es decir 100 [MW] de CPF pueden ser compensados con 68 [MW] de CRF, para el escenario analizado. En la medida que la inercia y demanda aumentan según los escenarios considerados (curvas de color morado y celeste) la pendiente se reduce significativamente, lo que se debe a que el tiempo de actuación del CRF aumenta. Lo anterior ocurre debido a que la tasa de caída inicial de la frecuencia es inversamente proporcional a la inercia del sistema posterior a la desconexión de generación, por lo que una mayor inercia deriva en que la frecuencia de activación del CRF se alcanza en tiempos mayores.

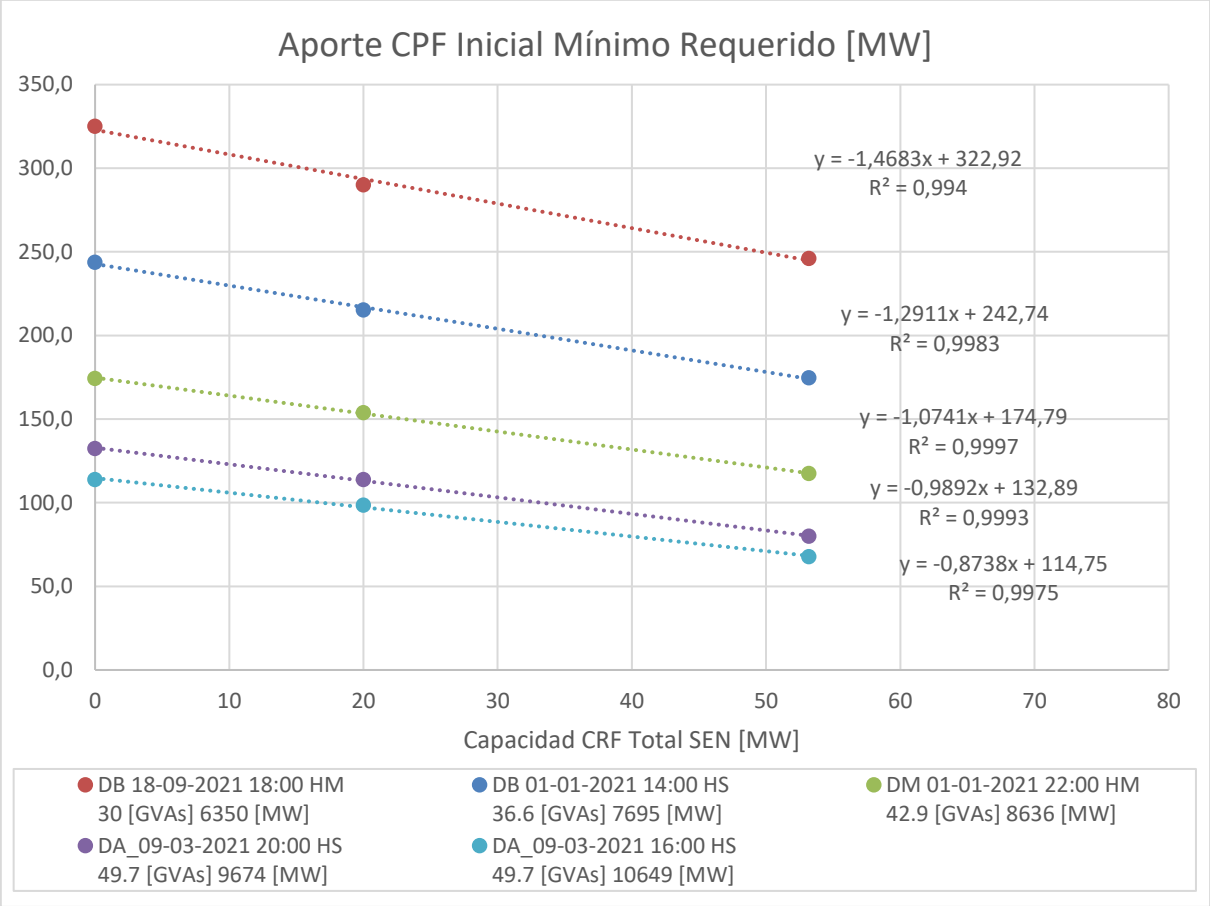


*Figura 20: Aporte CPF inicial vs Capacidad CRF Total SEN para distintas escenarios de inercia y Generación total SEN.*

La sustitución CPF mediante CRF se ve considerablemente reducida por el aumento de los tiempos de actuación del CRF. Esto se asocia a las menores tasas de caída de la frecuencia para condiciones más favorables de inercia y generación total del SEN. Para montos sobre los 10000 [MW] de generación total del SEN ya se aprecia que la sustitución es menor a 1 [MW] CRF respecto 1 [MW] de CPF.

*Tabla 23: Resumen Resultados Sustitución CPF/CRF*

| Inercia | Generación Total SEN | | Parámetro | Sustitución CPF/CRF |
|---|---|---|---|---|
| GVAs | MW | GW | GVAs X GW | |
| 30 | 6350 | 6.35 | 190.5 | 1.5 |
| 36.56 | 7695 | 7.695 | 281.3 | 1.3 |
| 42.9 | 8636 | 8.636 | 370.5 | 1.1 |
| 49.7 | 9674 | 9.674 | 480.8 | 1.0 |
| 49.7 | 10649 | 10.649 | 529.3 | 0.9 |

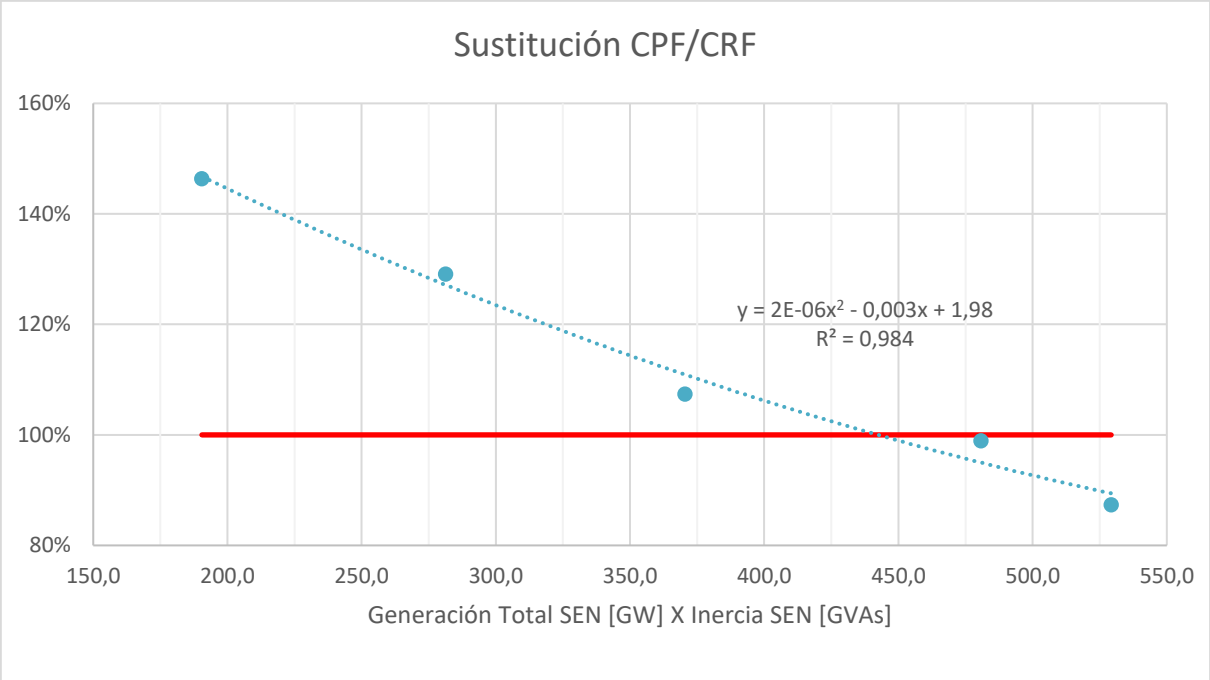


*Figura 21: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos del Producto entre Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]*

Considerando la ecuación de la Figura 21, es posible estimar el grado de sustitución del CPF mediante CRF para distintos montos de Generación total e inercia del SEN, cuyos se resultados se resumen en la Tabla 24.

