

INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2020

Junio 2019



CONTENIDO

1.	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	5
1.1	Abreviaturas	5
1.2	Definiciones	6
2.	INTRODUCCIÓN	9
3.	DEFINICIÓN DE SERVICIOS	11
3.1	Control de Frecuencia	12
3.1.1	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	12
3.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	13
3.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	15
3.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	16
3.1.5	Cargas Interrumpibles (CI)	16
3.2	Control de Tensión	16
3.3	Control de Contingencias	18
3.3.1	Desconexión de Carga	18
3.3.2	Desconexión de Generación	20
3.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	20
3.4	Plan de Recuperación de Servicios	21
3.4.1	Partida Autónoma (PA)	21
3.4.2	Aislamiento Rápido (AR)	21
3.4.3	Equipos de Vinculación (EV)	21
4.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS	23
4.1	Control de Frecuencia	23
4.1.1	Control Rápido de Frecuencia	23
4.1.2	Control Primario de Frecuencia	24
4.1.3	Control Secundario de Frecuencia	24
4.1.4	Control Terciario de Frecuencia	25
4.1.5	Resumen Requerimientos CF	26
4.2	Control de Tensión	28
4.3	Control de Contingencias	29
4.3.1	Desconexión de Carga	29
4.3.2	Desconexión de Generación	30
4.3.3	Plan de Defensa Contra Contingencias	31
4.4	Plan de Recuperación de Servicio	31
4.5	Resumen SSCC Año 2020	31
5.	ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC	33
5.1	Control de Frecuencia	33
5.1.1	Control Rápido de Frecuencia	33
5.1.2	Control Primario de Frecuencia	34
5.1.3	Control Secundario de Frecuencia	35
5.1.4	Control Terciario de Frecuencia	36
5.2	Control de Tensión	36
5.3	Control de Contingencias	39

5.3.1	Desconexión de Carga	39
5.3.2	Desconexión de Generación	40
5.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	40
5.4	Plan de Recuperación de Servicio	40
5.5	Resumen Mecanismos de Materialización SSCC Año 2020	41
<hr/>		
6.	INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	43
6.1	Control de Frecuencia	43
6.1.1	Control Rápido de Frecuencia	43
6.1.2	Control Primario de Frecuencia (CPF)	43
6.1.3	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	44
6.1.4	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	45
6.2	Control de Tensión	46
6.3	Control de Contingencias	46
6.3.1	Desconexión de Carga	46
6.3.2	Desconexión de Generación	50
6.3.3	Plan de Defensa contra Contingencias	52
6.4	Plan de Recuperación de Servicios	52
<hr/>		
7.	INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA	53
7.1	Control de Frecuencia	53
7.2	Control de Tensión	53
7.2.1	Zona Norte Grande	53
7.2.2	Zona Norte chico	53
7.2.3	Zona Centro	53
7.2.4	Zona Centro Sur	53
7.2.5	Zona Sur	54
7.3	Control de Contingencias	54
7.3.1	Desconexión de Carga	54
7.3.2	Desconexión de Generación	54
7.3.3	Planes de Defensa contra Contingencias	55
7.4	Plan de Recuperación de Servicios	56
7.4.1	Partida Autónoma	56
7.4.2	Aislamiento Rápido	56
7.4.3	Equipamiento de Vinculación	56
<hr/>		
8.	CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS	57
8.1	Control de Frecuencia	57
8.2	Control de Tensión	57
8.3	Control de Contingencias	58
8.3.1	EDAC por Subfrecuencia	58
8.3.2	Plan de Defensa contra Contingencias	58
8.4	Plan de recuperación de servicio	58
<hr/>		
ANEXO 1.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA	60
<hr/>		
ANEXO 2.	INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	65

ANEXO 3. INSTALCIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	65
ANEXO 4. INSTALCIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA	65
ANEXO 5. INSTALCIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	66

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AR	: Aislamiento Rápido
CI	: Cargas Interrumpibles
CC	: Centro de Control
CDC	: Centro de Despacho y Control
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CRF	: Control Rápido de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
DMC	: Desconexión Manual de Carga
ECEA	: Equipo de Compensación de Energía Activa
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG	: Esquema de Reducción Automática de Generación
EV	: Equipamiento de Vinculación
HHI:	: Hirschman-Herfindhal Index
ISSCC	: Informe de Servicios Complementarios
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PA	: Partida Autónoma
PDCC	: Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas
PDCE	: Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas
PCP	: Programación de la Operación de Corto Plazo
PRS	: Plan de Recuperación de Servicio
Resolución SSCC	: Resolución Exenta N°801 del 18 de diciembre de 2018, que aprueba el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
RG	: Reserva en Giro
RPPMT	: Rentas pivotaes de poder de mercado totales
RPT	: Rentas pivotaes totales
RSI	: Residual supply index
SC	: Servicio Complementario
SSCC	: Servicios Complementarios

SI	: Sistema Interconectado
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
ST	: Sistema de Transmisión

1.2 DEFINICIONES

1. **Apagón parcial:** Desmembramiento del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
2. **Apagón total:** Desmembramiento incontrolado del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
3. **Cliente Libre:** Usuario final no sometido a regulación de precios.
4. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.
5. **Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.
Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
6. **Control Conjunto:** sistema de control cuya función es mantener la tensión en una barra de alta tensión en un valor definido, efectuando una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades que se encuentran operando.
7. **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.
8. **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.
9. **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.

- 10. Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 11. Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS.
- 12. Empresa coordinada o coordinado:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley.
- 13. Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia.
- 14. Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC):** Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema interconectado que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.
- Se distinguen EDAC del tipo:
- Por subfrecuencia: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
 - Por subtensión: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local;
 - Por contingencia específica: en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.
- 15. Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación:** Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que conectan unidades generadoras al SI (EDAG), u órdenes de reducción rápida de carga a centrales generadoras (ERAG).
- 16. Informe de Servicios Complementarios:** Informe anual del Coordinador a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 17. Nueva Infraestructura:** Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.
- 18. Recursos(s) Técnicos(s):** Atributo(s) de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros.
- 19. Potencia Máxima de Despacho:** Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.
- 20. Potencia Mínima de Despacho:** Mínimo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora de forma permanente, sin comprometer su participación en el CPF.

- 21. Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW.
- 22. SEN – Norte Grande:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos.
- 23. SEN – Centro Sur:** Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.
- 24. Sistema Interconectado:** conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas, líneas de transmisión a nivel nacional, zonal y dedicado; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.
- 25. Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.
- 26. Usuario o Consumidor Final:** Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o a un Cliente Regulado.

2. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el Art. 20 del Decreto Supremo 113 de 2017 que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios, en adelante el Reglamento, corresponderá al Coordinador elaborar anualmente un Informe de Servicios Complementarios (ISSCC), el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Por otra parte, y de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 23 del Reglamento, en el presente informe se indicarán los requerimientos necesarios para garantizar una operación segura, de calidad y más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, en conformidad con las normativas vigentes. Dado lo anterior, se definirán zonas en el SEN, identificando los SSCC necesarios para cumplir los requerimientos anteriores, y se indicarán los recursos técnicos disponibles para la prestación de los distintos servicios.

En concordancia con lo indicado en el Art. 23 del Reglamento, el presente informe dispone de la siguiente estructura:

- a) **Apartado Definición de Servicios**, en éste se presentan los diferentes Servicios Complementarios (SSCC) definidos por la CNE, mediante lo dispuesto en la Resolución de SSCC, y complementados con los requerimientos técnicos establecidos por el Coordinador para su prestación. Cada SC definido se fundamenta en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los aspectos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella.
- b) **Apartado de Identificación y Cuantificación de Servicios**, en base a los estudios desarrollados por el Coordinador, en este apartado se indican los SSCC seleccionados de la Resolución de SSCC y los requerimientos sistémicos que son necesarios para la operación del SEN.
- c) **Apartado de Análisis de Condiciones de Competencia en la Provisión de SSCC**, con sustento en los análisis conducentes a establecer si existen condiciones de competencia en cada uno de los mercados relevantes asociados a los SSCC correspondientes, el Coordinador definirá los SSCC que se materializarán a través de subastas o licitaciones y cuáles lo harán por medio de una instrucción directa.
- d) **Apartado Instalaciones que prestan Servicios Complementarios**, en donde se especifican los equipos e instalaciones que prestarán SSCC durante la vigencia del ISSCC, de acuerdo a lo establecido en el artículo segundo transitorio del Reglamento. Se deberá indicar claramente el tipo de instalación, su propietario u operador y la forma en que participa de los SSCC, en concordancia con lo definido en el literal a).
- e) **Apartado de Instalación y/o Adecuación de Infraestructura**, en los casos que de los estudios realizados por el Coordinador se detecte que los recursos técnicos son insuficientes para la prestación de alguno de los SSCC, se licitará o instruirá, dependiendo del mecanismo de provisión del respectivo SC, la instalación de nueva infraestructura, indicando su vida útil y mantenimiento anual eficiente. Por otra parte, el Coordinador también podrá solicitar la adecuación de la infraestructura existente con el fin de que pueda participar en la prestación de algún SC.

- f) **Apartado de Calendarización de los Servicios**, en esta sección se indicará la fecha en la cual un SC, que no haya sido requerido desde el inicio del periodo de vigencia del presente informe, comenzará su prestación. Así mismo, se indicarán las fechas en las cuales se espera licitar o instruir la adecuación del equipamiento existente o la instalación de nueva infraestructura para la prestación de alguno de los SSCC.

Dado lo expresado en los puntos previos, con el fin de poder cuantificar los requerimientos a nivel de SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, es que el Coordinador ha licitado el proyecto “Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN”¹, en adelante Estudio SSCC, el cual contempla un horizonte que abarca desde el año 2020 hasta el 2023. Los resultados de este Estudio fueron considerados como base y recomendaciones a efectos de establecer los requerimientos sistémicos en el presente informe.

Cabe destacar que, según lo indicado en el Artículo Segundo Transitorio del Reglamento de SSCC, el Coordinador contará con un plazo de 3 años para verificar las capacidades para prestar SSCC de las instalaciones del sistema. Este plazo regirá a contar de la publicación de la NT SSCC por parte de la CNE y la emisión de los documentos asociados a los requerimientos y protocolos para la verificación por parte del Coordinador, lo que se concretará durante el segundo semestre de este año. Durante el mencionado periodo de 3 años, aquellas instalaciones que no cuenten con la verificación del Coordinador se entenderán habilitadas para participar en la prestación de Servicios Complementarios, con los recursos técnicos disponibles informados fundadamente al Coordinador, según la norma técnica vigente.

Finalmente, cabe destacar que este Informe ha sido confeccionado considerando la normativa vigente. Dado lo anterior y que la Norma Técnica de Servicios Complementarios está en desarrollo por parte la autoridad, así como las modificaciones asociadas a la NTSyCS, este Informe será revisado y actualizado una vez que dicha norma entre en vigencia.

¹ Dicho estudio puede ser descargado del sitio web del coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>

3. DEFINICIÓN DE SERVICIOS

En el presente capítulo se presentan las definiciones de la Resolución de SSCC, emitida por la CNE, para cada SC y sus correspondientes categorías. Adicionalmente, el Coordinador establece requerimientos adicionales que deberán cumplir los equipamientos para realizar una prestación satisfactoria del SC en el que participen.

Cada servicio complementario se fundamentará en términos de la funcionalidad que aporta al cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS, considerando lo indicado en la Resolución de SSCC y requerimientos adicionales establecidos por el Coordinador.

A continuación, se presenta una tabla con el resumen de los SSCC indicados en la resolución correspondiente.

Tabla 3-1 Categorías y subcategorías de SSCC.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)	
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)	
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)		Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
			Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)		Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
			Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)	
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	
		Desconexión Manual de Carga (DMC)	
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)	
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)	
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)	

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se define el SC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.

En la prestación de este SC se distinguen cinco acciones básicas para controlar la frecuencia, las cuales se relacionan entre sí. En la Figura 1 se presenta esquemáticamente la relación que existe entre las distintas categorías del SC Control de Frecuencia.

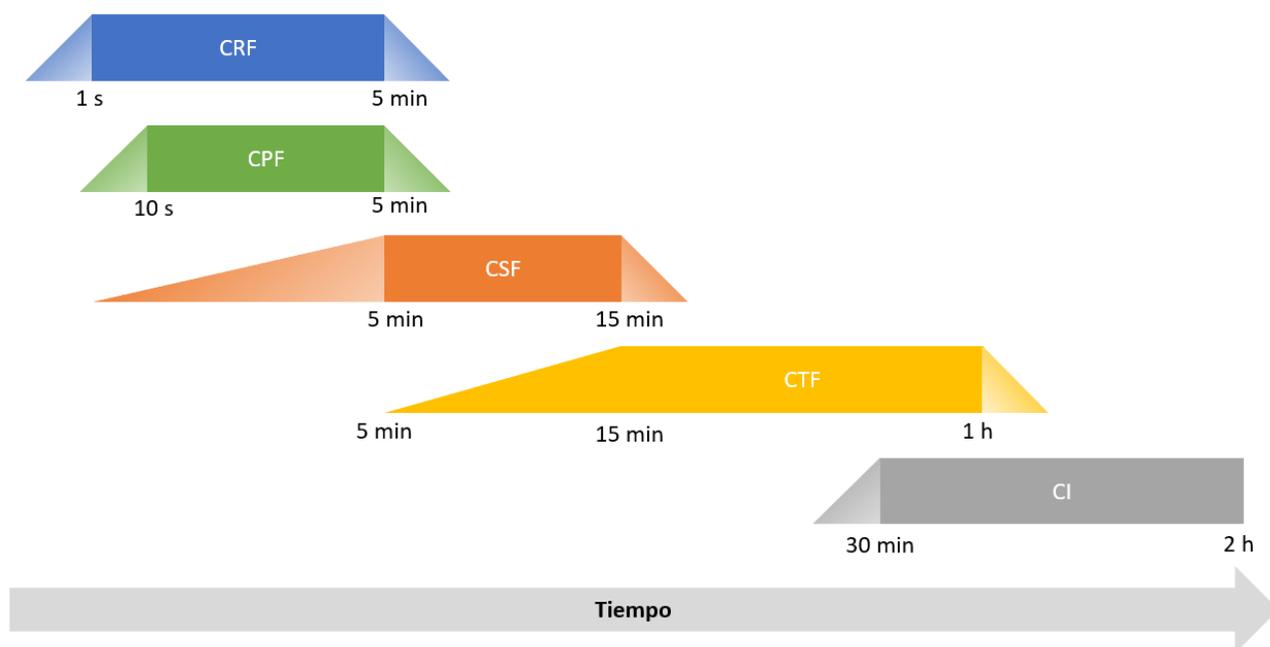


Figura 1. Esquema cadena de reservas.

A continuación, se presentan las definiciones de cada una de las categorías consideradas.

