

REF.: Aprueba Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del CDEC-SING, de conformidad a lo previsto en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 130, de 2011, del Ministerio de Energía, e instruye, en el plazo que indica, la implementación de los Servicios Complementarios y la aplicación del nuevo régimen aplicable a las transferencias de potencia entre empresas generadoras contenido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006.

SANTIAGO, 19 ENE. 2016

RESOLUCIÓN EXENTA N° 29

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el D.L. N°2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por Ley N° 20.402 de 2009, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9°, letra h);
- b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento que Establece las Disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "DS N°130" o "Reglamento SSCC";
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "DS N°62";

- e) Lo informado por el Director de Operación del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante CDEC-SING, a la Comisión Nacional de Energía, mediante carta CDEC-SING N°0101/2015 de fecha 28 de enero de 2015; y
- f) La resolución N°1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 6° del Reglamento SSCC, el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, a través de la Dirección de Operación, deberá enviar anualmente a la Comisión para su aprobación, el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, en adelante el IDPSSCC, así como cualquier revisión anual que realice;
- b) Que, la Dirección de Operación del CDEC-SING, mediante carta CDEC-SING N°0101/2015 de fecha 28 de enero de 2015, remitió a esta Comisión para su aprobación Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios;
- c) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio del Reglamento SSCC, el nuevo régimen de servicios complementarios se implementará dentro de los 30 días hábiles siguientes de aprobado favorablemente el IDPSSCC; y
- d) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo primero transitorio del DS N°62 y en concordancia con el artículo segundo transitorio del Reglamento SSCC citado en el considerando anterior, la primera aplicación de las transferencias de potencia conforme a las disposiciones del DS N°62 y su respectiva Norma Técnica, será realizada una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del CDEC-SING, presentado a esta Comisión por el Director de Operación con fecha 28 de enero de 2015, cuyo texto se adjunta a la presente resolución y que forma parte integrante de la misma.

ARTICULO SEGUNDO: Impleméntese por parte del CDEC-SING, dentro de los 30 días hábiles siguientes a la comunicación de la presente resolución, los servicios complementarios requeridos por el Sistema Interconectado del Norte Grande y contenidos en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios aprobado en el artículo anterior.

ARTICULO TERCERO: Aplíquese las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y su respectiva Norma Técnica, una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios de conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo de la presente resolución.

ARTÍCULO CUARTO: Comuníquese la presente Resolución Exenta al Director de Operación del CDEC-SING, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese y comuníquese.

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

Adm. DPSC CDEC-SING
DEPTO. JURÍDICO
CZ/RS/D/EO/HVM/JMA/mgb.

DISTRIBUCIÓN:

1. Director de Operación del CDEC SING;
2. Presidente Directorio CDEC SING;
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
4. Departamento Jurídico CNE;
5. Departamento Eléctrico CNE.



CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE



CDEC-SING C0010/2015

Clasificación: Emitido para Informe Favorable de la CNE

INFORME DE DEFINICIÓN Y PROGRAMACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS



Juan

Autor
Fecha Creación
Correlativo
Versión

Dirección de Operación
28-01-2015
CDEC-SING C0010/2015
1.0



CONTENIDO

CONTENIDO	2
1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	4
1.1 Abreviaturas	4
1.2 Definiciones	4
2. INTRODUCCIÓN	6
3. DEFINICIÓN DE SERVICIOS	7
3.1 Control de frecuencia	7
3.1.1 Control primario de frecuencia (CPF)	7
3.1.2 Control secundario de frecuencia (CSF)	8
3.2 Control de tensión	9
3.2.1 Definición	9
3.2.2 Requerimientos	10
3.3 Esquemas de desconexión de carga automática o manual	10
3.3.1 EDAC por subfrecuencia	10
3.3.2 EDAC por subtensión	11
3.3.3 EDAC por contingencia específica	11
3.3.4 Desconexión manual de carga (DMC)	12
3.4 Plan de recuperación de servicio (PRS)	12
3.4.1 Definición	12
3.4.2 Requerimientos	13
3.5 Síntesis de requerimientos	13
4. RECURSOS DISPONIBLES EN EL SISTEMA	14
4.1 Control de frecuencia	14
4.1.1 Control primario de frecuencia (CPF)	14
4.1.2 Control secundario de frecuencia (CSF)	16
4.1.3 Control de tensión	17
4.1.4 EDAC por subfrecuencia	19
4.1.5 EDAC por subtensión	20
4.1.6 EDAC por contingencia específica	20
4.1.7 Desconexión manual de carga (DMC)	20
4.1.8 Plan de recuperación de servicio (PRS)	20
5. INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS	24
5.1 Aspectos generales asociados a la instrucción	24
5.2 Instrucción de habilitación de SSCC	24
5.2.1 Control primario de frecuencia (CPF)	24
5.2.2 Control secundario de frecuencia (CSF)	26
5.2.3 Control de tensión	27
5.2.4 EDAC por subfrecuencia	28
5.2.5 EDAC por subtensión	29
5.2.6 EDAC por contingencia específica	29
5.2.7 Desconexión manual de carga (DMC)	29
5.2.8 Plan de recuperación de servicio (PRS)	29