*Tabla 24: Sustitución CPF mediante CRF para distintos montos de Generación Total SEN en [GW] e Inercia [GVAs]*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 1.46 | 1.42 | 1.39 | 1.36 | 1.33 | 1.29 | 1.26 | | | |
| **35** | 1.42 | 1.38 | 1.35 | 1.31 | 1.27 | 1.24 | 1.21 | 1.17 | 1.14 | | |
| **40** | 1.36 | 1.31 | 1.27 | 1.23 | 1.20 | 1.16 | 1.13 | 1.09 | 1.06 | 1.03 | 1.00 |
| **45** | 1.29 | 1.25 | 1.21 | 1.17 | 1.13 | 1.09 | 1.05 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 |
| **50** | 1.23 | 1.19 | 1.14 | 1.10 | 1.06 | 1.02 | 0.99 | 0.96 | 0.93 | 0.90 | 0.87 |
| **55** | 1.18 | 1.13 | 1.09 | 1.04 | 1.00 | 0.97 | 0.93 | 0.90 | 0.87 | 0.85 | 0.83 |
| **60** | 1.13 | 1.08 | 1.03 | 0.99 | 0.95 | 0.92 | 0.88 | 0.85 | 0.83 | 0.81 | 0.79 |

Finalmente, se reporta una estimación de los requerimientos mínimos de CPF considerando en servicio los 4 equipos BESS disponibles participantes en el CPF, con un total de 53,2 [MW] de capacidad. Esta estimación se puede obtener de los resultados anteriores pues la respuesta en el tiempo de simulación es análoga a los equipos modelados como prestadores de CRF. Cabe señalar que, estos montos consideran el aporte de los BESS como parte del total y los aportes al CPF permanente requeridos no se ven modificados al considerar BESS.

*Tabla 25: Requerimientos de CPF Inicial (valor Instantáneo @10s) considerando 53,2 [MW] de capacidad de BESS E/S.*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 297 | 277 | 257 | 236 | 216 | 195 | 175 | | | |
| **35** | 267 | 254 | 240 | 226 | 212 | 198 | 184 | 170 | 155 | | |
| **40** | 229 | 220 | 210 | 201 | 192 | 182 | 173 | 163 | 153 | 144 | 134 |
| **45** | 202 | 195 | 189 | 182 | 176 | 169 | 162 | 155 | 148 | 141 | 134 |
| **50** | 180 | 174 | 168 | 161 | 155 | 149 | 142 | 136 | 129 | 122 | 115 |
| **55** | 180 | 174 | 168 | 162 | 155 | 149 | 142 | 136 | 129 | 122 | 115 |
| **60** | 179 | 174 | 168 | 162 | 155 | 149 | 142 | 135 | 128 | 121 | 114 |

De acuerdo con la sustitución estimada, en la medida que hay una menor capacidad de BESS E/S, para menores inercias y generación total, se tiene un mayor requerimiento total de aporte al CPF inicial mientras que, para mayor inercia y generación total se tiene un menor requerimiento. Esto se puede apreciar en la Tabla 26 donde se muestran los resultados considerando 20 [MW] de capacidad de BESS E/S.

*Tabla 26: Requerimientos de CPF Inicial (valor Instantáneo @10s) considerando 20 [MW] de capacidad de BESS E/S.*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 313 | 291 | 270 | 248 | 227 | 205 | 183 | | | |
| **35** | 282 | 266 | 251 | 236 | 221 | 206 | 191 | 175 | 160 | | |
| **40** | 241 | 230 | 219 | 209 | 198 | 188 | 177 | 166 | 155 | 145 | 134 |
| **45** | 211 | 204 | 196 | 188 | 180 | 172 | 164 | 156 | 148 | 140 | 132 |
| **50** | 187 | 180 | 172 | 165 | 157 | 150 | 142 | 134 | 126 | 119 | 111 |
| **55** | 186 | 178 | 171 | 163 | 156 | 148 | 140 | 132 | 125 | 117 | 109 |
| **60** | 184 | 176 | 169 | 161 | 154 | 146 | 138 | 130 | 123 | 115 | 107 |

### 4.1.4 Resumen de Resultados de Inercia y Reservas ante Contingencias de Generación

Se determinaron los requerimientos de reserva para CPF ante contingencias, considerando distintas condiciones de inercia y generación total del SEN. Para obtener los resultados de requerimientos considerando los equipos BESS , en las condición más desfavorable prevista, deben emplearse los resultados descritos en el punto 4.1.3.2 en la Tabla 24, donde se pueden tomar como referencia la Tabla 25 y Tabla 26.

Por otra parte, la inercia mínima prevista excede ampliamente los montos de inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF del SEN alcance 0,6 [Hz/s], que corresponde al ajuste de activación del EDAC.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos. Esto se debe a que es posible cumplir con criterios considerados y exigencias aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final deriva de un análisis técnico económico de los costos de operación del SEN considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

Cabe señalar que, para escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y altas transferencias Cumbre → Los Changos, ante la desconexión de grandes unidades (IEM, Kelar, U16 de Central Tocopilla), de no contarse con la suficiente reserva dinámica de reactivos en el Norte Grande, puede haber riesgos para la operación del SEN. Esto se debe a que se tendría una proporción desfavorable de reservas para CPF efectiva que conlleva un alto incremento de transferencias postcontingencia lo que, a su vez, traería un riesgo de colapso de tensión por déficit de potencia reactiva. La reserva de reactivos dinámicos del Norte Grande debe ser suficiente para afrontar la pérdida de los reactivos de la unidad que sale intempestivamente y, además, el aumento de pérdidas de reactivos que deriva del incremento de transferencias que conlleva la acción los controladores de carga/velocidad de las unidades del centro sur, participantes del CPF. Esta situación se entiende que debe abordarse considerando una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN bajo dichas circunstancias, cuyos montos resultan de los análisis del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR). No se justifica establecer restricciones de reserva para CPF considerando que, para las condiciones más desfavorables en términos de la estabilidad de frecuencia, no fueron detectados riesgos. Esto, además, tomando en cuenta que la inclusión de esas restricciones puede traducirse en un aumento de los costos de operación y/o los tiempos de simulación de las herramientas de programación.

Finalmente, estos resultados corresponden sólo al monto de reserva asignado al CPF para atender contingencias de generación. Esto permite garantizar que la frecuencia post falla simple de régimen permanente siempre será mayor a 49,3 [Hz], ya que como condición desfavorable también se ha asumido que justo en el instante de ocurrir la desconexión de generación se agotó la reserva para fluctuaciones instantáneas de la demanda neta. Lo anterior, se fundamenta debido a que el periodo

de las fluctuaciones naturales de la demanda es inferior al periodo de la evolución de la contingencia, que incluye el tiempo requerido para reponer las cargas con las reservas para CSF y CTF.

#### 4.1.5 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos

En el caso de contingencias de consumos se conservan los montos del ECFyDR2020 parte 1 debido a que los resultados obtenidos son significativamente inferiores que para el caso de contingencias de generación. Además, de acuerdo con la resolución SSCC, se tiene que la categoría es simétrica. Por lo tanto, los requerimientos de CPF permanentes para atender contingencias de consumos corresponde a -157 [MW], determinados como el valor efectivo 0-5 minutos.

### 4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta

#### 4.2.1 Metodología

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 tanto 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 intempestivas 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 cada 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 con el objetivo de cubrir estas máximas fluctuaciones, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96 σ).

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

Donde:

$RCPF_{FI}^{(-)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por subfrecuencia.
$RCPF_{FI}^{(+)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por sobrefrecuencia
$FI_{Media}$ = Valor medio de las fluctuaciones instantáneas.
$\sigma_{FI}$ = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

### 4.2.2 Resultados

Para los análisis se emplearon registros de la operación real del SEN, con resolución de 10 segundos, en el periodo de julio de 2019 hasta junio de 2020.

La Figura 22 muestra la densidad de probabilidad de los desvíos de la demanda neta del SEN y las desviaciones horarias de dichas fluctuaciones.

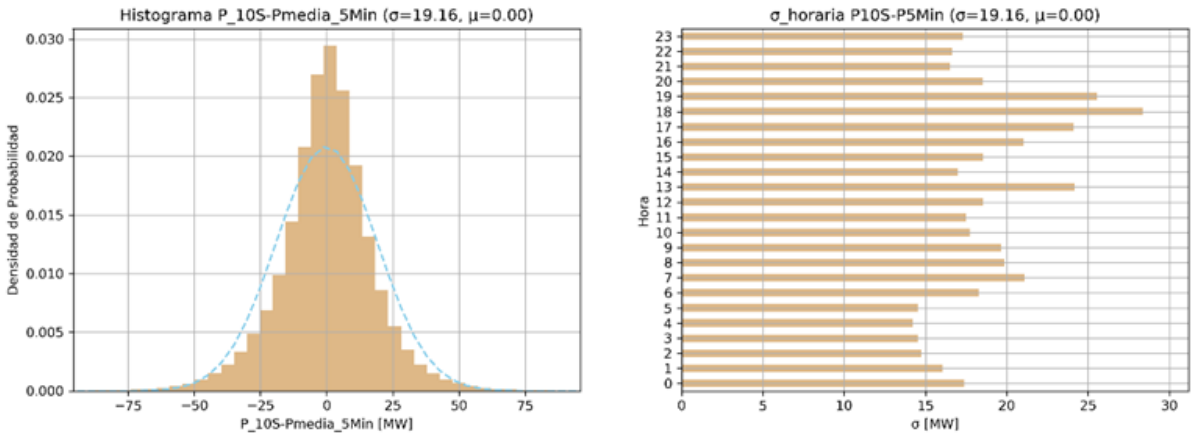


*Figura 22 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas*

De los resultados obtenidos se tiene que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es 19.16 MW. En consecuencia, la reserva para el CPF para esta fuente de variabilidad es de ± 38 MW aproximadamente. La Tabla 27 muestra el resumen de estos resultados.