3.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 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.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Considerando las definiciones establecidas por la CNE para la prestación de este servicio, específicamente el aporte del 100% del monto requerido en un lapso de 1 segundo, se ha requerido que el CRF sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema. Bajo esta definición se hace necesario establecer ciertas bandas de activación para este servicio.

Por otra parte, dados los tiempos involucrados en la prestación del SC y la exigencia de simetría de su aporte, se prevé que el equipamiento que será capaz de participar en este servicio, serán los equipos de almacenamiento, por lo que se hace necesario establecer una banda de desactivación de su aporte, con el fin de preservar la energía disponible.

De la misma forma, dado que los recursos disponibles que cuentan con las propiedades descritas, son los equipos BESS actualmente en servicio, se debe definir un criterio para la carga de los equipos sin que esto comprometa la recuperación de la frecuencia.

Sin perjuicio de lo anteriormente expuesto, cualquier equipamiento que se verifique y cumpla con las exigencias definidas en el punto previo, podrá participar del CRF.

Dado lo expuesto anteriormente, se definen los siguientes requerimientos:

- a) Umbral de activación: ± 0.3 Hz
- b) Umbral de desactivación: entre 0 y ± 0.2 Hz. La asignación de estos umbrales será definida por el Coordinador para cada equipo.
- c) Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador. La carga deberá ser desactivada en caso de que la frecuencia salga de la banda 50 ± 0.025 Hz.

3.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 min.

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

2) Requerimientos asociados a la prestación:

I. Estado Normal de Operación

En condición normal de operación del sistema, es necesario contar con reserva de potencia para enfrentar las variaciones de la demanda, respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal. Se considerarán como variaciones normales, las desviaciones que se encuentren dentro de la banda de $\pm 0.2\text{Hz}$.

Considerando lo anterior, y dadas las exigencias de la NTSyCS vigente, es que para la prestación de este servicio solo se considerará la participación de unidades de tipo sincrónica².

Las unidades que participen de la regulación primaria deberán contar con las características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-16 de la NTSyCS. Este controlador 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, $\pm 25\text{mHz}$.
- 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.

II. Operación ante Contingencias

Ante la ocurrencia de una contingencia que genere un déficit o exceso importante de generación y por ende una subfrecuencia o sobrefrecuencia, respectivamente, es necesario contar con una reserva de potencia para contribuir a evitar una variación de frecuencia elevada y la posible pérdida de consumo o generación en el sistema. Se considerará como evento que produce un déficit o exceso importante de generación, aquellas contingencias que den origen a una desviación de frecuencia superior a $\pm 0.2\text{Hz}$.

En consistencia con lo descrito, podrán participar de este servicio:

- a) Unidades sincrónicas que cumplan con el estándar definido en el numeral I.
- b) Equipos de compensación de energía activa (no existen requerimientos adicionales).
- c) Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con los siguientes requisitos:

² Según se indica en artículo 3-16, la banda muerta de los parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 mHz.

- El retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.
- Banda muerta de ± 200 mHz.
- Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación del parque con carga. El rango de ajuste será entre 4% a 8%.
- El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

3.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

1) Definición:

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. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 min, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 min.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

A efectos de realizar el CSF a través del AGC, los Coordinados deberán cumplir con lo especificado en el artículo 4-17 de la NTSyCS y con las exigencias del Coordinador, esto es:

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en los documentos “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC”, de diciembre de 2015 e “Informe de Diseño Conceptual y Básico del Enlace AGC Local/Coordinado”, de enero del 2015³.
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, cumpliendo con una disponibilidad mínima del enlace de comunicaciones del coordinado del 99.95%, como dispone la Norma IEC 60870-4.
- Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC. Este tiempo de retardo máximo no deberá superar los 20 segundos.
- Disponibilizar las señales requeridas para integrar las unidades generadoras al AGC, según se especifica en el Anexo Técnico de “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR del CDC”.

En el hipotético caso que el AGC no esté disponible para realizar la acción de control requerido, se procederá a ejecutar acciones de control manual utilizando los recursos disponibles para el CSF. La remuneración de la prestación de este servicio será evaluada en su mérito, teniendo a la vista las disposiciones contenidas en la NT de SSCC, particularmente en los aspectos relativos a la verificación de disponibilidad y desempeño del respectivo SC.

³ Dichos documentos pueden ser descargados del sitio web del coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>

3.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

1) Definición:

Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el 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 CTF operará de forma centralizadas y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse, o iniciar la prestación del servicio, dentro de un tiempo de 5 min, luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 1 hr. medido desde la activación.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dentro de las consideraciones que se deberán tomar para la prestación de este servicio, y para mantener la coherencia con la cadena de reservas que se da entre los distintos controles, es que se deberá considerar el 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de 15 min, de manera que el CTF reemplace la acción ejercida previamente por el CSF.

3.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

1) Definición:

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

Dicha prestación deberá reducir el consumo por el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 min luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 hrs.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.2 CONTROL DE TENSIÓN

1) Definición:

Corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento que preste este servicio complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos:

a) Unidades generadoras sincrónicas:

- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir a mantener la tensión de operación de una barra de referencia, en régimen permanente y ante la ocurrencia de contingencia, de acuerdo a la consigna previamente establecida por el Coordinador.

b) Parques eólicos y fotovoltaicos:

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la entrega de una cantidad fija de potencia reactiva, de acuerdo con una consigna previamente establecida por el CDC, y dentro de las capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo a la consigna de tensión previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-7 y 3-8 de la NTSyCS vigente. Este tipo de control se diferenciará en uno de tipo *rápido* y otro *lento*, diferenciándose en cuanto a su tiempo de respuesta que en el primer caso no podrá ser superior a 1 s, mientras que para el lento no podrá exceder los 20 s. Será el Coordinador por medio del presente Informe quien definirá si se requiere que alguna instalación preste este tipo de servicio. En los casos que esta acción sea requerida en ausencia del recurso primario, el costo asociado al consumo de energía incurrido será compensado en el proceso de remuneraciones de los SSCC.

c) Elementos de compensación reactiva

- **Control estático:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.
- **Control dinámico:** Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.), entre otros, para contribuir a mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de los niveles establecidos en la NTSyCS, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.

Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable y permanente, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo a los límites establecidos en sus Diagramas PQ, considerando las exigencias descritas en la NTSyCS. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, esto podrá ser realizado mediante un control por consigna de tensión sobre la barra de inyección al sistema, un control que permita ajustar el factor de potencia del parque y/o mediante un control de inyección de potencia reactiva.

El sistema de excitación de una máquina sincrónica deberá cumplir con que el error en estado estacionario de la tensión de generación deberá ser inferior a 0.25% para cualquier cambio en la carga del generador, según el artículo 3-11 literal b) de la NTSyCS.

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a Centrales Eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades generadoras deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando, según el artículo 3-12 de la NTSyCS.

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador, según el artículo 3-12 de la NTSyCS.

3.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

3.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión y EDAC por Contingencia Específica.

Se entenderá por Desconexión Manual de Carga (DMC) a aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los usuarios finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por Subfrecuencia y DMC se considera sistémica y los EDAC por Subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local.

3.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El SC de EDAC por Subfrecuencia, corresponde al esquema de control que emite órdenes de Desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de subfrecuencia con medida local.

Para realizar la prestación de este servicio, y de acuerdo a lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 250 ms.
- Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.
- Cuando se requiera, equipos deberán tener la capacidad de calcular y actuar por gradiente de frecuencia.

3.3.1.2 EDAC por Subtensión

El SC de EDAC por Subtensión, corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos, previa operación de un relé de subtensión con medida local.

De acuerdo a lo indicado en la NTSyCS, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- a) Equipamiento capaz de medir tensión en no más de 120 ms.
- b) Equipamiento con capacidad para operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 s y 1 s.

Equipos de medición de tensión deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

3.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica se refiere a las acciones de control automáticas destinadas a preservar la seguridad y calidad de servicio frente a la ocurrencia de una contingencia particular. Éste corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su seguridad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos. El procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota o local, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

Dentro de esta subcategoría de SC se considerará también la actuación de los EDAC asociados a los PDCE y PDCC.

No existen requerimientos para este tipo de esquemas, ya que la especificación técnica de estos dependerá de la solución específica con el fin de evitar la propagación de fallas al resto de las instalaciones del SI, evitando la salida incontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

3.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

El SC de DMC corresponde a la instrucción que determina e instruye el Coordinador, según corresponda, para el desprendimiento o limitación de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con la finalidad de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS. La DMC podrá ser instruida a través de las siguientes modalidades:

- **DMC en línea:** Se instruyen por el CDC en tiempo real a los CC, para que los Coordinados Clientes desconecten o limiten su carga en las barras de consumo correspondientes.
- **DMC programada:** se instruyen por el Coordinador a través de la PCP o de un redespacho de generación, de forma tal que los Coordinados Clientes del SI desconecten o limiten sus cargas desde las barras de consumo correspondientes.

En el caso de las DMC, éstas tienen una naturaleza dual en el sentido que pueden originarse para dar cuenta de un fenómeno sistémico o un fenómeno local.

La activación de los DMC deberá ser instruida por el Coordinador como un último recurso para preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

3.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

1) Definición:

Corresponde al desprendimiento o reducción automática de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.

Los Esquemas de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen dos subcategorías para esta categoría de SC:

- a) EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia.
- b) EDAG o ERAG por Contingencia Específica.

La naturaleza de la prestación del servicio EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG o ERAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local.

Cabe destacar que, los EDAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como servicios complementarios.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Por otra parte, dentro de la subcategoría de SC de EDAG por Contingencia Específica se considerará también la actuación de los EDAG asociados a los PDCE y PDCC.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y al diseño propio de cada esquema.

3.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local.

3.3.3.1 Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)

Se entenderá por PDCC al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Parcial del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Crítica.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC y al diseño propio de cada PDCC.

3.3.3.2 Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

Se entenderá por PDCE al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. Dentro de este servicio se definen 3 subcategorías:

- a) Partida autónoma.
- b) Aislamiento rápido.
- c) Equipamiento de vinculación.

3.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

1) Definición:

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

Las unidades con partida autónoma se agruparán en dos categorías: las que requieren de equipamiento adicional (tales como grupo electrógeno, banco de baterías u otro) y las unidades de combustión interna que por su naturaleza pueden realizar proceso de partida sin necesidad de equipamiento adicional.

3.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

1) Definición:

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

3.4.3 EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

1) Definición:

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes.

2) Requerimientos asociados a la prestación:

No se tienen consideraciones adicionales para la prestación de este servicio más allá de lo definido en la Resolución de SSCC.

4. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE SERVICIOS

4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

De acuerdo con lo determinado en el “*Estudio de SSCC*” y los análisis realizados por el Coordinador, las categorías de SSCC asociadas al control de frecuencia requeridas para la operación del sistema el año 2020 corresponden a:

- Control Rápido de Frecuencia.
- Control Primario de Frecuencia.
- Control Secundario de Frecuencia.
- Control Terciario de Frecuencia.

Para el periodo analizado, no se verifica una necesidad de contar con el SC de Cargas Interrumpibles para garantizar la cobertura de la demanda de punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia. En efecto, los requerimientos de demanda de punta estimados para el año 2020 son de aproximadamente 11000 MW, con una potencia instalada en el sistema de aproximadamente 25000 MW, por lo que dada la sobre instalación actual del parque generador en el sistema, desde el punto de vista del atributo de suficiencia del sistema no se requiere del aporte de este servicio.

Por otro lado, respecto de la viabilidad de requerir el servicio para resolver problemas de congestión en el sistema de transmisión, las congestiones que se visualizan en el sistema de transmisión nacional responden a excesos focalizados de generación más que a aumentos de demanda, de modo que la utilización de cargas interrumpibles para este propósito no sería una solución eficiente.

A continuación, se describen los criterios considerados para la cuantificación de cada tipo de reserva:

4.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA

Se debe relevar que entre el CRF y el CPF existe una estrecha relación, dada por la simultaneidad en la actuación de dichos servicios. Asimismo, a medida que la inercia del sistema desciende, el rol del CRF es fundamental para poder detener la caída de la frecuencia, en un rango temporal que para el CPF es imposible actuar. Dado esto, la efectividad del CRF con respecto al CPF aumenta en la medida que la inercia del sistema disminuye.

De los análisis realizados, se evidencia que en el horizonte de estudio no existe una necesidad de utilizar el CRF para las variaciones naturales de la demanda, ya que el requerimiento es despreciable, provocando variaciones de la frecuencia que son inferiores a la banda muerta especificada para las unidades sincrónicas.

Por otro parte, al realizar la evaluación ante contingencias para este servicio, se verifica que existe un valor agregado al reemplazar el aporte de CPF por CRF.

Actualmente, se identifica que existe una capacidad potencial en torno a 50 MW que podría proveer este servicio, asociado a los equipos BESS, y en función de esto y la relación que existe entre el CRF y CPF, se ha determinado la porción de CPF ante contingencias. No obstante, se están realizando análisis complementarios para identificar la conveniencia de aumentar el requerimiento de CRF.

4.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para el control primario de frecuencia se distinguen dos componentes: las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación renovable no convencional, y otra asociada a soportar contingencias de Severidad 5. En el caso de la primera, se determina una reserva CPF para estado normal de operación que permite mantener con una significancia del 95% la frecuencia dentro de la banda ± 0.2 Hz. La metodología asociada a su determinación corresponde al cálculo de las desviaciones del valor medio de 10 s vs el valor de la media de 5 min en una ventana móvil.

Por otra parte, el CPF ante contingencias se encuentra asociado a soportar contingencias de generación en el sistema, sin activar el esquema EDAC por Subfrecuencia cuando se presentan contingencias simples. Dado lo anterior, la reserva se estima en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá de los 49 Hz.

Finalmente, dada la participación conjunta del CRF y el CPF ante contingencias, y considerando las tecnologías disponibles para prestar este servicio, se definen dos casos asociados a la disponibilidad de CRF.

Tabla 4-1 Reservas requeridas para CPF.

	CRF [MW]	CPF estado normal [MW]	CPF contingencias ⁴ [MW]	CPF Total [MW]
Caso sin CRF	0	± 40	± 300	± 340
Caso con CRF	50	± 40	± 200	± 240

4.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

Los requerimientos asociados al CSF se componen de 2 variables, por una parte, existe un requerimiento asociado a variaciones intrahorarias, calculadas como las desviaciones de una media de 5 minutos con respecto a la media de 15 minutos (dada la definición del servicio), y por otro lado a los errores de previsión de la demanda, que debido a la resolución de la programación de la operación se calculan con un intervalo horario.