6. DISPONIBILIDAD Y DESEMPEÑO DE SSCC	33
6.1 Antecedentes generales	33
6.1.1 Especificaciones del sistema de información en tiempo real (SITR)	33
6.1.2 Comunicación de la indisponibilidad y desempeño del servicio complementario	33
6.2 Control de frecuencia	34
6.2.1 Control primario de frecuencia (CPF)	34
6.2.2 Control secundario de frecuencia (CSF)	37
6.3 Control de tensión (CT)	38
6.3.1 Control de tensión por elementos de generación	38
6.3.2 Control de tensión por instalaciones de transmisión	40
6.4 Esquemas de desconexión automática o manual de carga	42
6.4.1 EDAC por subfrecuencia	42
6.4.2 EDAC por subtensión	44
6.4.3 EDAC por contingencia específica	47
6.4.4 Desconexión manual de carga (DMC)	49
6.5 Plan de recuperación de servicio (PRS)	51
6.5.1 Disponibilidad	51
6.5.2 Desempeño	51
7. PROYECCIÓN DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS	53
7.1 Control de frecuencia	53
7.1.1 Control primario de frecuencia	53
7.1.2 Control secundario de frecuencia	53
7.2 Control de tensión	53
7.2.1 Elementos de generación	53
7.2.2 Elementos de transmisión	53
7.3 Esquemas de desconexión automática o manual	53
7.3.1 EDAC por subfrecuencia	53
7.3.2 EDAC por subtensión	53
7.3.3 EDAC por contingencia específica	53
7.3.4 Desconexión manual de carga	54
7.4 Plan de recuperación de servicio	54



1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1 ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
CC	: Centro de Control
CDC	: Centro de Despacho y Control
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CT	: Control de Tensión
DMC	: Desconexión Manual de Carga
DO	: Dirección de Operación
ECEA	: Equipo de Compensación de Energía Activa
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema Desconexión Automática de Generación
Informe DPSSCC	: Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios
NT	: Norma Técnica
PDCE	: Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas
PCP	: Programación de la Operación de Corto Plazo
PRS	: Plan de Recuperación de Servicio
SI	: Sistema Interconectado
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SITR	: Sistema de Información en Tiempo Real
SSCC	: Servicios Complementarios
ST	: Sistema de Transmisión

1.2 DEFINICIONES

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.

Apagón parcial: desmembramiento del SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor a un 10% y menor a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

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.

Reserva primaria: reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto a la demanda real del SI.

Reserva secundaria: reserva destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la PCP del SI.



Reserva en giro: margen de potencia disponible entre la potencia de despacho y la potencia máxima disponible de todas las unidades en operación. Este margen podrá ser aportado para una o varias unidades generadoras mediante el uso de Equipos de compensación de Energía Activa.



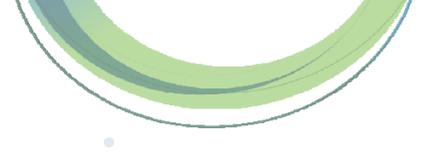
2. INTRODUCCIÓN

El Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (DPSSCC), encomendado en el Decreto Supremo N° 130 del Ministerio de Energía, en adelante DS N° 130, tiene por objetivo principal identificar los recursos existentes y disponibles en el sistema, a partir de lo cual se deberá instruir la instalación y/o habilitación del equipamiento con que deberá contar el SING para la coordinación de la operación, a fin de preservar la seguridad y calidad del servicio definido en la NT. Los aspectos principales a cubrir en el Informe DPSSCC, son al menos los siguientes:

- a) Definición de los SSCC.
- b) Verificación de recursos disponibles en el sistema.
- c) Instrucciones de instalación y/o habilitación de equipamiento para prestar los SSCC.
- d) Fundamentos relativos a las instrucciones y/o habilitación de los SSCC.

En conformidad a lo establecido en el DS N° 130, este Informe será actualizado anualmente. No obstante lo anterior, entre cada revisión anual del Informe, el CDEC a través de la DO podrá incluir o modificar fundadamente alguna instrucción de habilitación y/o instalación de equipos, previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía.

En esta primera versión del Informe DPSSCC, se instruirán exclusivamente los SSCC contemplados en el DS N° 130 y en los Procedimientos de SSCC emitidos favorablemente por la CNE, sin perjuicio de que en futuras versiones del mismo, sean incorporados e instruidos para su habilitación, nuevos SSCC.