*Tabla 27 Reservas para fluctuaciones instantáneas*

| Tipo Reserva | Registros | Ventana Móvil | σ [MW] | Reserva [MW] |
|---|---|---|---|---|
| CPF (fluctuaciones instantáneas) | 10 s | 5 min. | 19,2 | ±38,0 |

## 4.3 Asignación de las Reservas para el CPF

La acción del CPF conlleva un error permanente de la frecuencia. Lo anterior es una consecuencia natural del CPF distribuido, porque requiere que las unidades consideren un estatismo (lazo de control) de régimen permanente distinto de cero sin control integral. El control proporcional sin una acción integral conlleva un error de régimen permanente. Si dos o más unidades tienen una misma consigna considerando en sus reguladores de velocidad control proporcional más integral, estas van a competir entre sí para determinar la frecuencia del sistema, lo cual conllevará problemas de estabilidad de frecuencia. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal es efectuado por el CSF.

Para fines prácticos, si se requiere que la reserva primaria efectiva resultante del flujo de potencia coincida parcialmente con la respuesta de la simulación dinámica, resulta de suma importancia que las unidades cuenten con su modelo homologado en base a ensayos de campo. Por lo tanto, se puede recomendar considerar los valores DIgSILENT PF como estatismos referenciales para análisis de contingencias en flujo estático en base a control primario, considerando límites de potencia activa.

Por otro lado, es importante considerar el aporte de los equipos de compensación de potencia activa BESS, dado que estos equipos una vez que detectan que la frecuencia sale de +/-300 [mHz] respecto la nominal (banda muerta), entregan toda su capacidad disponible. Lo anterior se puede modelar para ejecutar flujo de potencia según control primario, ya sea considerando que están entregando su aporte de manera plena en situación postcontingencia de una unidad de gran tamaño o ingresando un BIAS lo suficiente alto para que entreguen todo su aporte considerando el desbalance. Sin embargo, no debe ser un monto excesivo que comprometa la convergencia del flujo de potencia, según la experiencia de El Coordinador bastaría considerar un BIAS de alrededor de 100 [MW/Hz].

### 4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF

La cuantificación de la reserva de CPF para atender fluctuaciones instantáneas de la demanda neta, resulta teóricamente de considerar el error permanente de frecuencia máximo admisible para operación normal (0.2 [Hz]), mientras que la reserva de CPF para atender contingencias se obtiene considerando el error permanente máximo admisible para contingencia simple (0,7 [Hz]). Si bien, dependiendo principalmente de las condiciones de reserva y demanda del sistema, el error permanente de frecuencia será distinto para cada situación, es una buena aproximación para

cuantificar el aporte efectuado por cada unidad, si se considera el error máximo admisible para operación normal y para contingencias.

Sin embargo, debe tomarse en cuenta que todas las unidades con sus controladores de carga/velocidad habilitados debiesen aportar a las fluctuaciones de frecuencia sobre los +/-25 [mHz] independiente de cuál sea el origen de esta. Esto se debe a que esta es la banda muerta o "umbral de actuación" mínima establecida para en la NT SyCS para controladores carga/velocidad en el Artículo 3-17. Por tanto, en presencia de unidades aportando reserva para CPF de fluctuaciones aleatorias de la demanda, en caso de una contingencia, van a contribuir con reserva en el régimen permanente. Asimismo, las unidades participantes en CPF ante contingencias también van a aportar ante fluctuaciones de demanda neta. Por lo tanto, es más practico considerar el mismo aporte efectivo para cada unidad y aumentar los requerimientos a nivel sistémico que determinar aportes para +/- 0,2 [Hz] y +/- 0,7 [Hz] por separado.

Si bien el aporte permanente de las unidades participantes en el CPF se determina teóricamente en base al estatismo de régimen permanente por la desviación de frecuencia, existen limitaciones reales que se encuentran modeladas en la BD DIgSILENT. Estas tienen que ver con el comportamiento de la planta, con limitaciones que tienen como objeto que la planta sea estable ante cambios en la consigna, entre otras cosas. Por lo tanto, lo mejor para determinar el aporte efectivo que realizan las unidades es llevar a cabo ensayos en un banco de pruebas, el cual se implementa para representar perturbaciones que den origen a las desviaciones de frecuencia asociadas a cada tipo de requerimiento, ya sea para fluctuaciones de demanda o contingencias. Adicionalmente, cobra importancia la determinación del aporte inicial de las unidades participantes en el CPF para efectos de limitar la excursión máxima de frecuencia, evitando el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Tal como se señala anteriormente, se deben determinar los aportes permanentes para fluctuaciones instantáneas de la demanda que admiten una banda de frecuencia de +/- 0,2 [Hz] y para contingencias, las cuales admiten una banda de 0,7 [Hz]. Sin embargo, no se encuentran nuevas unidades habilitadas para participar en el CPF debido a que, al inicio de este estudio, no fueron incorporados nuevos modelos homologados de controladores de carga/velocidad. Por lo tanto, para el caso de +/- 0,2 [Hz] los resultados son análogos a los reportados en el Informe SSCC 2019 y no se contempla determinarlos nuevamente.

Para el caso de +/- 0,7 [Hz], en el ECF y DR 2020 parte 1 se incluyeron modificaciones en el evento asociado a la variación de frecuencia, razón por la cual fueron determinados los aportes individuales para el CPF inicial y permanente. Pero, para el caso del ECF y DR2020 parte 2, no se justifica volver a determinar los aportes individuales de las unidades participantes del CPF.

## 4.4 Reserva para CSF y CTF

### 4.4.1 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 de demanda del sistema. 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.

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.

A continuación, se describe el tratamiento que se hace para las variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta del SEN.

### 4.4.2 Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta

#### 4.4.2.1 Metodología

Para el análisis de las variaciones intrahorarias, se calculan las desviaciones de la demanda neta del SEN como las diferencias entre los promedios de 5 minutos y los promedios de 15 minutos (tiempos acordes a lo establecido en la Resolución de SSCC para el CSF). Dado que el CSF a través del AGC 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).

El monto de reserva para variaciones intrahorarias debe absorber las mayores desviaciones de la demanda neta, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96 σ). Por lo tanto, las reservas se calculan según la siguiente fórmula.

$$\left[R_{VI}^{(-)}, R_{VI}^{(+)}\right] = [VI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma_{VI}, VI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma_{VI}]$$

$R_{VI}^{(+)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por subfrecuencia.
$R_{VI}^{(-)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por sobrefrecuencia
$VI_{Media}$ = Valor medio de las variaciones intrahorarias.
$\sigma_{VI}$ = Desviación estándar de las variaciones intrahorarias.

#### 4.4.2.2 Resultados

Para el cálculo de las variaciones intrahorarias de la demanda neta se emplearon registros de la operación real del SEN para el periodo comprendido entre el 01 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020.

La distribución estadística y las desviaciones estándar de las variaciones de la demanda neta se muestran en la Figura 23.

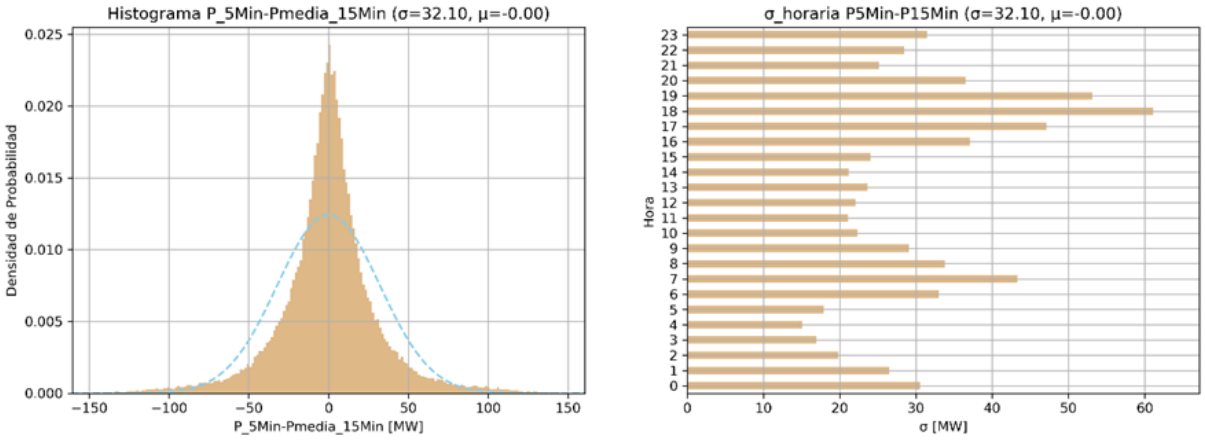


*Figura 23 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las variaciones intrahorarias*

Se aprecia que en torno a las 7:00 horas y las 19:00 horas las variaciones de la demanda neta son mayores, coincidentemente con la "salida" y "puesta" de sol. Considerando lo anterior, resulta conveniente, para hacer un uso eficiente de las reservas sistémicas, definir distintos montos de reserva para diferentes bloques horarios.