Los errores de previsión de la demanda, al tener una resolución horaria, no permiten determinar con exactitud en qué proporción deberían ser asignados al CSF y al CTF, ya que ambos actúan dentro de la misma ventana de 1 hora, pero en instantes diferentes y de manera secuencial. En consecuencia, dado que se desea cubrir estas variaciones con una confiabilidad del 95% (1.96σ), es que se asigna un 62.27% (1σ) de la componente de estos errores al CSF, mientras que el 32.73% restante al CTF para completar el intervalo. En consecuencia, la reserva para CSF corresponde a lo indicado en la Tabla 4.2.

Cabe destacar que la reserva total para CSF se obtiene como la raíz de la suma cuadrática de las componentes de variaciones intrahorarias y los errores de previsión, considerando que las variables son independientes entre sí. Para mayor respecto de la metodología utilizada referirse al Estudio de SSCC⁶.

⁴ Para el CPF contingencias se deberá considerar una asignación mínima de 50 MW en unidades de tipo térmica y 50 MW en unidades hidráulicas.

⁵ Se considera que el error se distribuye acorde a una función normal de probabilidad, con media cero y desviación estándar σ .

⁶ El Estudio de SSCC se encuentran disponible en el siguiente enlace:

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

Tabla 4-2 Reservas requeridas para CSF.

Categoría SC	Detalle	Detalle	Reserva
CSF	Variaciones intrahorarias 5/15 min	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	±50 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	±77 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	±46 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	±96 MW
	Errores de previsión de la demanda	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-224 / +234 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-234 / +242 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-240 / +203 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-262 / +296 MW
CSF	CSF -	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-148 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-165 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-156 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-189 MW
		Rampa sistémica (5 min)	-25 MW/min
	CSF +	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	154 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	169 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	135 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	208 MW
		Rampa sistémica (5 min)	+30 MW/min

4.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

El CTF deberá hacerse cargo de las variaciones intrahorarias, considerando las desviaciones de una media de 15 minutos con respecto a la media de 60 minutos (dada la definición del servicio), y de los errores de previsión de la demanda. Este servicio se hace cargo de las mismas componentes que el CSF, pero actuando en un rango temporal superior.

En el caso de las variaciones intrahorarias, dado que el CSF es capaz de mantener su acción más allá del tiempo establecido por definición, se considera que es capaz de superponerse con el CTF y cubrir las variaciones de la totalidad de la hora. En consecuencia, la reserva de CTF considerará la diferencia entre las variaciones intrahorarias 15/60 min y las de 5/15 min determinadas para el CSF.

Los errores de previsión de la demanda al tener una resolución horaria no permiten determinar con exactitud en qué proporción deberían ser asignados al CSF y al CTF, ya que ambos actúan dentro de la misma ventana de 1 hora, pero en instantes diferentes. En consecuencia, dado que se desea cubrir estas variaciones con una confiabilidad del 95% (1.96σ), es que se asigna un 62.27% (1σ) de la componente de estos errores al

CSF, mientras que el 32.73% restante al CTF para completar el intervalo. En consecuencia, la reserva para CTF corresponde a lo indicado en la Tabla 4.3.

Cabe destacar que la reserva total para CTF se obtiene como la raíz de la suma cuadrática de las componentes de variaciones intrahorarias y los errores de previsión, considerando que las variables son independientes entre sí. Para mayor respecto de la metodología utilizada referirse al Estudio de SSCC.⁷

Tabla 4-3 Reservas requeridas para CTF.

Categoría SC	Detalle	Detalle	Reserva
CTF	Variaciones intrahorarias 15/60 min	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	±163 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	±243 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	±99 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	±355 MW
	Errores de previsión de la demanda	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-224 / +234 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-234 / +242 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-240 / +203 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-262 / +296 MW
CTF	CTF ⁻⁸	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-135 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-183 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-95 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-273 MW
	CTF ⁺⁸	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	137 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	184 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	85 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	277 MW

4.1.5 RESUMEN REQUERIMIENTOS CF

A continuación, se resumen los requerimientos asociados a los servicios complementarios de Control de Frecuencia.

⁷ El Estudio de SSCC se encuentran disponible en el siguiente enlace:

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

⁸ Considera la diferencia entre las variaciones intrahorarias 15/60 min con las de 5/15min.

Tabla 4-4 Reservas requeridas para Control de Frecuencia.

Categoría SC	Subcategoría SSCC	Detalle	Reserva
CRF	CRF	Contingencia	50 ⁹ MW (0*)
CPF	CPF +/-	Normal	40 MW
		Contingencia	200 ¹⁰ (300*) MW
		Total	240 (340*) MW
CSF	CSF -	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs. y 21:00-23:59 hrs.)	-148 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-165 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-156 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-189 MW
		Rampa sistémica (5 min)	-25 MW/min
	CSF +	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	154 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	169 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	135 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	208 MW
		Rampa sistémica (5 min)	30 MW/min
CTF	CTF -	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	-135 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	-183 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	-95 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	-273 MW
	CTF +	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs. y 21:00-23:59 hrs.)	137 MW
		Bloque 2 (06:00-08:59 hrs.)	184 MW
		Bloque 3 (09:00-16:59 hrs.)	85 MW
		Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	277 MW

*: Requerimiento considera que al inicio del nuevo régimen (1 de enero del 2020) no habrá equipamientos verificados para prestar el servicio de CRF.

⁹ Corresponde a la capacidad instalada de BESS en el sistema y deberán pasar por el proceso de Verificación durante el año 2020 para habilitarse para la prestación del SC.

¹⁰ Existe una restricción en la asignación de las reservas para CPF contingencias, al menos se debe considerar 50 MW en unidades térmicas y 50 MW en unidades de tipo hidráulica.

4.2 CONTROL DE TENSIÓN

El SC de Control de Tensión es imprescindible para mantener operando el sistema dentro de los estándares exigidos por la NTSyCS. En el “*Estudio de SSCC*” se determinan las necesidades de potencia reactiva para el año 2020.

Debido al carácter local del control de tensión y con el fin de identificar los recursos de control de tensión que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se han definido las siguientes áreas de control de tensión (ACT):

- ACT Norte Grande: Desde el extremo norte del SEN hasta la S/E Los Changos.
- ACT Norte Chico: Desde las SS/EE Nueva Pan de Azúcar 500 KV y Las Palmas 220 kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500 KV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- ACT Centro: Entre las SS/EE Polpaico 500 KV y Alto Jahuel 500 KV y entre las SS/EE Los Vilos 220 kV y Puente Negro 220 kV, incluyendo las redes de 110 KV de la V Región y Región Metropolitana.
- ACT Centro Sur: Desde las subestaciones Alto Jahuel 500 KV y Puente Negro 220 kV hasta Cautín 220 kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región y Concepción.
- ACT Sur: Desde la subestación Ciruelos 220 kV hacia el sur.

En el caso del SC de Control de Tensión existe un requerimiento por zona de potencia reactiva que deben estar despachado en el sistema para mantener las tensiones en las bandas admisibles de la NTSyCS. Este requerimiento de operación normal del sistema puede ser satisfecho por unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos inyectando potencia reactiva (con o sin control dinámico) y por equipos de compensación de potencia reactiva.

Por otra parte, existe una necesidad de contar con reservas de potencia reactiva, que pueda ser entregada de manera pronta cuando el sistema se ve perturbado por una contingencia y permita cumplir con los estándares de recuperación dinámica indicados en la NTSyCS. Para satisfacer este requerimiento podrán participar unidades sincrónicas, parques eólicos y fotovoltaicos que cuenten con control dinámico de tensión, compensadores sincrónicos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.)

En la Tabla 4.5 se presentan los requerimientos de potencia reactiva esperados para la operación del sistema el año 2020, tanto para la condición normal de operación del sistema, como las reservas necesarias para afrontar las posibles contingencias.

Tabla 4-5 Requerimientos de potencia reactiva para la prestación del SC de Control de Tensión.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-399	-133	214	-112
	Sur (Domeyko)	74	140	68	-52
Norte Chico	Norte	-111	-48	62	-23
	Centro-Sur	-659	-408	84	-92

ACT	Sub-ACT	Requerimiento Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Centro	Troncal	-83	1034	214	-121
	V Región 110 kV	-26	79	10	-16
	RM 110 kV	299	426	58	-42
Centro Sur	Troncal	-311	638	98	-176
	Itahue 154 kV	53	148	33	-16
	Concepción	55	145	19	-23
Sur	Sur	-39	64	86	-21

4.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

En la presente sección se identifican las subcategorías del SC de Control de Contingencias que serán requeridas para la operación del sistema durante el año 2020.

4.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

4.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

El esquema EDAC por Subfrecuencia será diseñado para contener contingencias severas del sistema, como por ej. la salida intempestiva de más de una unidad generadora. Cabe destacar que, a la fecha el Coordinador se encuentra realizando estudios específicos con el fin de diseñar un EDAC homologado para el SEN.

El esquema vigente corresponde a lo planteado a continuación.

Tabla 4-6 EDAC por Subfrecuencia SEN – Norte Grande.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1¹¹	49.0 Hz	45.7	45.7
Escalón 2	48.9 Hz	52.0	97.7
Escalón 3	48.8 Hz	102.9	200.6
Escalón 4	48.7 Hz	90.9	291.5
Escalón 5	48.6 Hz	104.8	396.3
Escalón 6	48.5 Hz	117.9	514.2
Escalón 7	48.4 Hz	119.7	633.9
Escalón 8	48.3 Hz	119.2	753.1

¹¹ Mediante las cartas DE00908-19 a DE00915-19, se solicita a los Coordinados inhabilitar la operación del escalón N°1 del EDAC por Subfrecuencia del SEN – Norte Grande.

Tabla 4-7 EDAC por Subfrecuencia SEN – Centro Sur.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1	49.0 Hz -0.6 Hz/s	515.7	515.7
Escalón 2	48.9 Hz	261.5	777.1
Escalón 3	48.8 Hz -0.6 Hz/s	448.9	1226.0
Escalón 4	48.7 Hz	251.5	1477.5
Escalón 5	48.5 Hz	286.4	1763.9
Escalón 6	48.3 Hz	176.2	1940.2

4.3.1.2 EDAC por Subtensión

Para el periodo estudiado, no se han detectado necesidad de implementar un esquema EDAC por Subtensión, en consecuencia, no se requerirá un SC de este tipo.

4.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica

El SC de EDAC por Contingencia Específica será necesario para la operación del sistema, detectándose los siguientes esquemas:

- a) Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier – Constitución.
- b) EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas.
- c) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- d) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.
- e) PDCE Zona Norte.

4.3.1.4 Desconexión Manual de Carga

La Desconexión Manual de carga corresponde al último recurso que podrá ser utilizado en el sistema para contener una falla o sobrecarga que se presente, con el fin de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio indicados en la NTSyCS.

4.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

4.3.2.1 EDAG por Sobrefrecuencia

De acuerdo con los análisis desarrollados por el Coordinador, no se ha identificado la necesidad de contar con este recurso en el sistema.

4.3.2.2 EDAG por Contingencia Específica

Se identifica la necesidad de contar con este SC, ya que tanto los PDCE, como los PDCC contemplan en su diseño la actuación de este tipo de esquemas para evitar apagones en el sistema. Los planes asociados a este servicio serán:

- a) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCE Zona Norte.

4.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

4.3.3.1 Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Dada la interconexión de los sistemas SING y SIC, las contingencias extremas que fueron detectadas previamente, ya no se corresponden con dicha categoría, sino que están alineadas a la definición de contingencias críticas. En concordancia con lo anterior, los PDCE que actualmente se encuentran implementados en el sistema serán categorizados en la subcategoría de SC de PDCC de acuerdo con lo siguiente:

- a) PDCC Fase 1: Contingencia Línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

4.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

A través de los estudios realizados por el Coordinador durante el año 2019, se ha detectado la necesidad de implementar un PDCE en la Zona Norte del SEN. El esquema se sustenta en los siguientes resultados para una falla de Severidad 6.

Tabla 4-8 Efectos contingencia Severidad 6 en Líneas de Interconexión.

Tramo 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
Los Changos – Cumbre	Riesgo de Apagón Parcial	Contingencia crítica
Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema

4.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

De acuerdo con las necesidades definidas en el estudio de PRS elaborado por el Coordinador, se requieren todas las subcategorías de este servicio para la operación del Sistema:

- a) Partida Autónoma.
- b) Aislamiento Rápido.
- c) Equipamiento de Vinculación.

4.5 RESUMEN SSCC AÑO 2020

La siguiente tabla resumen los requerimientos para el año 2020.

Tabla 4-9 Categorías y subcategorías de SSCC para el año 2020.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

5. ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA EN LA PROVISIÓN DE SSCC

En el marco de lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y considerando el desarrollo de un mercado de servicios complementarios para enero de 2020, durante el año 2018 se desarrolló un estudio para efectos de determinar la metodología y qué servicios podrían ser prestados en condiciones de competencia para el año 2020¹².

Dicho estudio se enfocó primordialmente en los siguientes servicios: Control Rápido de Frecuencia (CRF), Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), Control Terciario de Frecuencia (CTF) y Control de Tensión (CT).

- El análisis se llevó a cabo en dos etapas. En primer lugar, se determinaron indicadores estáticos clásicos, como el HHI y RSI para el sistema en su conjunto y las principales zonas consideradas en el Estudio de definición de Servicios Complementarios elaborado por el Coordinador el año 2018 (IDPSSCC 2018), a saber: al norte de S/E Pan de Azúcar y al sur de S/E Nogales.
- De encontrar un HHI que fuese reflejo de un mercado altamente concentrado y/o un RSI menor a uno, se descartaban las condiciones de competencia para el servicio complementario en cuestión, mientras que, de no ser descartadas las condiciones de competencia, se procedía, en una segunda etapa, a emplear una metodología de rentas pivotales, a partir de la cual se identifican rentas de eficiencia y rentas de poder de mercado.

En el ANEXO 1 se presenta un resumen de la metodología utilizada en el Estudio de Competencias para determinar los indicadores mencionados en los puntos anteriores.

En el intertanto, y mediante Res. Exenta N°801, de 18 de diciembre de 2018, la Comisión Nacional de Energía, definió una serie de servicios complementarios, algunos de los cuales no estaban inicialmente contemplados en el Informe Base anteriormente señalado. Sin embargo, los análisis realizados, sumado a análisis complementarios permiten pronunciarse respecto a las condiciones de competencia de los distintos SSCC.

Dado lo anterior, a continuación, se muestran las condiciones de competencia para cada uno de los servicios definidos en la citada Resolución y que son requeridos para el año 2020.