3. DEFINICIÓN DE SERVICIOS

3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

3.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

3.1.1.1 Definición

El servicio complementario de CPF corresponde a la acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas, y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de Parques Eólicos, Fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su nivel de producción, y de esta manera corregir las desviaciones de frecuencia del sistema.

El objetivo principal de este servicio, consiste en controlar las desviaciones instantáneas de frecuencia y establecer el equilibrio entre la generación y la demanda en un tiempo acotado ya sea en condiciones normales de operación o ante contingencias que provoquen un aumento o disminución relevante de la frecuencia del sistema.

Todas las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF, tanto en condiciones de operación en estado normal como ante contingencias.

Los Parques Eólicos y Fotovoltaicos deberán participar en el CPF en el rango de sobrefrecuencias.

3.1.1.2 Operación Normal

En estado normal del sistema, es necesario contar con reserva de potencia para enfrentar las variaciones intempestivas 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.

Para lograr el objetivo anterior, es necesario que las unidades que participen de la regulación primaria cumplan con ciertas características técnicas asociadas al Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora. 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 a vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:
 - i. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - ii. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- c) 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 la DO

Los Parques Eólicos y Fotovoltaicos no participarán del CPF ante Subfrecuencias, pero deberán contar con un Controlador Frecuencia/Potencia en el rango de Sobrefrecuencia que permita, en su Punto de Conexión:

- a) Restringir proporcionalmente la potencia inyectada de acuerdo a un valor de estadismo ajustable, para excursiones de la frecuencia que superen los 50,2 [Hz].
- b) Anular la inyección de potencia cuando la frecuencia alcance valores en el rango 50,5 – 52 [Hz].
- c) Controlar la tasa de inyección de potencia, ante incrementos súbitos de la generación disponible, limitándola a un 20% de la capacidad nominal del parque por minuto, en todo el rango de Sobrefrecuencia, mientras se mantenga conectada al sistema.

3.1.1.3 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. Este monto de potencia eléctrica adicional o su reducción, según sea el caso, debe ser proporcionado por las unidades generadoras en tiempos menores a 10 segundos y sostener su respuesta por un período superior a 20 segundos.

Se considerará como evento que produce un déficit o exceso importante de generación, aquellas contingencias asociadas a los siguientes casos:

- a) Pérdida de consumo a través de operación del EDAC por subfrecuencia.
- b) Pérdida de generación a través de la operación del EDAG por sobrefrecuencia.
- c) Pérdida de generación por desconexión de una unidad generadora del sistema, cuyo despacho haya sido mayor a 100 [MW] al momento de la falla.
- d) Pérdida de carga del sistema, donde la frecuencia alcance un valor mayor o igual a 51 [Hz], independiente de que haya o no operación del EDAG.

Las unidades generadoras podrán reemplazar el aporte de reserva primaria ante contingencias, mediante la utilización de Equipos de Compensación de Energía Activa (ECEA) que cuenten con la habilitación respectiva de la DO. El aporte al CPF en estado normal sólo se realizará a través de las unidades generadoras, en los términos especificados en la sección 3.1.1.2 del presente Informe.

Los montos de reserva primaria, que puede aportar de forma independiente cada unidad generadora y los ECEA, serán definidos a partir de los ensayos y pruebas realizados durante el proceso de habilitación.

3.1.1.4 Requerimientos

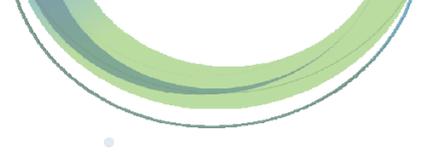
Los requerimientos asociados al servicio de CPF serán determinados anualmente en función de lo establecido en el Estudio DO “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”.

En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, la DO realizará actualizaciones extraordinarias entre cada revisión anual.

3.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

3.1.2.1 Definición

El servicio complementario de CSF corresponde a la acción manual o automática ejercida sobre las unidades generadoras, destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF.



El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos para cumplir con la consigna que se haya establecido para este servicio. A su vez, el aporte al CSF debe ser sostenible al menos durante 30 minutos. Es función del CSF restablecer la frecuencia del SING en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho, a efectos de recuperar su capacidad para efectuar CPF.

En caso que más de una componente o unidad generadora participe o aporte al CSF, cada una de éstas deberá estar integrada a un control automático de generación centralizado que esté habilitado para cumplir con el CSF en el SING (AGC). Los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SING, son los siguientes:

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

En tanto no se implemente el AGC, el CSF en el SING se realizará en forma manual, siendo éste ejercido a través de una única unidad generadora, considerando exigencias en lo que respecta a la tasa mínima de subida/bajada de carga asociada a la unidad que realiza el CSF. Sin embargo, dependiendo de la magnitud de la variación de la frecuencia, el CDC podrá requerir el apoyo de una o más unidades generadoras para mantener estable dicha variable.