Por lo anterior, se calcularon estadísticamente las variaciones intrahorarias para el siguiente conjunto de bloques horarios, lo que se muestra en la Figura 24:

- Bloque 1: 21:00 – 6:00 hrs.
- Bloque 2: 6:00 – 10:00 hrs.
- Bloque 3: 10:00 – 17:00 hrs.
- Bloque 4: 17:00 – 21:00 hrs.

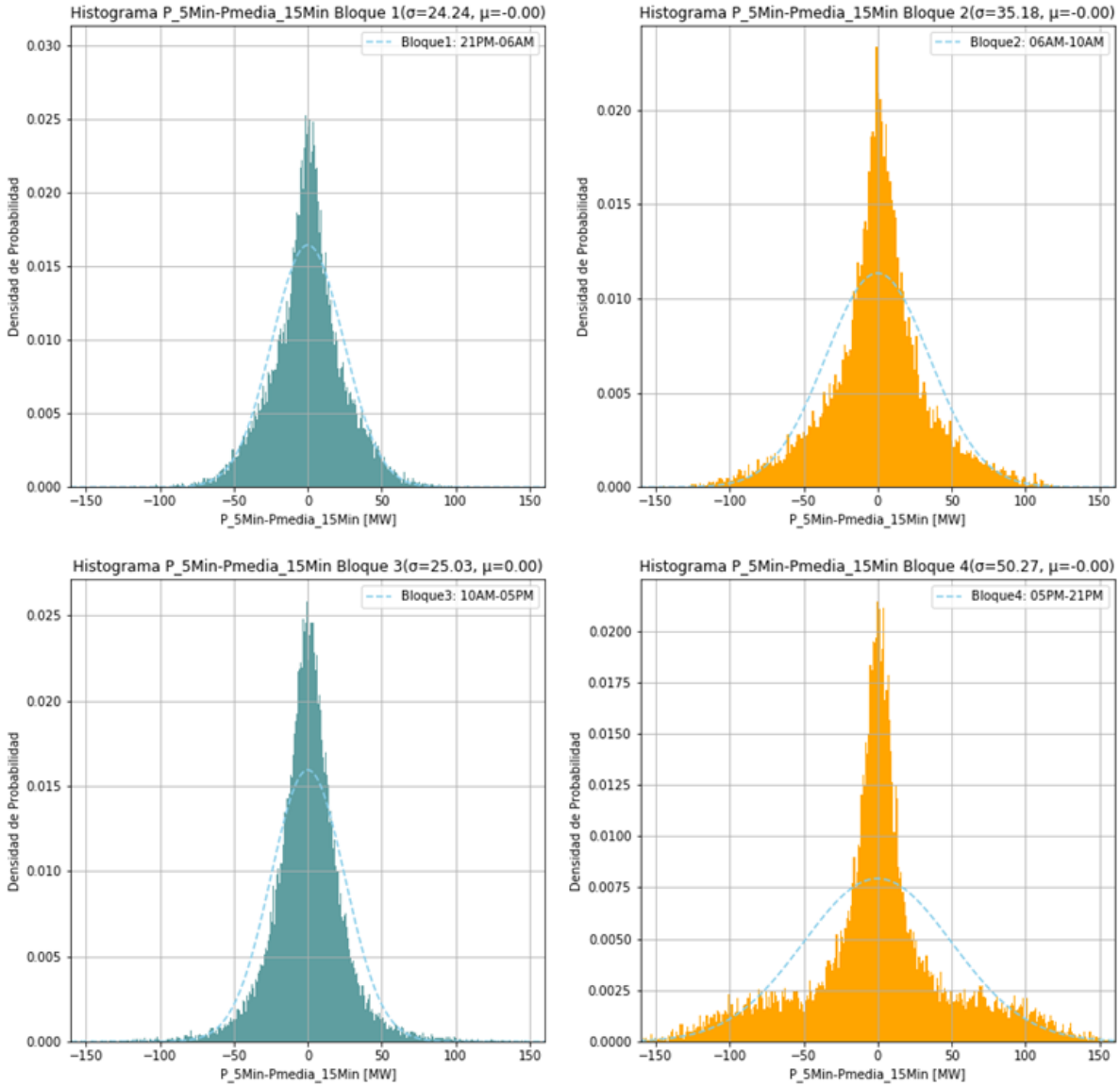


*Figura 24 Densidad de probabilidad de las variaciones intrahorarias por bloque horario*

En resumen, la Tabla 28 muestra los resultados del cálculo estadístico de las variaciones intrahorarias con resolución horaria, bloques horarios y diario.

*Tabla 28 Reservas para variaciones intrahorarias*

| Tipo | Registros | Ventana Móvil | Hora | | | Bloques Horarios | | | | Diario | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Hora | σ | Reserva | Bloque Horario | | σ | Reserva | σ | Reserva |
| | | | | [MW] | [MW] | | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] |
| Variaciones Intrahorarias (VI) | 5 min. | 15 min. | 21 | 25,1 | 49 | Bloque 1 | 21 :00 PM - 06:00 AM | 24,2 | 48 | 32,1 | 63 |
| | | | 22 | 28,4 | 56 | | | | | | |
| | | | 23 | 31,5 | 62 | | | | | | |
| | | | 0 | 30,5 | 60 | | | | | | |
| | | | 1 | 26,4 | 52 | | | | | | |
| | | | 2 | 19,8 | 39 | | | | | | |
| | | | 3 | 17,0 | 33 | | | | | | |
| | | | 4 | 15,0 | 29 | | | | | | |
| | | | 5 | 17,9 | 35 | | | | | | |
| | | | 6 | 33,0 | 65 | Bloque 2 | 06:00 AM - 10:00 AM | 35,2 | 69 | | |
| | | | 7 | 43,3 | 85 | | | | | | |
| | | | 8 | 33,8 | 66 | | | | | | |
| | | | 9 | 29,1 | 57 | | | | | | |
| | | | 10 | 22,3 | 44 | Bloque 3 | 10:00 AM - 05:00 PM | 25,0 | 49 | | |
| | | | 11 | 21,1 | 41 | | | | | | |
| | | | 12 | 22,1 | 43 | | | | | | |
| | | | 13 | 23,6 | 46 | | | | | | |
| | | | 14 | 21,1 | 41 | | | | | | |
| | | | 15 | 24,0 | 47 | | | | | | |
| | | | 16 | 37,1 | 73 | | | | | | |
| | | | 17 | 47,1 | 92 | Bloque 4 | 05:00 PM - 21:00 PM | 50,3 | 99 | | |
| | | | 18 | 61,1 | 120 | | | | | | |
| | | | 19 | 53,1 | 104 | | | | | | |
| | | | 20 | 36,5 | 72 | | | | | | |
| Energía Diaria [MWh] | | | 1411 | | | 1441 | | | | 1510 | |

### 4.4.3 Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta

#### 4.4.3.1 Metodología

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.

Para efectos de los análisis de los errores de previsión se consideran los registros de la demanda neta real y programada, considerándose para ello la generación total del SEN menos la generación ERV. 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.

Sea la siguiente notación:

h: índice de notación de hora "h" con h=1,2, …,8760.
$DNReal_h$: Demanda neta real del SEN en hora "h", en [MW].
$DNProg_h$: Demanda neta programada del SEN en hora "h", en [MW].
$EPrevi_h$: error de previsión incremental de generación en hora "h", en [MW].
Nh: número de registros, Nh=8760
$EPrevi_{Medio}$: error medio de previsión de la generación.
$R^{(-)}_{EP}$: Reserva error de previsión de la generación negativo.
$R^{(+)}_{EP}$: Reserva error de previsión de la generación positivo.