5.1 CONTROL DE FRECUENCIA

5.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA

El control rápido de frecuencia es uno de los nuevos SSCC definidos en la Resolución de SSCC y que no era prestado en el régimen anterior. La necesidad de este servicio surge de asegurar una respuesta de muy rápida acción frente a desequilibrios en el sistema eléctrico. Si bien históricamente este servicio ha sido entregado de manera automática por la inercia rotatoria de los generadores síncronos, es necesario en la actualidad hacer frente a la penetración de tecnologías renovables solares o eólicas, en donde la inercia

¹² Para un mayor análisis ver “Condiciones de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios”, marzo 2019, disponible en el sitio web del Coordinador en el siguiente enlace <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

rotatoria del sistema podría verse reducida, haciendo necesario la creación de un servicio de respuesta rápida que pueda ser provisto por tecnologías alternativas.

Dada la reciente consideración del servicio de CRF en Chile, actualmente no existen equipos verificados para su prestación. No obstante, en el SEN existen 4 equipos de almacenamiento de energía (~ 50 MW) que podrían cumplir con las condiciones necesarias para prestar este SC.

Tomando en consideración los potenciales requerimientos y oferentes existen aspectos relevantes de mencionar acerca de la provisión de este servicio. Por un lado, la necesidad de este producto de SSCC está directamente relacionado con el nivel de integración de tecnologías de generación no-síncronas ya que, en la práctica, mayores niveles de integración de dichas tecnologías reducirán la participación de máquinas síncronas, lo que resultará en una menor inercia en el sistema y una mayor necesidad de contar con el servicio de CRF. Por otro lado, dentro de las tecnologías capaces de entregar este servicio se encuentran precisamente las tecnologías de generación no-síncronas que, mediante un control especial de los inversores, pueden proveer la llamada “inercia sintética”. En términos de requerimientos y potenciales oferentes desde la generación, la principal dificultad se encuentra en la actual definición de simetría en la prestación. Respecto a otras tecnologías que pueden entregar este servicio, como son los BESS, las barreras de entrada se relacionan principalmente con el alto costo de inversión de las mismas y la incertidumbre regulatoria respecto a cómo se compensarán e integrarán a los sistemas eléctricos. Sin embargo, las proyecciones a la baja respecto al costo de equipos BESS¹³, de materializarse, podrían reducir esta importante barrera de entrada en un futuro cercano, justificando el uso de estructuras de mercado para su asignación y compensación.

En resumen, el requerimiento actual es particularmente pequeño si consideramos la potencial oferta de la generación eólica y solar. Por lo tanto, no se podrían descartar condiciones de competencia y eventualmente lo anterior implicaría el uso de subastas o licitaciones de acuerdo a la normativa aplicable. No obstante, la definición simétrica del SC hace que utilizar plantas de generación eólica y solar sea ineficiente en términos del costo de operación para el sistema. Así mismo, a la fecha no existen antecedentes suficientes para asegurar que, de manera generalizada, estas instalaciones cuenten con las capacidades para prestar este servicio, especialmente en lo referente a los tiempos de actuación necesarios. Dado lo descrito anteriormente, el mecanismo de materialización del CRF será por instrucción directa, mientras no se haya verificado una cantidad mayor de equipamiento que permitan determinar condiciones de competencia.

5.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para este servicio complementario, si bien las tres compañías con mayor capacidad de oferta son aptas, por sí solas, de suplir toda la demanda proyectada asociada al CPF del Sistema Eléctrico Nacional, en un análisis más detallado, al considerar los indicadores de rentas pivotaes (RPT y RPPMT) para el año 2020 muestran valores elevados, lo que refleja la posibilidad, incluso no existiendo inconvenientes respecto al número de potenciales oferentes, de ejercer poder de mercado. Lo anterior es consecuencia de una estructura de costos asimétrica de los potenciales competidores y donde resultados de este test descartarían que este servicio sea competitivo en el corto plazo.

Tabla 5-1 Índices RPT y RPPMT para el Control Primario de Frecuencia a nivel sistémico con desacople al año 2020

RPT	RPPM
2.772	1.458

¹³ IRENA 2017

5.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el HHI para las zonas Norte y Centro-Sur definidas por el IDPSSCC 2018, considerando los recursos disponibles para la provisión de dicho servicio.

Tabla 5-2. Índice HHI CSF según Capacidad Disponible

	Enero	Abril	Julio	Octubre
ZONA NORTE				
CSF -	5470	5402	5211	5184
CSF +	4973	4960	4899	4855
ZONA CENTRO SUR				
CSF -	6526	9297	4993	5073
CSF +	5917	7356	7841	8402

Al considerar la capacidad disponible se observan niveles de concentración en general elevados, especialmente en la zona Centro Sur. En particular el servicio CSF- durante el mes de abril alcanza un máximo superior a 9200. Si bien estos valores elevados del HHI no implican necesariamente la existencia de poder de mercado, refuerzan la necesidad de un cuidadoso monitoreo de condiciones de competencia de corto plazo en caso de implementarse un sistema de subastas.

5.1.3.1 Rentas Pivotales

Al determinar las rentas pivotales para este servicio, se observa que consistentemente existen rentas pivotales para los principales actores del mercado a través de las semanas simuladas. A continuación, se presenta un resumen de los indicadores de Rentas Pivotales totales (RPT) y Rentas Pivotales de Poder de Mercado totales (RPPMT), considerando un escenario optimista con los recursos disponibles del sistema, es decir sin restringirse a las unidades que al día de hoy están habilitadas para operar en el AGC.

Tabla 5-3. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-	6.1006	6.1147	5.6478	5.2063
CSF+	7.2751	7.7272	7.1019	8.5459

Tabla 5-4. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-	5.8649	5.8775	5.4664	4.8171
CSF+	6.4919	7.1487	6.1726	7.782

Los indicadores en general muestran valores que permitirían descartar condiciones de competencia para todas las semanas en el escenario optimista donde se considera la capacidad disponible. Por lo anteriormente expuesto, se descarta que existan condiciones de competencia suficientes para el servicio de CSF.

5.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta un resumen de los indicadores de Rentas Pivotales totales (RPT) y Rentas Pivotales de Poder de Mercado totales (RPPMT), considerando los recursos disponibles del sistema.

Tabla 5-5. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CTF-	0.2245	0.2984	0.2156	0.3539
CTF+	0.3467	0.2103	0.3088	0.2944

Tabla 5-6. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CTF-	0.1411	0.0922	0.0838	0.2335
CTF+	0.0533	0.0497	0.0286	0.0110

Los indicadores, en un escenario optimista considerando los recursos disponibles, muestran valores que no permiten descartar la existencia de condiciones de competencia.

5.2 CONTROL DE TENSION

Para determinar la existencia de condiciones de competencia en la provisión del SC de Control de Tensión, se realizó un análisis a través del índice RSI-3 para cada una de las zonas individualizadas en la sección 4.2, debido a la naturaleza local de este servicio.

El cálculo del índice sólo considera los recursos de generación tanto de unidades sincrónicas como parques eólicos y fotovoltaicos. Se consideró por lo tanto que equipos de compensación reactiva no participan activamente del mercado de SC de Control de Tensión ya que son remunerados a través de otros mecanismos o están presentes para cumplir con la NTSyCS, aunque sí fueron considerados en la provisión del requerimiento.

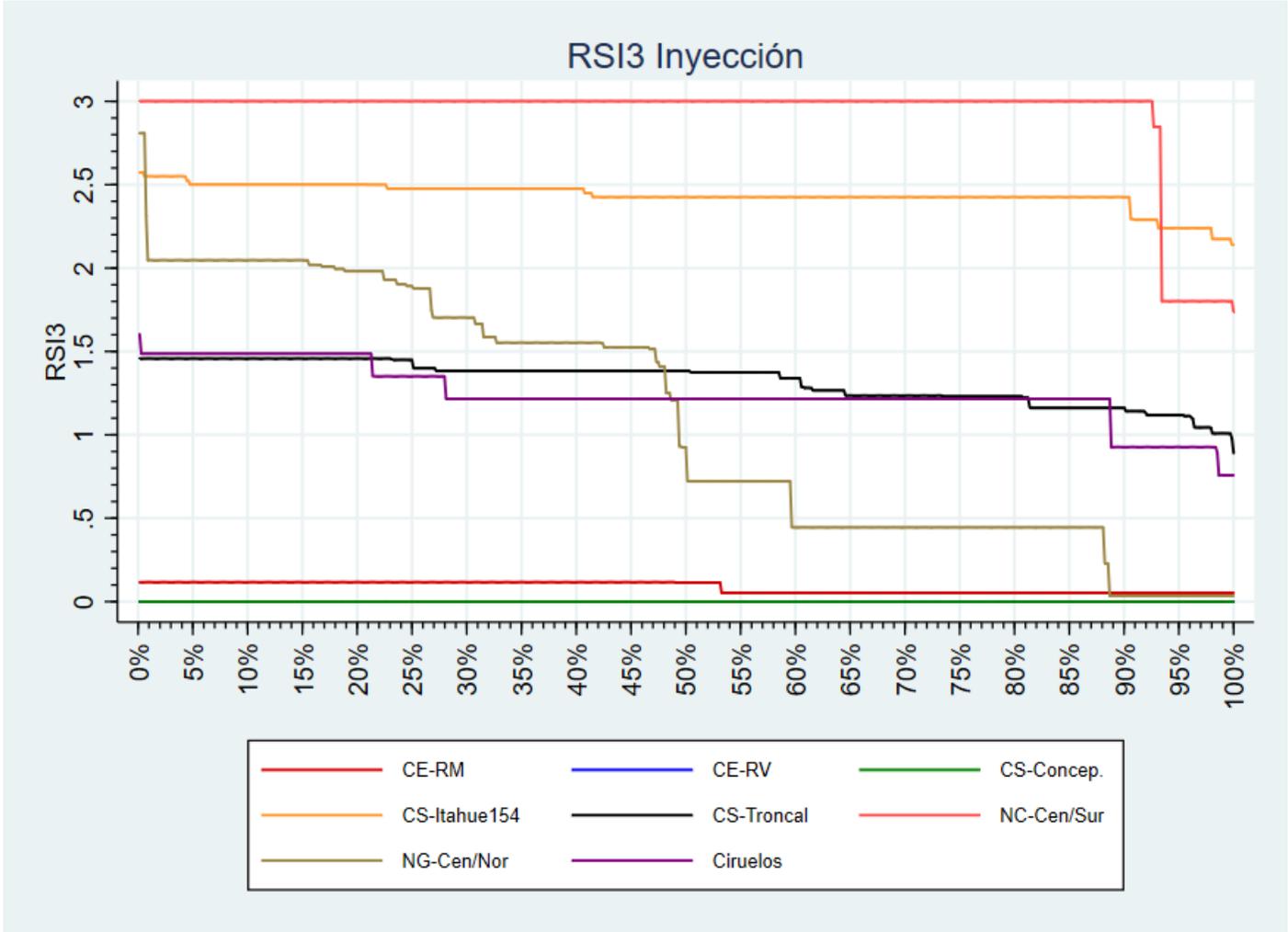
Los requerimientos considerados son los indicados en la sección 4.2 tanto para la operación normal como para reservas para contingencia.

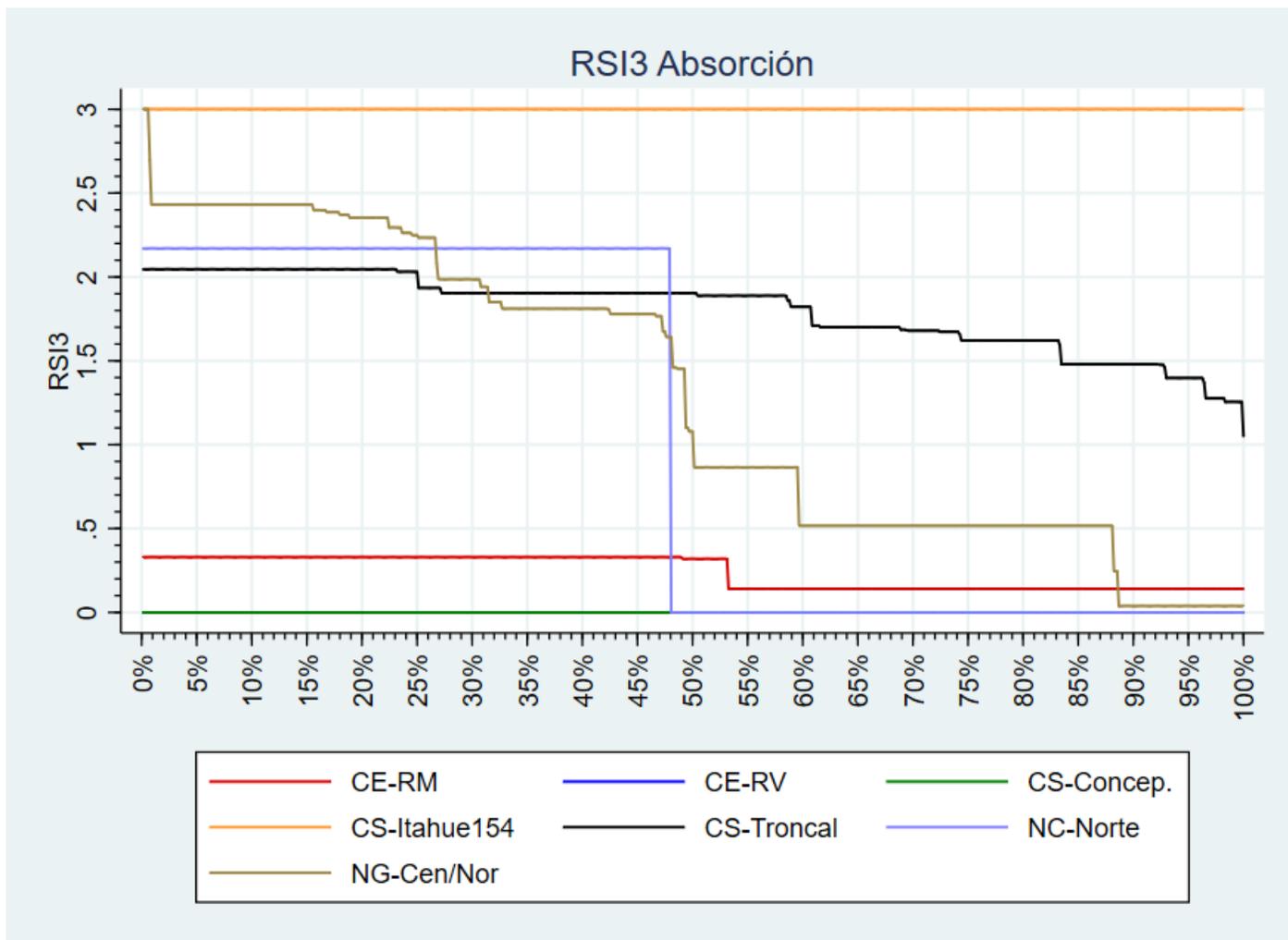
Los recursos tenidos en cuenta para la provisión del servicio en condiciones de operación normal corresponden a los presentes en el sistema y que incluyen unidades sincrónicas, equipos de compensación de potencia reactiva y parques eólicos y fotovoltaicos. Para el caso de los recursos considerados para la provisión de las reservas para contingencias se consideraron los mismos recursos anteriores excluyendo capacitores y reactores.