Los errores estadísticos de la previsión horaria de la demanda neta se determinaron considerando un intervalo de tolerancia del 95%, esto es, se espera que el error estadístico considerado contenga el 95% de los errores de la muestra. El error estadístico se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $EPrevi_{Medio} \pm 1.96 \cdot \sigma$ lo que significa que se considera que se distribuyen normalmente. El cálculo considera los siguientes pasos:

- Calcular el Error de Previsión de la demanda neta)

$$EPrevi_h = (DNReal_h - DNReal_{h-1}) - (DNProg_h - DNProg_{h-1})$$

- Calcular el error medio de la previsión de la demanda neta

$$EPrevi_{Medio} = \frac{\sum_{h=1}^{Nh} EPrevi_h}{N_h}$$

- Calcular la desviación estándar del error de previsión de la demanda neta, como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{Nh} \left(EPrevi_h - EPrevi_{Medio}\right)^2}{\left(N_h - 1\right)}}$$

- Determinar la magnitud de la reserva para el error de previsión, que resulta ser equivalente al rango de validez del error estadístico con un intervalo de tolerancia del 95%, como:

$$\left[R_{EP}^{(-)}, R_{EP}^{(+)}\right] = [EPrevi_{Medio} - 1.96 \cdot \sigma, EPrevi_{Medio} + 1.96 \cdot \sigma]$$

#### 4.4.3.2 Resultados

Empleando los registros de la generación programada y generación real para el periodo comprendido entre el 01 de julio del año 2019 al 30 de junio del año 2020, se calcularon los errores de previsión de la Demanda Neta. La Figura 25 muestra, en el lado izquierdo, la distribución de la densidad de probabilidad de los errores de previsión y en el lado derecho, se grafica la desviación estándar de los errores de previsión para cada hora del día.

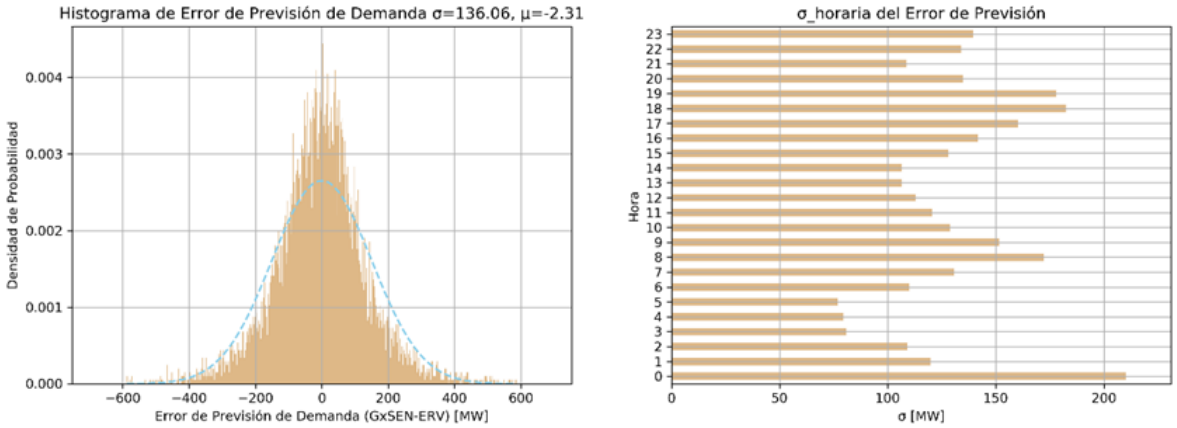


*Figura 25 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de los errores de previsión*

Se aprecia que los errores de previsión son mayores en las horas próximas a las 08:00 hrs y 19:00 hrs, que coinciden con los bloques horarios 2 (entre las 06:00 y 10:00 horas) y 4 (entre las 17:00 y las 21:00 horas) definidos en los análisis de variaciones intrahorarias.

En consecuencia, se calcularon estadísticamente los errores de previsión para cada uno de esos bloques horarios, lo que se muestra en la Figura 26.

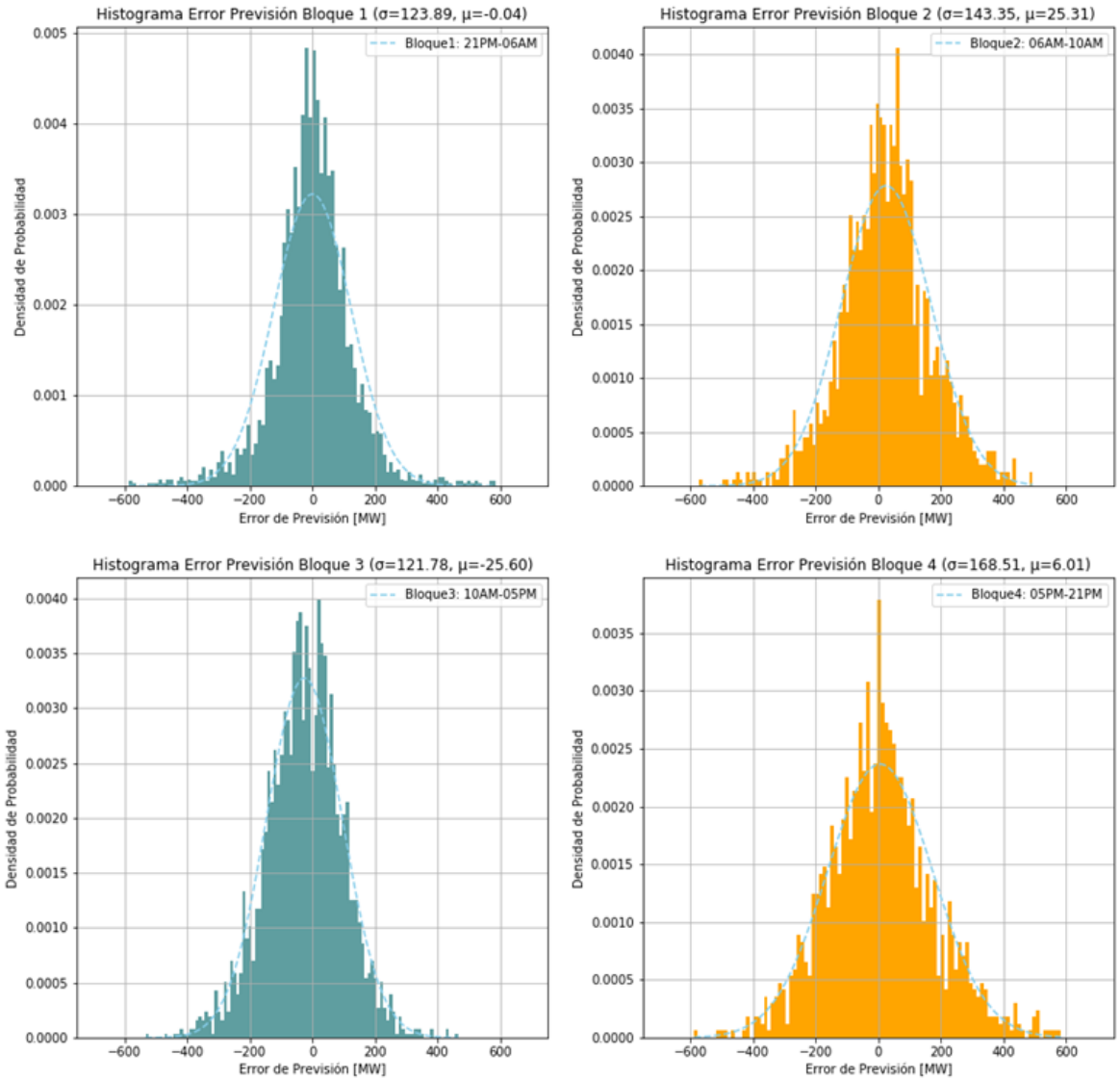


*Figura 26 Densidad de probabilidad de las variaciones errores de previsión, por bloque horario*

Finalmente, la Tabla 29 muestra el resumen del cálculo estadístico de los errores de previsión con resolución horaria, bloques horarios y diario.

*Tabla 29 Reservas para errores de previsión*

| Tipo | Registros | Hora | | | | | Bloques Horarios | | | | | | Diario | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Hora | σ | μ | Reserva | | Bloque Horario | | σ | μ | Reserva | | σ | μ | Reserva | |
| | | | | | (+) | (-) | | | | | (+) | (-) | | | (+) | (-) |
| | | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] |
| Error de Previsión (EP) | Gx Real - Gx Programada | 21 | 108,8 | 18,5 | 231,7 | -195 | Bloque 1 | 21 :00 PM - 06:00 AM | 123,9 | 0,0 | 243 | -243 | 136,1 | -2,3 | 264 | -269 |
| | | 22 | 134,0 | 17,0 | 279,7 | -246 | | | | | | | | | | |
| | | 23 | 139,4 | -7,1 | 266,2 | -280 | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 210,1 | -17,1 | 394,7 | -429 | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 119,9 | -6,8 | 228,2 | -242 | | | | | | | | | | |
| | | 2 | 109,2 | -7,2 | 206,8 | -221 | | | | | | | | | | |
| | | 3 | 80,9 | 1,8 | 160,4 | -157 | | | | | | | | | | |
| | | 4 | 79,4 | -1,2 | 154,4 | -157 | | | | | | | | | | |
| | | 5 | 77,1 | 1,7 | 152,7 | -149 | | | | | | | | | | |
| | | 6 | 109,9 | 6,0 | 221,4 | -209 | Bloque 2 | 06:00 AM - 10:00 AM | 143,4 | 25,3 | 306 | -256 | | | | |
| | | 7 | 130,9 | 38,0 | 294,5 | -218 | | | | | | | | | | |
| | | 8 | 172,1 | 31,8 | 369,1 | -305 | | | | | | | | | | |
| | | 9 | 151,7 | 25,4 | 322,7 | -272 | | | | | | | | | | |
| | | 10 | 128,8 | -44,4 | 208,0 | -297 | Bloque 3 | 10:00 AM - 05:00 PM | 121,8 | -25,6 | 213 | -264 | | | | |
| | | 11 | 120,4 | -31,9 | 204,1 | -268 | | | | | | | | | | |
| | | 12 | 112,8 | -21,7 | 199,4 | -243 | | | | | | | | | | |
| | | 13 | 106,6 | -4,0 | 205,0 | -213 | | | | | | | | | | |
| | | 14 | 106,6 | -18,4 | 190,5 | -227 | | | | | | | | | | |
| | | 15 | 128,1 | -23,5 | 227,5 | -275 | | | | | | | | | | |
| | | 16 | 141,7 | -35,3 | 242,5 | -313 | | | | | | | | | | |
| | | 17 | 160,5 | 33,5 | 348,0 | -281 | Bloque 4 | 05:00 PM - 21:00 PM | 168,5 | 6,0 | 336 | -324 | | | | |
| | | 18 | 182,6 | 33,3 | 391,3 | -325 | | | | | | | | | | |
| | | 19 | 177,9 | -52,0 | 296,7 | -401 | | | | | | | | | | |
| | | 20 | 134,9 | 8,6 | 273,1 | -256 | | | | | | | | | | |
| Energía Diaria [MWh] | | +5884 / -5574 | | | | | +5757 / -5747 | | | | | | +5831 / -5821 | | | |

### 4.4.4 Determinación de Reservas para CSF y CTF

El CSF y CTF, el primero de forma automática mediante el AGC y el segundo de forma manual a través de instrucciones del CDC del Coordinador, deben hacerse cargo de las variaciones intrahorarias y del error de previsión de la demanda neta del SEN.

Se ha tenido en cuenta que el dimensionamiento de las reservas para CSF debe contemplar el mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC. Los montos de reserva asignados al AGC corresponden al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 65 MW/0.1Hz) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2Hz según NT SyCS), esto es 130 MW.

El Control Terciario tiene por objetivo restablecer las reservas de Control Secundario y por transitividad las de Control Primario, y de acuerdo con lo establecido en la Resolución de SSCC se le asignan tiempos de prestación del servicio de hasta 1 hora. En consecuencia, las reservas asociadas a CTF complementarán a la reserva de CSF para atender los requerimientos de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. Cabe señalar que, la programación de la operación del SEN es de resolución horaria.

Por lo tanto, las reservas para CSF (RCSF) y CTF (RCTF) se calculan de la siguiente forma:

$$RCSF = Max\{R_{VI}, R_{AGC}\}$$
$$RCTF = R_{VI} + R_{EP} - RCSF$$

Donde:

$R_{AGC}$: Reserva asignada al AGC.

$R_{VI}$: Reserva para variaciones intrahorarias.

$R_{EP}$: Reserva por error de previsión.

La reserva para CSF corresponde al mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC (130 MW). Este último, corresponde al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 65 MW/0.1Hz) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2Hz según NT SyCS).

La reserva para CTF corresponde a los requerimientos conjuntos para variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta, menos la reserva para CSF.

*Tabla 30 Montos mínimos de reservas para CSF y CTF.*

| Bloque Horario | Reserva CSF [MW] | Reservas CTF) [MW] |
|---|---|---|
| Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM | ±130 | +161 / -161 |
| Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM | ±130 | +245 / -195 |
| Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM | ±130 | +132 / -183 |
| Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM | ±130 | +305 / -293 |

### 4.4.5 Rampas de Toma de Carga para CSF

#### 4.4.5.1 Metodología

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 de naturaleza intrahoraria. Debido al carácter de estas variaciones, no son abordadas por el CPF ni tampoco por la programación del día anterior. Por tanto, además de determinar un monto en [MW] de reserva en el punto anterior a partir del error de previsión, es necesario contar con una cierta tasa de toma de

carga en [MW/min] para poder proveer esa reserva tal que pueda afrontar dichas variaciones intrahorarias.

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.

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 2 ventanas de tiempo, siendo estas, de 5 y 15 minutos (tiempos consignados en la Resolución de SSCC para la operación del CSF).

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%.

Finalmente, el requerimiento mínimo de las rampas de subida y bajada para el CSF se determina como el mayor valor de los requerimientos para 5 y 15 minutos.

$$Rampa_CSF = Max\{Rampa_{5min}[MW/min], Rampa_{15min}[MW/min]\}$$

Donde:

Rampa_CSF: Requerimiento mínimo de rampa, en [MW] por minuto, para CSF

$Rampa_{5min}$: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 5 minutos

$Rampa_{15min}$: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 15 minutos

#### 4.4.5.2 Resultados

En el estudio se ha empleado una data de registros de generación bruta total y ERV para el SEN con las siguientes características:

- Tasa de muestreo de 10 segundos.
- Período de las muestras entre el 01 de marzo de 2019 y 29 de febrero de 2020.
- Se recomienda no tomar en cuenta los registros de generación que involucren pérdidas de generación, pérdidas de consumos y conexión y desconexión de consumos debido a las maniobras operacionales.

Como aproximación se considerará que la demanda del SEN ≈ generación bruta total del SEN. Estas consideraciones metodológicas desprecian el efecto de las pérdidas, lo cual no sería un efecto

significativo tomando en cuenta que estas son inferiores al 5% de la Generación bruta total, lo cual se verifica en los resultados de los flujos estáticos simulados en la BD DIgSILENT del SEN.

La Figura 27 y la Figura 28 muestran las distribuciones de las rampas de toma de carga para 5 y 15 minutos, respectivamente.

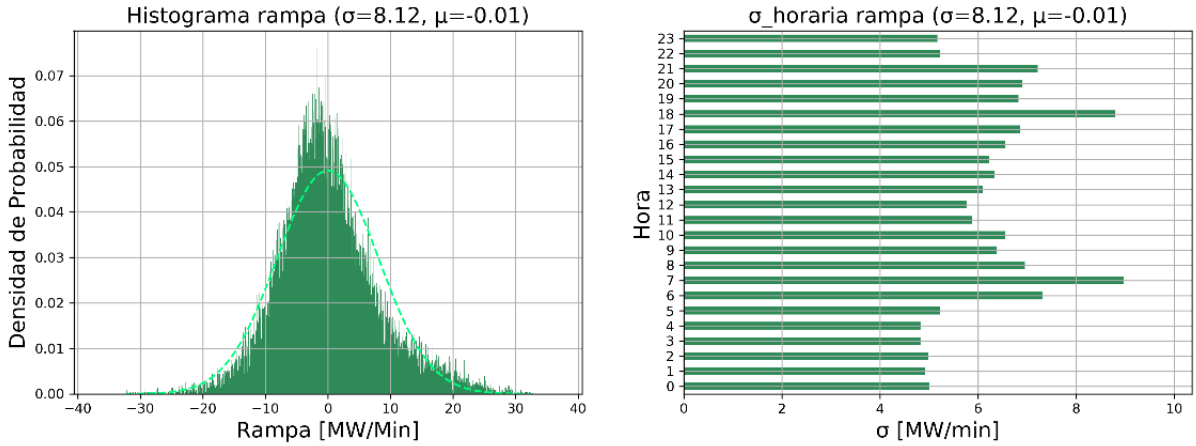


*Figura 27: Histograma Rampas Demanda Neta SEN (base 5 min)*

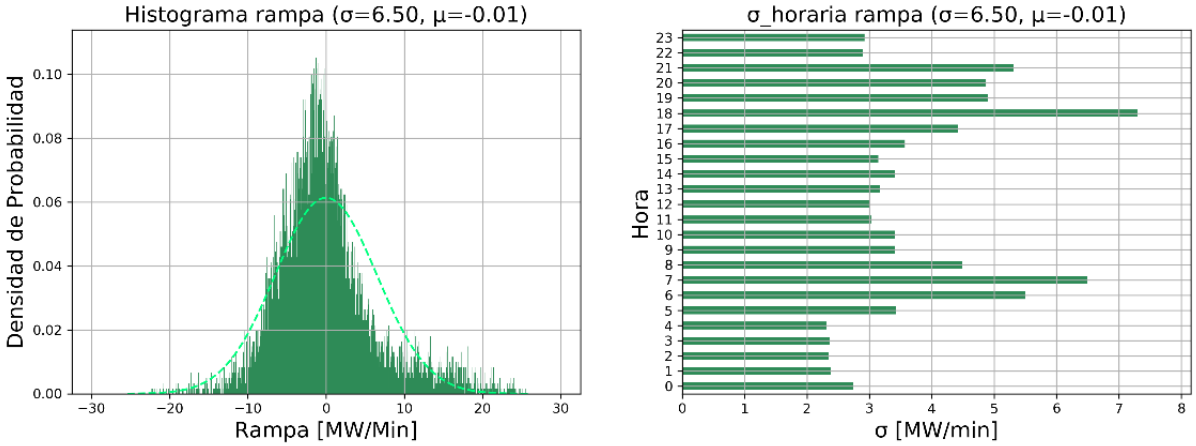


*Figura 28: Histograma Rampas Demanda Neta SEN 2018 (base 15 min)*

El resumen del análisis estadístico de las rampas de la demanda neta del SEN se muestra en la Tabla 31.