De acuerdo a lo indicado en el Estudio de SSCC, de las ACT analizadas, en el sub-ACT Norte Grande-Sur (Domeyko) dicho estudio recomienda el aporte de recursos estáticos para mejorar el perfil de tensiones. Dado que la oferta de recursos existente en estas áreas es insuficiente, se concluye directamente que no existen condiciones de competencia por lo que su mecanismo de materialización, en caso de ser requerido, sería la instrucción directa para la provisión del SC de Control de Tensión en las citadas Sub-ACT.

Para el resto de las Sub-ACT, se presentan las curvas de duración para el índice RSI asociado al mercado de Absorción e Inyección de reactivos para Control de Tensión, considerando un período de un año y la mantención programada de unidades de generación asociadas a dicho período.

Tabla 5-7. Curva de Duración RSI de Iny. y Abs. Según sub-ACT





Los casos en que no se muestra un valor para el índice, se deben a que los requerimientos podrían ser cubiertos en su totalidad por recursos distintos a unidades de generación por lo que no existiría el mercado para el SC de CT.

Dado los resultados anteriores, no se descartarían las condiciones de competencia para prestar este servicio en el sistema en las Norte Chico Centro-Sur; Centro Sur – Troncal e Itahue. En las demás zonas no existirían condiciones de competencia en la provisión del SC de CT ya que en ambos casos resultan con índices menores a 1.1.

En conclusión, se recomienda licitar el SC de Control de Tensión, en caso de ser requerido, en las siguientes áreas:

- a) Sub-ACT Norte Chico Centro-Sur.
- b) Sub-ACT Centro-Sur, Troncal.
- c) Sub-ACT Centro-Sur, Itahue.

5.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

5.3.1 DESCONEJIÓN DE CARGA

5.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

La NTSyCS, instruye la participación de los consumos en los EDAC por Subfrecuencia de acuerdo con las condiciones establecidas por el Coordinador. Esta norma indica una habilitación mínima de 30% de la demanda del sistema incorporada a los esquemas de EDAC, y de acuerdo con el de Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga realizado por el Coordinador, el EDAC vigente considera una participación de la demanda que alcanza un 25.8%.

El esquema disponible del SEN corresponde a los esquemas implementados por los respectivos Centros de Despacho Económicos de Carqa (CDEC) de los SI SING y SIC, donde ambos CDEC instruyeron los esquemas a todos los clientes en forma no discriminatoria, siempre que su implementación no agudizara una condición de subfrecuencia en el caso de operar (por ejemplo, desconexión de consumos que comprometa el suministro de combustible a las plantas generadoras). Dado lo anterior, la gran mayoría de los clientes del SEN tienen implementados EDAC, es decir contarían con el equipamiento necesario para la detección y operación.

Al evaluar por lo tanto los posibles oferentes para la prestación del servicio de EDAC, se encuentra que eventualmente la mayoría de los consumos estaría en condiciones de prestarlo, dado que ya cuenta con las instalaciones necesarias para ello. Por otro lado, modificar el monto comprometido o modificar los ajustes del esquema que poseen los consumos, no representaría un costo significativo. Sin embargo, el cambio de ajustes no puede realizarse de manera pronta, requiriendo un periodo más extenso (del orden de meses) para cambiar los ajustes a todo el sistema.

Se entendería por lo tanto, que en el mercado para la prestación del servicio de EDAC por subfrecuencia, existen las condiciones de competencia que posibilitan la implementación de licitaciones para poder suministrar el servicio, pudiendo implementar licitaciones bianuales, considerando los periodos de adecuación/implementación de estos.

5.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Dada la naturaleza local del servicio unido a la especificidad de los requerimientos y recursos para prestarlo, se recomienda que el servicio sea provisto mediante instrucción directa.

5.3.1.3 Desconexión Manual de Carga

La desconexión manual de carga (DMC) en barras de consumo corresponde a acciones o instrucciones de coordinación que instruye el Coordinador para que los clientes desconecten carga manualmente, con el objetivo de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado en su conjunto o en áreas específicas del sistema donde haya un desequilibrio de carga – generación.

Las instrucciones de operación son dadas por el CDC a los centros de control de clientes por lo que no se requeriría de equipos adicionales a los que ya cuentan los clientes para acatar las instrucciones enviadas por el Coordinador.

Las DMC pueden ser previstos con una anticipación de horas o días. Para el caso en que se diagnostique la aplicación del DMC con una anticipación de horas, es el CDC el que debe tomar las acciones en línea, pero si la anticipación es de días, debe ser incluido en la programación de la operación.

Cabe destacar que el requerimiento de DMC podría ser sistémico o local, ya sea si su uso es para preservar la SyCS del sistema interconectado en su conjunto o en áreas específicas de éste.

En el caso que el requerimiento de DMC sea de naturaleza sistémica, dado que todos los consumos deberían estar disponibles para la aplicación de DMC y que su implementación no tiene un costo adicional por no requerir equipamiento adicional, se puede concluir que existen las condiciones de competencia inicialmente requeridas para materializar el servicio a través de licitaciones o subastas.

En el caso anterior, si se determina un requerimiento de DMC con antelación a la programación, sería posible establecer un mecanismo de subastas para proveer el servicio ya que su prestación sería por un periodo menor a 6 meses y el periodo que transcurriría entre la presentación de la oferta y la prestación del servicio sería inferior a 15 días.

Sin embargo, para la provisión del servicio con una antelación de horas, lo anterior se torna, al menos dificultoso. Considerando además que la operación de DMC sistémicos no es frecuente, lo recomendable sería la realización de licitaciones anuales, en que se considere la presentación de ofertas mensuales o trimestrales para dar flexibilidad en la gestión de la demanda.

Por el contrario, si resulta necesaria la aplicación de DMC que corresponda a una zona específica, se hace menos probable la existencia de condiciones de competencia dada la menor cantidad de posibles oferentes y, para este caso se recomienda instrucción directa.

5.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

5.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

Para prestar este servicio se requiere la desconexión o reducción de generación de unidades específicas que permitan preservar la calidad y seguridad el servicio frente una contingencia determinada.

Como el requerimiento para suministrar este servicio es para unidades específicas, no existiría un mercado competitivo en su provisión. La recomendación es proveerlo por instrucción directa.

5.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Dado que la mitigación de las contingencias, tanto extremas como críticas, se realiza a través de la instrucción de acciones específicas para cada una de las contingencias consideradas, y dado que estas acciones se llevan a cabo con recursos específicos, que no son reemplazables por otros, es que para la provisión de este servicio no se estima existan condiciones de competencia que permitan implementar licitaciones o subastas. La recomendación sería realizar instrucción directa para proveer los recursos para el Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema o Crítica.

5.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

El Plan de Recuperación de Servicio es organizado en torno a zonas. Con el fin de lograr una normalización global del SEN más eficiente, el Centro de Despacho y Control del Norte o Sur podrá delegar en algunos Centros de Control (CC) la aplicación de los PRS previamente establecidos en sus zonas.

Durante la recuperación del servicio el sistema se encuentra en estado de contingencia, pudiendo el plan fijado no ajustarse plenamente al ejecutado dadas las condiciones particulares presentes en el momento de la ejecución. En adición, dado que el objetivo es reestablecer el servicio en el menor tiempo posible, podría afirmarse que el requerimiento del servicio sería equivalente a la oferta potencial de recursos por zona.

Es poco practicable que, bajo las condiciones anteriores, los recursos usados para levantar el sistema sean los que se obtienen como resultado de un proceso de licitación o subasta, lo que restaría la flexibilidad necesaria para operar en escenarios difícilmente predecibles, además de hacer más lento el proceso de toma de decisiones por tener que limitarse a usar solo los recursos adjudicados, lo que atentaría contra la seguridad del sistema.

Por lo tanto, se recomienda la instrucción directa para proveer el servicio con los recursos disponibles y habilitados actualmente.

Sin embargo, para la implementación de nueva infraestructura, si sería aplicable la implementación de licitaciones para la provisión de nuevos recursos siempre que exista más de una empresa con la potencialidad de prestar el servicio en la zona requerida.

5.5 RESUMEN MECANISMOS DE MATERIALIZACIÓN SSCC AÑO 2020

En resumen y considerando la mejor información disponible para definir eventuales requerimientos para los Servicios Complementarios contenidos en el presente Informe, se estiman las siguientes condiciones estructurales de competencia.

Tabla 5-8. Resumen mecanismos materialización SSCC.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo / observaciones
CRF	NO	Instrucción Directa
CPF	NO	Instrucción Directa
CSF +	NO	Instrucción Directa
CSF -	NO	Instrucción Directa
CTF +	SI	Subasta
CTF -	SI	Subasta
CT	SI (parcial)	Licitación / Instrucción Directa ¹⁴
EDAC Subfrecuencia	SI	Licitación

¹⁴ Solo existen condiciones de competencia para: a) Sub-ACT Norte Chico -Centro Sur; b) Sub-ACT Centro-Sur Troncal; c) Sub-ACT Centro-Sur Itahue.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales de Competencia	Mecanismo / observaciones
EDAC Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
DMC	SI	Licitación /Instrucción Directa ¹⁵
EDAG/ERAG por Contingencia Específica	NO	Instrucción Directa
PDCE	NO	Instrucción Directa
PDCC	NO	Instrucción Directa
PA	NO	Instrucción Directa
AR	NO	Instrucción Directa
EV	NO	Instrucción Directa

¹⁵ Dependerá de si el requerimiento es sistémico o local.

6. INSTALACIONES PRESTADORAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En la presente sección se identificarán los recursos técnicos para la prestación de los distintos SSCC, así como las capacidades de cada instalación y la metodología utilizada para cuantificar dichos recursos.

6.1 CONTROL DE FRECUENCIA

6.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA

En el caso del CRF sólo se contempla su uso para condiciones de contingencia, donde el equipamiento participante deberá desplegar su aporte en 1 s considerando una banda muerta para su activación de ± 0.3 Hz. Actualmente, dada la información que dispone el Coordinador, solo se considera la participación de los equipos BESS en esta categoría de servicio, sin perjuicio de que parques eólicos y fotovoltaicos podrían participar una vez que hayan sido sometidos al proceso de verificación.

La reserva que podrán aportar los equipos considerados en esta subcategoría se ha estimado en función de los modelos homologados que posee el Coordinador. No obstante, en el caso de los BESS no ha sido posible demostrar la simetría en su operación, por lo que deberán verificarse durante el año 2020, para participar de este servicio en las condiciones descritas en el Capítulo 4.1.

En el ANEXO 2 se encuentra el listado de todos los equipos que participarán del CRF, junto con los aportes considerados.

6.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Los aportes representativos de las unidades generadoras serán estimados en función de los modelos dinámicos que dispone el Coordinador, los cuales han sido entregados y aprobados en los periodos de puesta en servicio de las unidades y actualizados por las empresas de manera posterior a la ejecución de trabajos relevantes sobre las unidades.

I. Reserva para CPF en estado Normal:

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a fluctuaciones instantáneas (± 0.2 Hz).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, y si éste se inicia antes de 10 s y es sostenido por el tiempo de establecimiento. Conforme con lo anterior, será considerada como la reserva efectiva aportada por la unidad el valor de la potencia media en el tiempo de establecimiento, siempre y cuando haya hecho un aporte mayor a cero a los 10 s.

$$RPF_{normal} = \frac{E_t}{t}$$

Donde,

RPF_{normal} : Reserva primaria para control de frecuencia en estado normal.

E_t : Energía aportada por la unidad en 30 s o 120 s según su tiempo de establecimiento.

t : tiempo de establecimiento.

En el ANEXO 2 se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CPF en estado normal, junto con los aportes considerados.

II. Reserva para CPF Contingencia:

Se desarrolla un banco de pruebas con las unidades candidatas, transformadores elevadores asociados y una barra de potencia infinita, en el cual se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a contingencias ($\pm 0.7\text{Hz}$) con un gradiente máximo de 2Hz/s (valor que un parque o unidad debe ser capaz de soportar sin desconectarse según Art. 3-10 de la NTSyCS).

Para cada unidad estudiada se evalúa el comportamiento de la potencia máxima de aporte, en base a la simulación de la respuesta de su modelo dinámico homologado, y si éste se inicia antes de 10 s y es sostenido por el tiempo de establecimiento. Conforme con lo anterior, será considerada como la reserva efectiva aportada por la unidad el valor de la potencia media en el tiempo de establecimiento, siempre y cuando haya hecho un aporte mayor a cero a los 10 s.

$$RPF_{contingencia} = \frac{E_t}{t}$$

Donde,

$RPF_{contingencia}$: Reserva primaria para control de frecuencia ante contingencias.

E_t : Energía aportada por la unidad en 30 s o 120 s según su tiempo de establecimiento.

t : tiempo de establecimiento.

Finalmente, con el fin de preservar un adecuado aporte de las unidades al CPF se considerará un nivel de despacho máximo y mínimo para las unidades acorde a una asignación eficiente en función de las características técnicas de cada instalación.

En el ANEXO 2 se encuentra el listado de todas las unidades que participarán del CPF ante contingencias, junto con los aportes considerados.

6.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

El servicio de control secundario de frecuencia será prestado mediante un AGC y las reservas comprometidas que serán consideradas serán calculadas en base a la tasa de toma/baja de carga, el retardo del tiempo de respuesta de las unidades y la potencia que puede alcanzar una unidad en 5 minutos y sostenerla por 15 minutos.

$$Reserva\ CSF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot (5 - Tr) [min], Pd_i^{max} [MW] - Pd_i [MW]\}$$

$$Reserva\ CSF_i^- = \min\{Rampa_i^- [MW/min] \cdot (5 - Tr) [min], Pd_i [MW] - Pd_i^{min} [MW]\}$$

Donde,

$Reserva\ CSF_i^+$: Reserva para control secundario por subfrecuencia de la unidad i.

$Reserva\ CSF_i^-$: Reserva para control secundario por sobrefrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$: Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Rampa_i^-$: Tasa de bajada de carga de la unidad i.

TR : Tiempo de retardo en la respuesta de la unidad.

Pd_i^{max} : Potencia bruta máxima de despacho de la unidad i .

Pd_i^{min} : Potencia bruta mínima de despacho de la unidad i .

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i .

En el caso de unidades carboneras, existen restricciones adicionales a la reserva que pueden entregar en función de la cantidad de pulverizadores que se encuentra en servicio.

En el ANEXO 2 se encuentran listados los recursos que participarán del CSF con sus respectivas reservas.

6.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

En el caso del control terciario se considerarán las reservas que pueden entregar las unidades que se encuentren en servicio en un tiempo de 15 minutos, de acuerdo con su tasa de toma/baja de carga informada, o el valor que puedan alcanzar en 15 minutos las unidades con tiempos de sincronización inferiores a 5 minutos. De acuerdo con lo anterior, se pueden definir dos sub categorías para esta reserva, siendo estas:

$$Reserva\ CTF_i^+ = Reserva\ Giro\ CTF_i^+ + Reserva\ Fria\ CTF_i^+$$

$$Reserva\ CTF_i^- = Reserva\ Giro\ CTF_i^-$$

I. Reserva en giro para CTF:

Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades participante del CTF son capaces de entregar en 15 minutos y sostener durante 1 hora.

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot 15 [min], Pd_i^{max} [MW] - Pd_i [MW]\}$$

$$Reserva\ Giro\ CTF_i^- = \min\{Rampa_i^- [MW/min] \cdot 15 [min], Pd_i [MW] - Pd_i^{min} [MW]\}$$

Donde,

$Reserva\ Giro\ CTF_i^+$: Reserva en giro para control terciario por subfrecuencia de la unidad i .

$Reserva\ Giro\ CTF_i^-$: Reserva en giro para control terciario por sobrefrecuencia de la unidad i .

$Rampa_i^+$: Tasa de toma de carga de la unidad i .

$Rampa_i^-$: Tasa de bajada de carga de la unidad i .

Pd_i^{max} : Potencia bruta máxima de despacho de la unidad i .

Pd_i^{min} : Potencia bruta mínima de despacho de la unidad i .

Pd_i : Potencia bruta de despacho de la unidad i .

II. Reserva fría para CTF:

Potencia que las unidades participantes del CTF+, que se encuentran fuera de servicio son capaces de entregar en 15 minutos y sostener durante 1 hora, teniendo en cuenta que la unidad debe ser capaz de sincronizar en al menos 5 minutos y haber alcanzado su mínimo técnico a los 15 minutos.

$$Reserva\ Fria\ CTF_i^+ = \min\{Rampa_i^+ [MW/min] \cdot (15 [min] - T_i^{sinc} [min]), Pd_{neto_i}^{max} [MW]\}$$

Donde,

Reserva Fria CTF_i^+ : Reserva fría para control terciario por subfrecuencia de la unidad i.

$Rampa_i^+$: Tasa de toma de carga de la unidad i.

$Pdnet_i^{max}$: Potencia neta máxima de despacho de la unidad i.

De acuerdo con la metodología descrita, en el ANEXO 2 se identifican las unidades prestadoras de este servicio junto con la reserva disponible para ambas condiciones mencionadas.

6.2 CONTROL DE TENSIÓN

Dentro del SC de Control de Tensión se pueden distinguir diversas instalaciones que pueden participar de esta categoría. Para el periodo que esté vigente el presente informe se identifican las siguientes clases de equipos prestadores del servicio:

- Unidades sincrónicas (control dinámico y estático).
- Equipos de compensación de potencia reactiva:
 - Dinámicos: CER, STATCOM, SVC, etc.
 - Estáticos: Capacitores y reactores.
- Parque Eólicos y Fotovoltaicos:
 - Control estático de potencia reactiva.
 - Control dinámico de potencia reactiva: lento (respuesta en el orden de los 20 s) y rápido (respuesta inferior a 1 s).

En el caso de las unidades sincrónicas su capacidad de inyección/absorción de reactivos se determinará mediante el modelo homologado que posee el Coordinador, el cual permitirá dar cuenta de las capacidades reales de las unidades, considerando su curva PQ, así como el ajuste de los controladores asociados (AVR, OEL, UEL, V/Hz, etc.). Por otra parte, en el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos se considerará como recurso disponible para control de tensión la curva PQ definida en el Art. 3-8 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.

De acuerdo con la metodología descrita, en el ANEXO 3 se identifican las instalaciones que prestarán este servicio junto con la reserva disponible para inyección y absorción de reactivos.

6.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

6.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

6.3.1.1 EDAC por Subfrecuencia

Para efectos del presente informe, se considerarán las instalaciones que actualmente tienen habilitado el esquema EDAC, sin perjuicio que el Coordinador durante el 2do semestre del año 2019 emitirá un informe que permitirá homologar los esquemas del Norte Grande con el del Centro Sur.

En el ANEXO 4 se identifican los Coordinados y alimentadores que se encuentran asociados actualmente a este servicio junto con la carga participante en cada escalón del esquema.

6.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica

Los esquemas que serán considerados para la prestación de este servicio se detallan a continuación:

a) Contingencia Específica de la Línea 66 kV San Javier – Constitución

La empresa CGE diseñó un EDAC por baja frecuencia y otras variables específicas que permite la formación de una isla en S/E Constitución (de CGE), ante la desconexión de la línea de 66 kV San Javier – Constitución (de Transelec) o si se detecta el aislamiento de la S/E Constitución con otras SS/EE aledañas producto de una falla en otras instalaciones más lejanas que esa línea de 66 kV.

La lógica de operación del esquema permite 2 modos de operación: Modo Sen – Centro Sur que es el modo normal de operación cuando la S/E Constitución se encuentra conectada al SEN y el Modo ISLA que es el modo de emergencia cuando la S/E Constitución, junto con los clientes conectados a su barra, quedan operando de manera aislada del SEN.

Algunos de los modos observan si el paño B1 de S/E Constitución está inyectado o retirando potencia activa, en todos los casos se programó una potencia mínima equivalente a 0.5 MW.

Los modos de operación son los siguientes:

I. Modo SEN – Centro Sur (MS)

El modo operación SEN – Centro Sur se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra cerrado, lo que implica que la S/E Constitución está conectada al SI mediante la línea Constitución – San Javier. Los escalones de frecuencia que rigen para este modo se muestran en la siguiente.

Tabla 6-1 Modo de operación SEN – Centro Sur (MS)

Condición 52B1 Cerrado	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/s
Escalón 1	Purapel	52E1	49.0	0.6
Escalón 3	Santa María/ Pangalillo	52E3/52E6	48.8	0.6

II. Modo de operación en ISLA

El modo de operación en ISLA se habilita cuando el interruptor 52B1 en S/E Constitución se encuentra abierto, lo que implica que la S/E Constitución no está conectada al SEN. En este modo el controlador envía mediante canal de teleprotección una señal a la generadora CELCO (de Arauco Bioenergía) para que pase el control de frecuencia desde el modo esclavo al modo maestro. Para esta condición de operación (operación en isla), se tienen cuatro (4) escalones de frecuencia y cuatro (4) casos como se indican en la Tabla 6.2. Para la condición Modo ISLA, se deberán coordinar los valores de baja frecuencia definidos en los alimentadores de 23 kV de S/E Constitución, con los valores de baja frecuencia definidos en los generadores de Celco y Energía Verde (Constitución), de modo que sean menores a los especificados en S/E Constitución.

Tabla 6-2 Modo de operación en ISLA

	Etapas EDAC		Ajustes Frecuencia	
			Umbral	Gradiente
	Alimentador	Interruptor	Hz	Hz/s
Escalón 1	Purapel	52E1	48.6	N.A.
Escalón 2	Santa María/ Pangalillo	52E3/52E6	48.5	N.A.
Escalón 3	Falucho (Ex-O'Higgins)	52E4	48.3	N.A.
Escalón 4	Energía Verde	52ET2	49.0	-2.7

b) EDAC en Zona Coronel por operación del sistema 154 kV Bocamina-Lagunillas

A partir de los estudios sistémicos realizados por el Coordinador, se determinó que el sistema de subtransmisión que abastece la Zona de Coronel no se logra cumplir con el criterio operacional N-1 de la Línea 2x66 kV Concepción - Coronel frente a contingencias que originen la desconexión intempestiva de la Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel.

Al respecto, se implementó por parte de la empresa CGE S.A. un automatismo de desconexión automático de carga, que actúe a partir de una señal específica que dé cuenta de la ocurrencia de la desconexión intempestiva de la Línea de 154 kV Lagunillas - Bocamina – Coronel que considera las siguientes acciones:

- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel sea para ambas líneas inferior o igual al 115% de su capacidad nominal, el esquema EDAC no dará desenganche a ningún paño de S/E Coronel.
- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para el mayor valor de carga determinado para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel, se encuentre en el rango superior al 115 % e inferior al 160 % de la capacidad de la línea, el esquema EDAC dará desenganche a los siguientes paños de 66 kV de S/E Coronel: B1 (Bocamina); B2 (Arenas Blancas); B3 (Horcones 2); BT6 (Coronel-El Manco-Horcones-Lebu). Con esto quedarán en servicios las cargas asociadas a los paños BT1 (transformador T1 66/15 kV); BT2 (transformador T2 66/15 kV) y B4 (Horcones 1).
- Si a partir de los cálculos de carga estimada, previa a la falla (carga actual del paño extremo Concepción más el 55% del total de carga de S/E Coronel), en la RTU del SCADA de S/E Coronel, para el mayor valor de carga determinado para las líneas 66 kV Concepción-Coronel N°1 y N°2, del extremo Concepción, considerando la apertura del paño A1 de S/E Coronel, sea mayor al 160 % la capacidad de la línea, el esquema EDAC dará desenganche a los paños B8 (Concepción-Coronel N°1 , extremo Coronel) y B9 (Concepción-Coronel N°2 , extremo Coronel) de S/E Coronel. Con esto quedarán en servicios las cargas intermedias existentes en las LT 66 kV Concepción –Coronel N°1 y N°2 (SSEE San Pedro, Loma Colorada, Papeles Biobío y EFE).

c) EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

- a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- b) Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

En el marco de la implementación de las Fases del mencionado plan, se identifica que para controlar los desbalances de carga/generación ocurridos en el subsistema centro – norte, afectado por la subfrecuencia, se dispone de un Esquema de Desconexión Automático de Carga por Contingencia Crítica de acción rápida, que actúa en base a relés de tasa de caída de frecuencia (df/dt), cuya acción es complementada por los EDAC por subfrecuencia disponibles en el sistema. Con la acción de este esquema se busca frenar las abruptas caídas de frecuencia para evitar la desconexión descontrolada de generación y, conjuntamente con el aporte del EDAC por subfrecuencia y la reserva primaria, compensar el déficit de potencia (generación) y así evitar el colapso del subsistema por subfrecuencia.

En la Tabla 6.3 se presentan las cargas actualmente comprometidas para participar en el esquema. Los tiempos de operación son los establecidos en la NTSyCS.

Tabla 6-3 Recursos existentes en EDAC por Contingencia Crítica, SEN – Centro Sur

Coordinado	Carga comprometida [MW]	Ajustes Frecuencia	
		Umbral	Gradiente
		Hz	Hz/s
Angloamerican (División El Soldado)	6.8	49.5	-1.9
Angloamerican (División Los Bronces)	38.1	49.5	-1.2
Cementos Melón	2.4	49.5	-1.9
Cementos Polpaico	10.0	49.5	-1.9
CMPC Cartulinas (Procart)	12.0	49.5	-1.9
CMPC Papeles Cordillera (Puente Alto)	7.6	49.5	-1.9
Codelco (División Andina)	18.0	49.5	-1.2
Codelco (División El Teniente)	50.0	49.5	-1.9
Codelco (División Ventanas)	9.5	49.5	-1.9
Cristalerías Chile	2.2	49.5	-1.9
Minera Los Pelambres (Piuquenes)	28.5	49.5	-1.9
Minera Valle Central	2.4	49.5	-0.9
	5.4	49.5	-1.2
Grupo CGE	71.0	49.5	-0.9/-1.9
Enel Distribución	345	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
Chilquinta	53.7	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
E. E. Puente Alto	6.4	49.5	-0.9/-1.2/-1.9
El Litoral	2.55	49.5	-0.9/-1.2/-1.9

6.3.1.3 EDAC asociado a los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas

El PDCE de la Zona Norte del SEN contempla la implementación de un esquema EDAC como uno de los recursos que serán utilizados ante su activación. A continuación, se presenta de manera teórica este esquema, el cual será complementado con los montos reales una vez que sea implementado por los Coordinados.

Tabla 6-4 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	232	187
			Total	290	245
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	158	138
			Total	230	210
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	70	58
			Total	120	108
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	460	383
			Total	640	563

6.3.1.4 Desconexión Manual de Carga (DMC)

Para la prestación de este servicio se considera que todas las cargas del sistema se encuentran a disposición del CDC para hacer uso de ella ante eventuales situaciones que pongan en riesgo la seguridad del sistema.

6.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

6.3.2.1 EDAG por Contingencia Específica

Los EDAG considerados en este caso se encuentran asociados a los PDCC actualmente implementados en el sistema, además de un futuro esquema que será implementado con el PDCE de la Zona Norte. A continuación, se detallan individualiza cada esquema:

a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

Se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuenco, San Isidro y Quintero. El detalle se encuentra en ANEXO 4.

b) PDCE Zona Norte:

Este PDCE Contempla la implementación de un esquema EDAG de acuerdo con la siguiente propuesta:

Tabla 6-5 EDAG Zona SEN – Norte Grande propuesto.

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
I	51.3	Primaria	ERNC 1	0.0	250.0
II	51.4	Primaria	NTO2	65.0	141.0
		Primaria	U14	75.0	136.4
		Alternativa 1	U15	75.0	130.3
		Alternativa 2	NTO1	65.0	139.5
		Alternativa 3	CTTAR	70.0	158.0
III	51.5	Primaria	ERNC2	0.0	250.0
IV	51.6	Primaria	CTM1	90.0	165.9
		Primaria	CTM2	90.0	175.0
		Alternativa 1	CTA	100.0	165.0
		Alternativa 2	CTH	100.0	165.0
V	51.8	Primaria	IEM	106.2	375.0
		Alternativa 1	U16	125.4	350.0
		Alternativa 2	CC Kelar	198.0	540.0
VI	51 Hz 0.9 Hz/s	Primaria	ERNC 3	0.0	250.0
		Primaria	Cochrane U1	105.0	266.0
		Alternativa 1	Cochrane U2	105.0	266.0
VII	51 Hz 1.2 Hz/s	Primaria	ERNC 4	0.0	250.0
		Primaria	Angamos U1	150.0	267.0
		Alternativa 1	Angamos U2	150.0	271.0

Tabla 6-6 EDAG Zona SEN – Centro Sur propuesto¹⁶.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51.4	500
II	51.6	500
III	51.8	500
IV	51.5 @4 s	400

¹⁶ El detalle de la composición de los escalones se establecerá en el proceso de definición de la instrucción de implementación del esquema a las empresas coordinadas que resulten requeridas.

6.3.3 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

6.3.3.1 Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC que contempla las siguientes fases:

- Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.
- Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

A continuación, se presentan los recursos y/o instalaciones disponibles de cada una de las fases del PDCC.

a) Fase 1: Falla línea Quillota – Polpaico 2x220 kV.