*Tabla 31: Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN*

| Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN | | |
|---|---|---|
| **Ventana tiempo** | 5 min | 15 min |
| **Promedio** | 0,0 [MW/min] | 0,0 [MW/min] |
| **Desv Std** | 8,1 [MW/min] | 6,5 [MW/min] |
| **Mín** | -32,2 [MW/min] | -25,4[MW/min] |

| Resultados Análisis Estadístico<br>Rampas Demanda SEN | | |
|---|---|---|
| **P0.25%** | -23,3 [MW/min] | -18,3 [MW/min] |
| **P50%** | -0,7 [MW/min] | -0,8 [MW/min] |
| **P99.75%** | 27,5 [MW/min] | 23,5 [MW/min] |
| **Máx** | 32,8 [MW/min] | 34,0 [MW/min] |

Si se considera, para la determinación de los requerimientos mínimos de rampa para el CSF, un intervalo de confianza de 99.5% de los registros de las rampas del SEN, el requerimiento mínimo de rampa de bajada está dado por el valor asociado al P0.25 (percentil 0.25%) y el requerimiento mínimo de rampa de subida está dado por el valor asociado al P99.75 (percentil 99.75%). Adicionalmente, el requerimiento de rampa para el CSF es determinado como el mayor valor de las rampas del sistema medidas para 5 y 15 minutos. Finalmente, el requerimiento de rampa para CSF se muestra en la Tabla 32.

*Tabla 32: Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF*

| Requerimiento Mínimo de rampa para CSF | | |
|---|---|---|
| **Rampa de subida** | + 28 | [MW/min] |
| **Rampa de bajada** | -24 | [MW/min] |

### 4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF

Como ya se señaló, el CSF en el SEN es efectuado por el AGC. En este contexto, existe un número de unidades que participan en el AGC y otro número que unidades que cuentan con reserva en giro y que pueden tomar o dejar carga mediante control manual desde su operador (CTF). En la práctica la reserva que se asigna de forma manual se utiliza para restituir la reserva para el AGC, por lo que en la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC más la reserva manual cumpla con la reserva mínima requerida para CSF. Mismo criterio se debe verificar para el cumplimiento de la rampa de toma de carga mínima requerida.

Las unidades que participan en el CSF en el SEN son:

*Tabla 33: Unidades participantes actualmente en el CSF*

| UNIDAD |
|---|
| TER NUEVA VENTANAS U1 |
| TER ANGAMOS U1 U2 |
| TER CARDONES U1 U2 |
| TER COCHRANE U1 U2 |
| HE CANUTILLAR U1 U2 |
| HE COLBÚN U1 U2 |
| TER ANTILHUE U1 U2 |
| TER CANDELARIA U1 U2 |
| TER NEHUENCO 9B U1 |
| TER NEHUENCO CC1-TG |
| TER NEHUENCO II CC1-TG |
| TER SANTA MARÍA U1 |
| HE ANTUCO U1 U2 |
| HE CIPRESES U1 U2 U3 |
| HE EL TORO U1 U2 U3 U4 |
| HE RALCO U1 U2 |
| HE RAPEL U1 U2 U3 U4 U5 |
| TER ATACAMA CC1-TG1<br>TER ATACAMA CC1-TG2<br>TER ATACAMA CC1-TV |
| TER ATACAMA CC2-TG1<br>TER ATACAMA CC2-TG2<br>TER ATACAMA CC2-TV |
| TER BOCAMINA U1 |
| TER SAN ISIDRO CC1-TG<br>TER SAN ISIDRO CC1-TV |
| TER SAN ISIDRO II CC1-TG<br>TER SAN ISIDRO II CC1-TV |
| TER MEJILLONES CTM3-TG<br>TER MEJILLONES CTM3-TV |
| TER TOCOPILLA TG3 |
| TER TOCOPILLA U14 |
| TER TOCOPILLA U16-TG-TV |
| HE PANGUE U1 U2 |
| TER LOS VIENTOS U1 |
| TER NUEVA RENCA CC1-TG<br>TER NUEVA RENCA CC1-TV |
| TER GUACOLDA U1 U2 U3 U4 U5 |
| HE PEHUENCHE U1 U2 |
| TER KELAR CC1-TG1<br>TER KELAR CC1-TG2<br>TER KELAR CC1-TV |
| TER COLMITO U1 |
| TER QUINTERO TG1 Y TG2 |
| PFV LUZ DEL NORTE |
| PE PUNTA SIERRA |

Además, para este año deberían estar habilitadas las siguientes unidades (con sus respectivos grados de avance):

- Taltal U1 y U2 (pruebas punto a punto realizadas)
- Bocamina II (pruebas punto a punto realizadas)
- Nva Ventanas (pruebas de sintonización realizadas pero no habilitada aun)
- Campiche
- IEM (pruebas punto a punto realizadas)

De acuerdo con la experiencia del Coordinador en la operación real del SEN, el AGC considera para su actuación una banda muerta de ±0,3 [Hz], para excursiones de frecuencia sobre estos límites el AGC se suspende, calculando los factores de participación, pero sin el envío de consignas a las unidades generadoras en el AGC. Respecto a las unidades participantes, estas deben ser 3 unidades como mínimo, de modo que en forma individual no contengan más del 50% de la reserva en el AGC, y cada una de ellas se limita a tener una rampa máxima de toma de carga de 20 [MW/min].

Según está establecido en la NT SyCS, el AGC tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor nominal y actúa cuando esta ingresa a la banda de los ±0,3 [Hz]. Ante contingencias, se ha evidenciado en la operación real del SEN que la frecuencia realiza en la gran mayoría de los casos una excursión fuera de dicha banda y que se establece en torno a los 49,5 [Hz]. Para restablecer la frecuencia dentro de la banda de actuación del AGC, se utiliza reserva pronta o reserva en giro en unidades generadoras que participan del CTF. Esto permite la separación del accionamiento del CPF ante contingencias y el accionamiento del CSF.

Respecto la reserva para CPF en operación normal, que deriva de los requerimientos para atender fluctuaciones instantáneas de los consumos y generación ERV, lo que se concluye de la experiencia del Coordinador es que se también es posible separar el accionamiento del CPF y el CSF. Si el AGC determina que es requerido que una unidad modifique su despacho mediante una orden del AGC para modificar su consigna, esto se hará efectivo solamente si es por sobre una cierta potencia umbral. Con lo anterior, se evita la acción del AGC ante las variaciones de frecuencia que requieran modificaciones de potencia bajo la potencia umbral, las que se asume deben ser atendidas por el CPF, disminuyendo la sobreregulación de las unidades en AGC.

Finalmente cabe señalar que, si bien se mencionan un cierto número de unidades habilitadas para participar en el CSF (AGC), las unidades que en efecto participen en el CSF y CTF durante la operación real para el SEN, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

# 5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

## 5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación

En primera instancia, para el evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible (50 ± 0,7 [Hz]).

Se determinaron los requerimientos mínimos de reserva para CPF ante contingencias en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio.

Por otra parte, la inercia mínima prevista excede ampliamente la inercia mínima postcontingencia requerida para evitar que el ROCOF del SEN alcance 0,6 [Hz/s], que corresponde al ajuste de activación del EDAC por subfrecuencia.

Respecto al CRF, no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias normativas aplicables sin el uso de recursos adicionales. La decisión final dependerá de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en el Art. 3-17 de la NT SSCC.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

A continuación, se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia (CPF, CSF y CTF):

## 5.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN se aplica separando la reserva destinada a compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorporan los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

### 5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos

Se determinó que la reserva para CPF relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de los consumos corresponde a ±38 [MW].

### 5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias

De acuerdo con el análisis indicado en el punto 4.1, se determinó que la reserva efectiva permanente requerida para contingencias de generación es +322 [MW] en las condiciones más desfavorables previstas. Este monto fue obtenido como el valor efectivo del aporte al CPF de 0 – 5 minutos. Además, se verificó mediante simulaciones dinámicas que dichos montos son suficientes para cumplir los estándares normativos, en las condiciones más desfavorables previstas para el SEN.

En relación con la reserva efectiva permanente para reducir generación, se verificó que la mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos, para la condición más desfavorable prevista, es de aproximadamente -157 [MW].

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación ante las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 325 [MW] (valor instantáneo) a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN. En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio y participantes del CPF, este valor se reduce a 299 [MW].

Debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de cuantificación de aporte inicial al CPF (en vez del aporte a los 10 segundos) el valor efectivo 0-10 segundos (integral aporte 0-10 segundos dividido 10 segundos), requiriéndose en ese caso un monto mínimo de 184 [MW].

Para totalizar el aporte permanente y los aportes iniciales a los 10 segundos y el valor efectivo entre 0-10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad participante del CPF, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas implementado en el software Power Factory de DIgSILENT. Por lo tanto, la cuantificación de estas reservas debe contemplar el aporte efectivo de cada unidad generadora, y que esta cuantificación depende del tipo de requerimiento:

- Aporte efectivo inicial (ya sea valor instantáneo a los 10 segundos o valor efectivo entre 0-10 segundos) y de régimen permanente (valor efectivo a los 5 minutos) para contingencias de generación.
- Aporte efectivo permanente (valor efectivo a 5 minutos) para contingencias de consumos.

Estas corresponden a las reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Se indica que este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable y, que ante condiciones de mayor inercia y

demanda, y/o menor potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores. Por tanto, estos resultados son aplicables siempre y cuando sean definidos requerimientos mínimos para todos los casos en base a la condición más desfavorable prevista.

Para establecer requerimientos de reservas iniciales y permanentes que dependan de las condiciones de inercia y demanda del SEN se realizaron análisis más detallados cuyo resumen se muestra en la Tabla 34, la Figura 29 y la Tabla 35.

*Tabla 34: Aporte CPF Inicial [MW] (valor instantáneo a los 10s) para distintas condiciones de Inercia y Generación total SEN*

| Gx Total SEN [MW] / Inercia [GVAs] | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **30** | | 322 | 300 | 277 | 255 | 233 | 211 | 189 | | | |
| **35** | 290 | 274 | 258 | 242 | 226 | 211 | 195 | 179 | 163 | | |
| **40** | 248 | 236 | 225 | 214 | 202 | 191 | 179 | 168 | 157 | 145 | 134 |
| **45** | 217 | 209 | 200 | 191 | 182 | 174 | 165 | 156 | 148 | 139 | 130 |
| **50** | 192 | 184 | 175 | 167 | 159 | 150 | 142 | 133 | 125 | 117 | 108 |
| **55** | 189 | 181 | 172 | 164 | 156 | 147 | 139 | 130 | 122 | 114 | 105 |
| **60** | 186 | 178 | 169 | 161 | 153 | 144 | 136 | 128 | 119 | 111 | 102 |

La estimación de requerimientos de CPF inicial para baja inercia (entre 30 y 35 GVAs) y altos montos de Generación total del SEN es una condición en extremo particular (sobre 9500 MW). Analizar esa condición requiere análisis detallados que no se prevén necesarios para el 2021. Se tiene la misma situación para escenarios con inercias inferiores a 30 [GVAs].

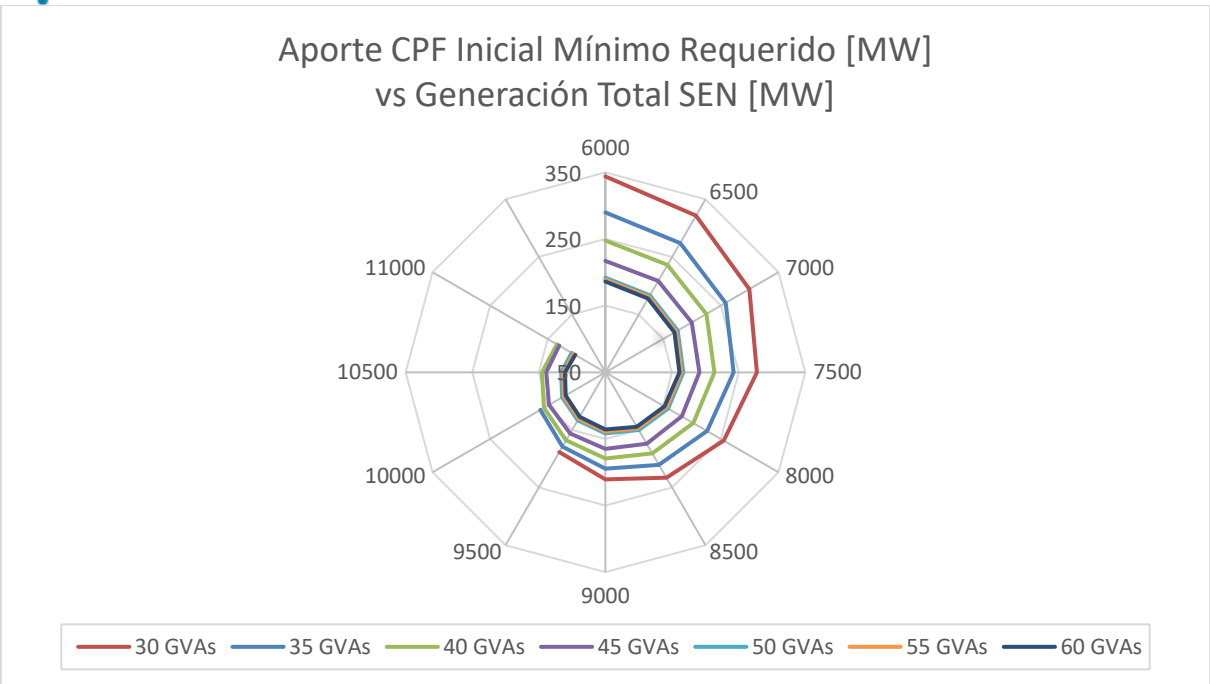


*Figura 29: Aporte CPF Inicial Mínimo Requerido [MW] vs Generación Total SEN [MW]. Para distintas condiciones de Inercia [GVAs]*

*Tabla 35: Aporte CPF Permanente para distintas condiciones de Generación total SEN*

| Generación Total SEN [MW] | Aporte CPF Permanente [MW] |
|---|---|
| 11000 | **229** |
| 10000 | **248** |
| 9000 | **266** |
| 8000 | **285** |
| 7000 | **304** |
| 6000 | **322** |

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

### 5.2.3 Reserva Total para CPF

En la Tabla 36 se detallan los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente, en las condiciones más desfavorables previstas. Para otras condiciones se deben tomar en cuenta los resultados descritos en el punto anterior. La determinación de las reservas de potencia activa de subida y de bajada para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación y de 200 [MW] de consumo, respectivamente.

*Tabla 36 Montos de reservas para CPF*

| Tipo Reserva | Fluctuaciones Instantáneas [MW] | Contingencias: Generación / Consumo [MW] | Total [MW] |
|---|---|---|---|
| **CPF** | ±38 | +322/-157 | +360/-195 |

Estas reservas corresponden a las requeridas para operar en forma segura y el sistema para todas las condiciones previstas. Además, deben contemplar el aporte efectivo de las unidades y su cuantificación depende del tipo de requerimiento.

## 5.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF se muestran en la Tabla 37.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre las variaciones intrahorarias (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, por un lado, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y por el otro, el monto de las reservas para CSF.

*Tabla 37 Reservas CSF y CTF*

| Tipo Reserva | Bloque Horario | Reserva Variaciones Intrahorarias (1) | Reserva AGC (2) | Reserva Error Previsión (3) | Reserva CSF (4) = Máx{(1),(2)} | Reservas CTF (1) + (3) - (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] |
| **CSF y CTF** | Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM | ±48 | ±130 | +243 /-243 | **±130** | **+161 / -161** |
| | Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM | ±69 | ±130 | +306 /-256 | **±130** | **+245 / -195** |
| | Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM | ±49 | ±130 | +213 /-264 | **±130** | **+132 / -183** |
| | Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM | ±99 | ±130 | +336 /-324 | **±130** | **+305 / -293** |

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y considerar el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

## 5.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas, hechos a partir de los datos estadísticos de la operación del SEN, permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para el CSF son las detalladas en la Tabla 38.

*Tabla 38 Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF*

| Requerimiento Mínimo de rampa para CSF | | |
|---|---|---|
| **Rampa de subida** | + 28 | [MW/min] |
| **Rampa de bajada** | -24 | [MW/min] |

## 5.5 Resumen Requerimientos de Reservas para CF

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

*Tabla 39: Resumen Reservas Mínimas para Control de Frecuencia*

| Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia | |
|---|---|
| **I.- Reservas [MW]** | Total |
| **1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)** | +360/-195 |
| **1.1.- Fluctuaciones Instantáneas** | +/-38 |
| **1.2.- Contingencias Generación / Consumos** | +322/-157 |
| ***1.3.- Aporte inicial de CPF a 10 segundos ante contingencia de generación*** | *+325* |
| **2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)** | +/-130 |
| **2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)** | |
| **2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM** | +161 / -161 |
| **2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM** | +245 / -195 |
| **2.3- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM** | +132 / -183 |
| **2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM** | +305 / -293 |
| **II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]** | +28/-24 |