Para hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV, se cuenta con un EDAG en la S/E San Luis, que actúa con órdenes de desconexión secuencial de generación en las unidades de las centrales Nehuencho, San Isidro y Quintero. El déficit de potencia sistémico originado por la operación del EDAG San Luis es compensado con la actuación del esquema de desconexión automático de carga (EDAC por subfrecuencia) vigente.

b) Fase 3: Falla línea Quillota – San Luis 2x220 kV.

La falla del vínculo San Luis – Quillota 2x220 kV, provoca una sobrecarga de la línea San Luis-Agua Santa 2x220 kV, de los transformadores de Agua Santa 220/110 KV y de la red de 110 KV de la zona V Región Costa, así como oscilaciones de potencia en este subsistema e inestabilidad angular en las centrales de la zona.

Para controlar la sobrecarga en el sistema de 110 kV y mitigar sus efectos en el sistema, se cuenta con un esquema automático de desconexión de la línea San Luis – Agua Santa. Por otra parte, y con el objetivo de evitar la actuación indeseada de las protecciones de la red de 110 kV de la Quinta región costa, durante la contingencia y previo a la apertura del vínculo San Luis – Agua Santa, se ha habilitado el bloqueo por oscilación de potencia en las protecciones de las líneas de 110 kV de la zona comprometida.

Con la desconexión automática del vínculo San Luis – Agua Santa se pierde el aporte de generación al sistema de las centrales que inyectan en la S/E San Luis, déficit de generación que es compensado con la actuación del EDAC por Contingencia Crítica (correspondiente al mismo recurso implementado en la fase 1 del PDCC) y/o el EDAC por subfrecuencia para evitar un colapso por subfrecuencia.

6.3.3.2 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Se requiere la implementación de un nuevo PDCE asociado a la pérdida de alguno de los doble circuitos del sistema de 500 KV entre S/E Los Chagos y S/E Polpaico. Para cumplir con lo anterior se ha planteado un PDCE para la Zona Norte, el cual se describe en la sección 7.3.

6.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

En el ANEXO 5 se encuentran enumeradas las instalaciones que prestarán este servicio complementario en sus distintas categorías, junto con las capacidades técnicas bajo las cuales se evaluará su prestación.

En el caso de las instalaciones de transmisión que presten el SC de Equipamiento de Vinculación, solo serán remuneradas por el concepto de SSCC en el caso que dicha obra no se encuentre categorizada dentro de los sistemas de transmisión Nacional o Zonal, ya que su pago provendrá por esa vía.

7. INSTALACIÓN/ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de frecuencia, en todas sus categorías, para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo con los análisis realizados existen ciertas zonas que no cuentan con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte de estudio. A continuación, se indican los recursos técnicos que deberán ser incorporados al sistema para robustecer el control de tensión:

7.2.1 ZONA NORTE GRANDE

Se requiere la implementación de un control dinámico de tensión de tipo *rápido*, que permita dar cumplimiento a los requerimientos de reservas de potencia reactiva en la zona de S/E Domeyko. La instalación que deberá contar con este control será el proyecto Fotovoltaico Andes Solar IIA (80 MW), propiedad de Andes Solar SpA, con una fecha estimada de interconexión para febrero del año 2020¹⁷.

Tabla 7-1 Instrucción de adecuación de SC de Control de Tensión

Zona	Requerimiento	Instalación	Propietario	Fecha Materialización	Vida Útil
Norte Grande Sur (Domeyko)	Control dinámico de tensión de tipo <i>rápido</i>	Andes Solar IIA	Andes Solar SpA	Febrero 2020	20 años

En el caso planteado anteriormente, dado que el recurso se requiere en una instalación que actualmente no se encuentra interconectada al SEN, el propietario de ésta deberá modificar las especificaciones del proyecto con el fin de asegurar la prestación del SC.

7.2.2 ZONA NORTE CHICO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2.3 ZONA CENTRO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.2.4 ZONA CENTRO SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

¹⁷ Resolución Exenta N° 323, del 23 de mayo de 2019.

7.2.5 ZONA SUR

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de control de tensión para el periodo de estudio (años 2020-2023).

7.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

7.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

Para la prestación de este SC se requiere que durante el año 2020 se realice una adecuación del esquema EDAC, tendiente a homologar los esquemas existentes del Norte Grande y el Centro-Sur. Una vez que el Coordinador finalice los estudios específicos que está llevando a cabo, realizará una licitación entre todos los interesados en participar de este servicio.

Por otra parte, se requiere la implementación del esquema EDAC por contingencia específica asociado al PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con la siguiente propuesta:

Tabla 7-2 EDAC por PDCE propuesto.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/seg]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0.9	49.5	Asociados a existente	57.8	57.8
			Adicionales	232	187
			Total	290	245
II	-1.8	49.5	Asociados a existente	71.7	71.7
			Adicionales	158	138
			Total	230	210
III	-2.2	49.5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	70	58
			Total	120	108
Total			Asociados a existente	179.5	179.5
			Adicionales	460	383
			Total	640	563

7.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN

Para la prestación de este SC se requiere la implementación de un EDAG por contingencia específica asociado al PDCE de la Zona Norte. El esquema propuesto se detalla a continuación:

Tabla 7-3 EDAG Zona SEN – Norte Grande propuesto.

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
I	51.3	Primaria	ERNC 1	0.0	250.0
II	51.4	Primaria	NTO2	65.0	141.0
		Primaria	U14	75.0	136.4

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
		Alternativa 1	U15	75.0	130.3
		Alternativa 2	NTO1	65.0	139.5
		Alternativa 3	CTTAR	70.0	158.0
III	51.5	Primaria	ERNC2	0.0	250.0
IV	51.6	Primaria	CTM1	90.0	165.9
		Primaria	CTM2	90.0	175.0
		Alternativa 1	CTA	100.0	165.0
		Alternativa 2	CTH	100.0	165.0
V	51.8	Primaria	IEM	106.2	375.0
		Alternativa 1	U16	125.4	350.0
		Alternativa 2	CC Kelar	198.0	540.0
VI	51 Hz 0.9 Hz/s	Primaria	ERNC 3	0.0	250.0
		Primaria	Cochrane U1	105.0	266.0
		Alternativa 1	Cochrane U2	105.0	266.0
VII	51 Hz 1.2 Hz/s	Primaria	ERNC 4	0.0	250.0
		Primaria	Angamos U1	150.0	267.0
		Alternativa 1	Angamos U2	150.0	271.0

Tabla 7-4 EDAG Zona SEN – Centro Sur propuesto.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51.4	500
II	51.6	500
III	51.8	500
IV	51.5 @4 s	400

7.3.3 PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Se deberá implementar el PDCE de la Zona Norte, de acuerdo con lo dispuesto en el “*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*”, de fecha abril de 2019. A continuación, se presentan los recursos que se requiere implementar:

- a) **Separación del Sistema y Acciones Complementarias:** para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en un tramo de 500 KV del Norte Chico, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500 kV o, de líneas 2x220 kV y 110 kV que están en paralelo al sistema de 2x500 kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento (puenteo de la compensación serie, bloqueo del Sistema Integral de Control de Transferencias del Norte Chico, etc.).

b) Control de la Tensión: la separación del sistema en algunas condiciones de operación puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 KV Los Changos – Kimal.

En la Figura 2 se presenta esquemáticamente el PDCE de la Zona Norte del SEN.

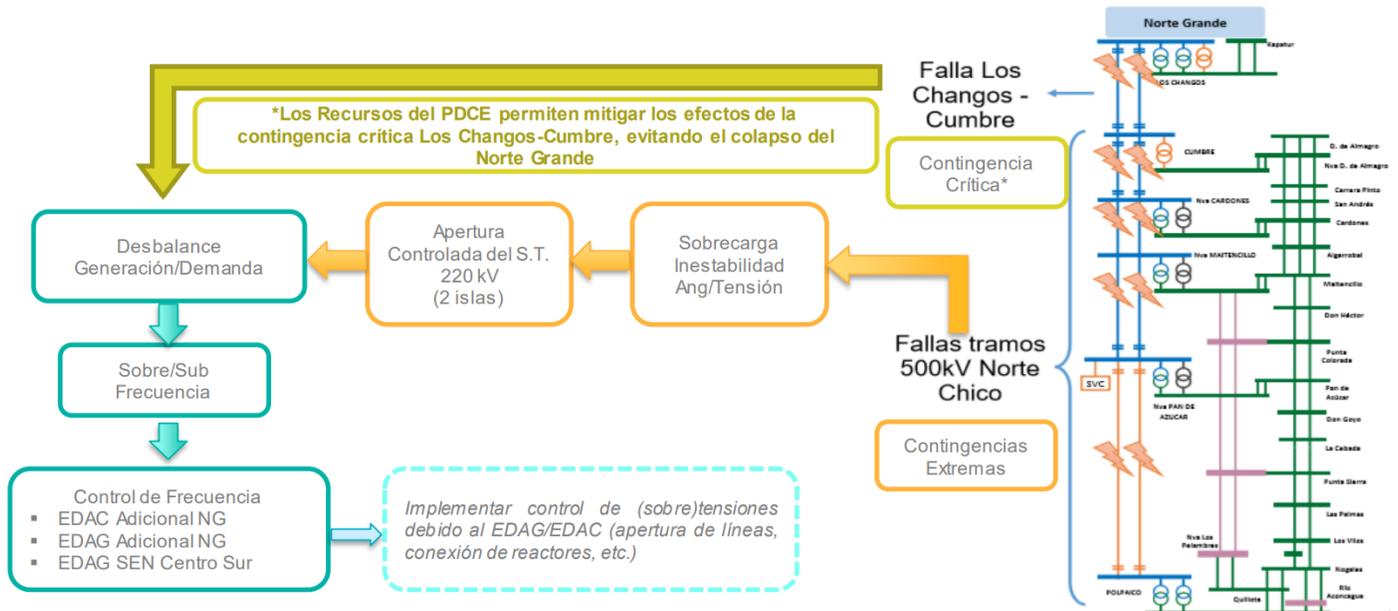


Figura 2. Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN.

La vida útil de todos los equipamientos asociados a este PDCE tendrá una vida útil de 4 años.

7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIOS

7.4.1 PARTIDA AUTÓNOMA

De acuerdo con lo indicado en el Estudio del PRS elaborado por el Coordinador el año 2019, se requiere proveer del SC de partida autónoma a la Central Termopacífico, Propiedad de GENPAC. La vida útil del nuevo equipamiento que deba ser instalado para prestar el SC de PA será de 20 años.

7.4.2 AISLAMIENTO RÁPIDO

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos asociados al aislamiento rápido para el año 2020.

7.4.3 EQUIPAMIENTO DE VINCULACIÓN

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos asociados al equipamiento de vinculación para el año 2020.

8. CALENDARIZACIÓN DE LOS SERVICIOS

Considerando lo indicado en las secciones 6 y 7 del presente estudio, a continuación se indica la calendarización de los distintos SSCC.

8.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de los SSCC de CPF, CSF y CTF.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO 2, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

En el caso del CRF, dado que en el régimen previo de SSCC no existía dicho servicio, no hay unidades que puedan considerarse como equipamiento para esta categoría. En consecuencia, para poder proveer de recursos para el CRF al SEN, será necesario someter al proceso de verificación a los equipos BESS de forma prioritaria durante el primer semestre del año 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

8.2 CONTROL DE TENSIÓN

Según se indica en la sección 7.2, la zona Norte Grande Sur no cuenta con los recursos suficientes para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva en el horizonte analizado.

Dado lo anterior, se instruye a la instalación indicada a continuación a adecuarse para prestar el SC de CT, de manera de poder realizar un control dinámico de tensión de tipo *rápido*. Los plazos para realizar dichas acciones se indican en la misma tabla.

Tabla 8-1 Calendarización de SC de Control de Tensión

Zona	Requerimiento	Instalación	Propietario	Fecha Materialización
Norte Grande Sur	Control dinámico de tensión de tipo <i>rápido</i>	Andes Solar IIA	Andes Solar SpA	Primer Semestre 2020

El resto de las instalaciones identificadas como prestadoras del SC de CT, acorde a lo indicado en el ANEXO 3, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

8.3 CONTROL DE CONTINGENCIAS

8.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Según se indica en la sección 7.3.1, se requiere una adecuación del EDAC por subfrecuencia vigente. Esta actividad requiere el Coordinador finalice los estudios específicos de esta materia. Una vez finalizado el estudio se procederá a su calendarización.

Respecto al EDAC vigente, las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO 4, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

8.3.2 PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

a) Plan de Defensa contra Contingencias Críticas

Se identifican que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos de los distintos PDCC.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios, acorde a lo indicado en el ANEXO 4, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

b) Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Según se indica en la sección 7.3 se deberá implementar el PDCE de la Zona Norte, acorde al diseño que se encuentra en el "*Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN*", de fecha abril de 2019.

Dicho plan considera lo siguiente:

- EDAC por Subfrecuencia acorde a lo indicado en la Tabla 7.2.
- EDAG por contingencia específica acorde a lo indicado en la Tabla 7.3 y Tabla 7.4.
- Diversos recursos asociados a la implementación de automatismos según se describe en la sección 7.3.3.

Al respecto, los Coordinados propietarios de las instalaciones involucradas en este plan deberán coordinarse de manera de poder licitar su ejecución el primer semestre del año 2020, considerando que debe estar operativo en diciembre de 2020.

8.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Se identifica que los recursos que posee actualmente el sistema son suficientes para cumplir con los requerimientos del PRS asociados a las subcategorías de AR y EV.

Según se indica en la sección 7.4.1, la subcategoría de PA asociada a la Central Termopacífico deberá implementarse acorde a lo establecido en el PRS vigente, a más tardar el primer semestre del año 2020.

Las instalaciones identificadas como prestadoras de estos servicios (PA, AR y EV), acorde a lo indicado en el ANEXO 5, comenzarán su respectiva prestación acorde a lo establecido en este informe, a partir del 1 enero de 2020.

Las instalaciones deberán realizar el proceso de verificación en los plazos que fije el Coordinador en el Calendario respectivo.

ANEXO 1. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONDICIONES DE COMPETENCIA

El objetivo del análisis de condiciones de competencia es identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica de un equilibrio de mercado competitivo y determinar la existencia o no de poder de mercado en el mercado relevante definido¹⁸.

Antes de definir cualquier medición de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es éste el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”¹⁹. Por su parte, el poder de mercado se entiende como la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable²⁰ y en general en distintos mercados se ha buscado aproximar la existencia de poder de mercado por medio de la aplicación tanto de índices (Market Share, HHI, Residual Supply Index u otros) como de modelos de comportamiento estratégico.

Es importante tener presente que existen algunas de variantes en la definición de poder de mercado, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa cual es el mercado de análisis. Por ejemplo, la siguiente definición establece que “El poder de mercado se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles de competitividad por un período significativo de tiempo”. En esta definición, el Depto. de Justicia de US (DOJ) y la Federal Trade Commission (FTC), consideran como período significativo uno o dos años. En el caso de Reino Unido, la agencia reguladora Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) también reconoce la duración del poder de mercado. De manera similar la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en Estados Unidos reconoce esta dimensión temporal en la definición de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho que, en mercados complejos como es el caso del mercado eléctrico, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, poder de mercado en sistemas eléctricos es una directa consecuencia de restricciones de transmisión que reduce los mercados relevantes, baja capacidad de almacenamiento de electricidad y la baja elasticidad de la demanda por electricidad.

I. Índices Estáticos

Una de las herramientas más utilizadas por su facilidad de implementación son índices estáticos relacionados con la concentración de agentes en el mercado. La facilidad de utilización de estos índices contrasta con la efectividad para realmente analizar los niveles de competencia. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado, índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva, teniendo el cuidado necesario de considerarlos como un elemento más a considerar para evaluar las condiciones de competencia.

¹⁸ Para un mayor análisis ver “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSSC”, DICTUC, marzo 2019. Disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/competencia-sscc/>.

¹⁹ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10.

²⁰ “Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.”. Motta (2004), Competition Policy: Theory and Practice. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

a) Market Share

Consiste una métrica simple que expresa el porcentaje del mercado que es entregado por una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Para entregar más detalles sobre la competitividad a mercado, a menudo se utiliza para calcular *Concentration Ratios*, los cuales consisten en la porción de mercado que es controlado por los n agentes más grandes. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^N c_i}$$

donde c_i representa la capacidad de la empresa i .

b) Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Esta métrica se define como la suma de los cuadrados del *Market Share* de todos los agentes en el mercado, con un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado monopólico. El objetivo es entregar una idea de la distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. De este modo, un HHI alto indica una gran concentración de mercado, ya que indicaría que existen pocas firmas (cada una con un gran porcentaje del total), o bien, existen grandes diferencias entre la penetración de mercado de cada firma, por ejemplo, una empresa grande con gran participación junto a muchas empresas pequeñas. Matemáticamente el indicador queda definido por:

$$HHI = \sum_{i=1}^N MS_i^2$$

donde MS_i es el market share de la empresa i .

c) Pivotal Supplier Indicator (PSI)

Este indicador busca medir el potencial poder de mercado considerando la oferta y la demanda, para esto se analiza para cada generador qué tan necesario (pivotal) es para servir la demanda, revisando para cada hora si es que la capacidad total del sistema sin el generador es mayor o no a la demanda. De esta forma, para cada hora el PSI funciona como un indicador binario sobre si el generador es pivotal (1) o no (0). Usualmente, se considera un espacio de tiempo mayor y se considera el porcentaje del tiempo en que cierta unidad es pivotal para el sistema.

d) Residual Supply Index (RSI²¹)

Posee un cálculo similar al PSI pero no se expresa de forma binaria, el indicador RSI mide el porcentaje de la demanda que se puede satisfacer sin considerar la capacidad de los i generadores más relevantes. Lo anterior queda expresado en la fórmula:

$$RSI_i = \frac{\text{Total capacity} - \text{Supplier } i\text{'s relevant capacity}}{\text{Total demand (Plus Ancillary Services)}}$$

²¹ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el California Independent System Operator (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (FERC Market Monitoring Workshop) en el año 2002. Presentación disponible en https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

De este modo, si es que el RSI es mayor a 100% significa que el resto de los agentes poseen capacidad suficiente para satisfacer el mercado y, por lo tanto, estos i agentes deberían tener poca influencia en el mercado. Usualmente se realiza en mercados como CAISO y PJM, en donde se utiliza el *Three Pivotal Supplier Test* que en la práctica resulta ser un RSI3.

II. Otros Indicadores

a) Rentas Pivotales

La metodología de rentas pivotales se puede resumir, brevemente, como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos²².

El análisis de rentas pivotales toma en cuenta la oferta y la demanda, así como los precios a los que las cantidades son ofertadas en caso de “*withhold*” por parte de un agente. Por otro, provee información que es relevante para cualquier mecanismo utilizado. A pesar de esto, dos consideraciones son necesarias. Por un lado, las rentas indicadas por esta metodología son una cota inferior de lo que se obtendrá en la práctica, por lo que la existencia de condiciones de competencia y por lo tanto una subasta, sólo se verán justificadas si el mecanismo está bien diseñado y su costo se acerca a esta cota. Por otro y como cualquier indicador que se desee construir y tenga significado económico, los indicadores son sensibles a la especificación que se haga de los agentes de la industria y sus funciones de costo.

Lo anterior es relevante y los resultados de cada una de las metodologías analizadas deben ser ponderadas con sumo cuidado, debido a la inexistencia de una metodología robusta, que entregue resultados confiables en todos los casos. Esto es incluso válido para problemas económicos más simples, con bienes homogéneos y forma de competencia estándar. En el caso eléctrico, y dadas las características del sistema físico asociado, esto es aún más cierto. Las complejidades inherentes a un bien no almacenable, que debe satisfacer una demanda en tiempo real, y donde hay restricciones físicas en la red de transmisión y sistemas de generación, implican que un indicador puede entregar indicios equivocados en ciertas situaciones.

Por tanto, no se puede confiar en un solo indicador sino en un set de los mismos y también en el modelamiento del sistema eléctrico nacional, partiendo por un sistema más simple y luego complejizándolo incorporando restricciones físicas de la red de transmisión, entre otros.

Desde la perspectiva de la eficiencia económica, el objetivo es disponer de un mercado de SSCC competitivo. Teóricamente, para que un mercado sea competitivo se deben cumplir una serie de condiciones, tales como la existencia de bajas barreras de entrada y salida, un número suficiente de competidores que minimice el comportamiento estratégico, y un diseño que evite los comportamientos colusivos, entre otros aspectos. En dicho contexto, para determinar si un mercado es competitivo es necesario realizar un análisis de competitividad, abordando aspectos estructurales, conductuales y de desempeño. Cuando los mercados aún no han sido implementados, es decir, están en etapa de previa a la puesta en marcha, el análisis clave es del tipo estructural, dado que a par r de éste se pueden identificar potenciales factores que podrían incentivar un comportamiento estratégico y consecuentemente el ejercicio de poder de mercado. Aspectos de carácter conductual y de desempeño son centrales de analizar una vez que los mercados para SSCC hayan sido implementados, dado que se requiere de la información acerca de la operación real de estos. Sin perjuicio de esto último, hay que señalar que un análisis estructural detallado puede arrojar luces respecto a los indicadores de desempeño que conviene monitorear ex-post.

²² Una descripción detallada y la fundamentación matemática se puede encontrar en Informe “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el mercado de SSCC”, DICTUC, marzo 2019, disponible en la página web del Coordinador.

Esta metodología considera la aplicación de 4 Tests de competitividad diferenciados por la complejidad de los indicadores y la consideración de mayores aspectos operacionales. La estructura general de los tests de competitividad se presenta en la Figura 3.

La propuesta metodológica se construye en base a un esquema de 4 *Tests de Competitividad* aplicados para cada tipo de producto asociado a los SSCC de interés. Los Tests 1 y 2 no consideran aspectos de costos y calculan indicadores estáticos como Market Share, HHI y RSI-3. Los Tests 3 y 4 se basan en cálculo de rentas pivotales. El resultado de cada grupo de tests puede ser: “No existen condiciones de competencia”, en cuyo caso no se siguen aplicando los siguientes tests, o “No se descartan condiciones de competencia” en cuyo caso se aplica el siguiente test. Desde un punto de vista metodológico, cada test agrega niveles adicionales de complejidad tanto en la consideración de condiciones y restricciones físicas (congestión) que pueden impactar los niveles de competencia, así como en la metodología aplicada internamente en el test desde índices estáticos a análisis pivotal de rentas.

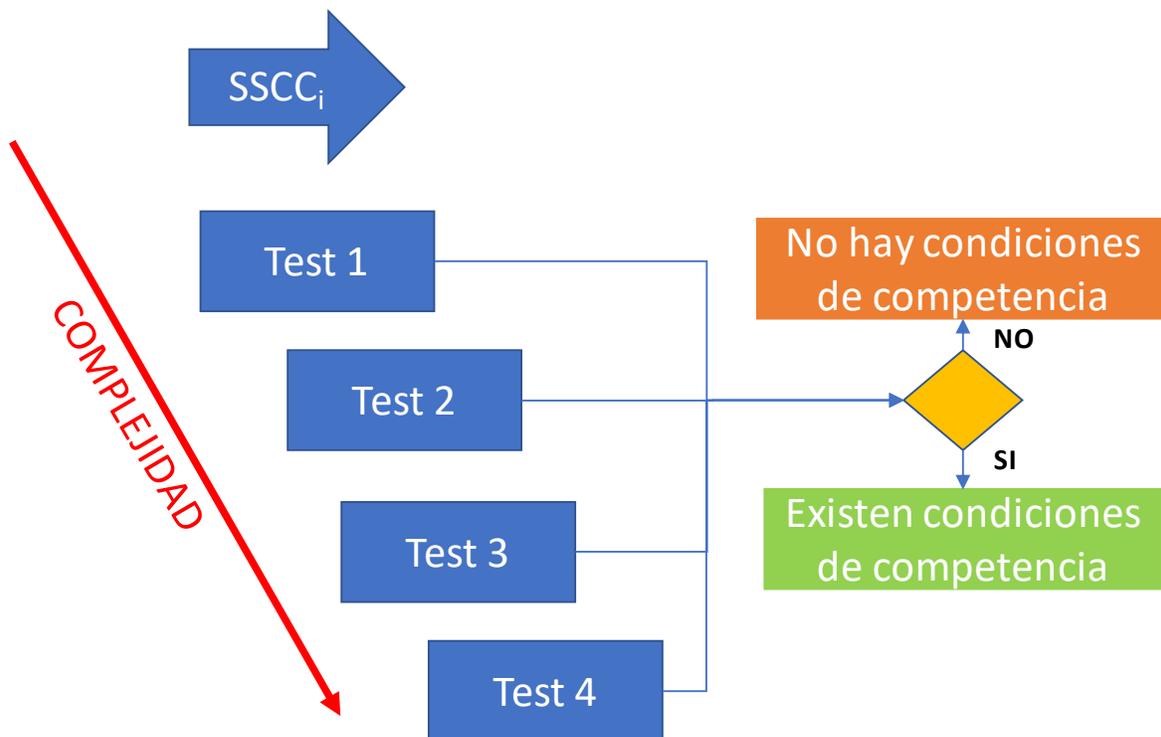


Figura 3. Diagrama de flujo de metodología.

En los Tests 3 y 4, para evitar este problema, utilizamos la metodología de rentas pivotales. Ésta considera el costo para el sistema de la no-participación de un agente, que toma en cuenta tanto la cantidad que debe ser reemplazada como el precio que tendrá este reemplazo.

I. Tests 1 y 2

Los tests 1 y 2 consisten en el cálculo de índices estáticos en base al conjunto de oferentes con su capacidad de entregar los productos requeridos en cada mercado, junto al requerimiento actual o proyectado según sea el caso, a nivel sistémico (Test 1) y a nivel zonal (Test 2). Para esto, se consideraron los siguientes índices:

- Capacidad de oferta (*Market Share*)

- Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)
- Residual Supply Index 3 (RSI-3)

Estos índices fueron calculados para un número de instantes temporales dentro de un horizonte de un año, considerando en dicho horizonte una serie de indisponibilidades de oferentes según mantenciones y/o disponibilidad de recursos, para obtener un rango de valores para los indicadores relevantes. De forma adicional, para aquellos SSCC cuyos requerimientos estuvieran diferenciados por segmento horario, se realizó el cálculo de índices para cada segmento relevante.

En los tests 1 y 2, utilizamos un indicador que sólo puede arrojar falsos positivos: arrojar que en un mercado existan condiciones de competencia cuando en realidad no las hay. Más aún, es posible decir que el indicador arroja falsos positivos cuando la estructura de costos de la industria es asimétrica. Esto porque al considerar sólo la cantidad de oferta residual, y no los precios a los que ésta puede ser ofertada, puede subestimar el poder de mercado de una firma si las firmas que tendrían que reemplazarla son más caras.

II. Test 3 y 4

Los tests 3 y 4 consisten en el cálculo de rentas pivotaes para cada empresa y cada producto de reserva, utilizando para esto el conjunto de oferentes para cada producto, sus respectivas capacidades y costos, junto al requerimiento actual o proyectado según sea el caso, a nivel sistémico (Test 3) y a nivel zonal (Test 4). De este modo, para cada firma se evaluó el caso de extraerla de cada uno de los mercados bajo análisis y, posteriormente, el caso que contempla retirarla de todos los mercados en forma simultánea, considerando los siguientes índices:

- Índice de Renta Pivotal Total (RPT)
- Índice de Renta Pivotal de Poder de Mercado Total (RPPMT)

En específico, para el test de pivotalidad se utilizó la versión relajada convexa de un modelo de pre-despacho. Para este modelo de optimización se utilizó un horizonte de 1 semana representada por estación, obteniendo un horizonte total de 28 días con resolución horaria. Además, se consideró un factor de planta con resolución horaria para el caso de energías renovables, costos del agua, costos de encendido y costos de combustible proyectados a los años requeridos en base a sus valores reales para las semanas seleccionadas.

Considerando la metodología planteada para el análisis de los SSCC asociados a Control de Frecuencia, unido al análisis de condiciones de competencia para los servicios de Contingencia y también, en los casos en que fue posible determinar, los indicadores estáticos asociados a estos servicios. A continuación, se presentan el siguiente cuadro resumen:

Tabla A1. Resumen Condiciones de Competencia SSCC.

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC	Condiciones de Competencia
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)	NO
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)	NO
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)	NO
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)	NO

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC	Condiciones de Competencia
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+	SI
		Control Terciario por Sobrefrecuencia CTF-	SI
	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles	SI
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Parcial según ACT y SUB-ACT
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	Solo en EDAC por Subfrecuencia
		DMC	Si para requerimientos sistémicos
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)	NO
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	NO
		Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	NO
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	NO
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	NO
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)	NO

ANEXO 2. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA

Ver archivo Excel *Control de Frecuencia.xls*

ANEXO 3. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN

Ver archivo Excel *Control de Tensión.xls*

ANEXO 4. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE CONTROL DE CONTINGENCIA

Ver archivo Excel *Control de Contingencias.xls*

ANEXO 5. INSTALACIONES QUE PARTICIPAN DEL SC DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Ver archivo Excel *Plan de Recuperación de Servicio.xls*