3.1.2.2 Requerimientos

Los requerimientos asociados al servicio de CSF, serán determinados anualmente en función de lo establecido en el Estudio DO "Control de Frecuencia y Determinación de Reservas". En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, la DO realizará actualizaciones extraordinarias entre cada revisión anual.

3.2 CONTROL DE TENSIÓN

3.2.1 DEFINICIÓN

El servicio complementario de Control de Tensión (CT) corresponde al conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos en la NT. Para la prestación de dicho servicio se considerarán los siguientes recursos del sistema.

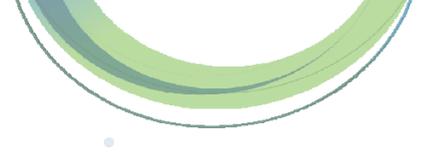
3.2.1.1 Elementos de generación

Unidades generadoras sincrónicas

Esta prestación corresponde a la actuación del regulador 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 la DO. Esta prestación también incluye el despacho forzado de unidades generadoras para realizar el control de tensión.

Parques eólicos y fotovoltaicos

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 el punto de conexión, en régimen permanente y ante contingencias, de acuerdo a la consigna previamente establecida por la DO.

El equipamiento asociado a los elementos de generación para prestar el servicio de control de tensión, debe cumplir al menos con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Las unidades generadoras y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable, entregando o absorbiendo reactivos, de acuerdo a los límites establecidos en su Diagrama PQ, y considerando las exigencias descritas en la NT.
- b) Centrales Eléctricas de potencia nominal igual o superior a 100 [MW] con dos o más unidades generadoras, deberán contar con un control centralizado de potencia reactiva/tensión cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central ajustando un valor de consigna y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades despachadas.
- c) En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del SING y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200 [MW], el control centralizado podrá ser exigido a las centrales que la DO determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control centralizado de la tensión.

3.2.1.2 Elementos de compensación reactiva

Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, 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 NT, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia.

Los equipos que serán considerados en la prestación de dicho servicio, serán los que instruya la DO anualmente, de acuerdo a lo especificado en la sección 5.2 del presente Informe.

3.2.2 REQUERIMIENTOS

Los requerimientos asociados al servicio de Control de Tensión, serán determinados con periodicidad anual en función de lo establecido en el Estudio DO “Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”. En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, la DO realizará actualizaciones extraordinarias entre cada revisión anual.

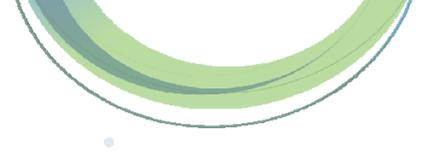
Respecto de los requerimientos en la operación de tiempo real, el control de tensión estará a cargo del CDC, a partir de instrucciones para el ajuste de las consignas de tensiones, la coordinación y control de la operación, considerando para ello lo establecido en la NT (Art. 7-29).

3.3 ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA AUTOMÁTICA O MANUAL

3.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

3.3.1.1 Definición

El servicio complementario 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, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- a) Tiempo de desconexión, por escalón de frecuencia, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor que desconecta los consumos, inferior a 120 ms.
- b) Equipamiento con capacidad de establecer retardos adicionales de hasta 250 [ms].
- c) Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

3.3.1.2 Requerimientos

Los requerimientos asociados al servicio de EDAC por Subfrecuencia, serán determinados con periodicidad bienal, en función de lo establecido en el Estudio DO “EDAC por Subfrecuencia”. En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, la DO realizará actualizaciones extraordinarias entre cada revisión bienal.

3.3.2 EDAC POR SUBTENSIÓN

3.3.2.1 Definición

El servicio complementario de EDAC por Subtensión, corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SING 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.

Para realizar la prestación de este servicio, el equipamiento deberá cumplir al menos con las siguientes especificaciones técnicas:

- a) Tiempo de desconexión, por umbral de tensión, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor que desconecta los consumos, inferior a 120 ms.
- b) Equipamiento con capacidad de establecer retardos adicionales de hasta 1 [seg].
- c) Equipos de medición de frecuencia deben contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos sincronizados mediante GPS.

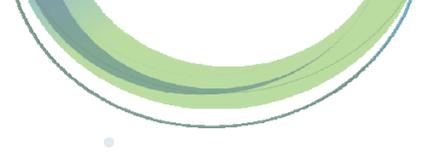
3.3.2.2 Requerimientos

Los requerimientos asociados al servicio de EDAC por Subtensión, serán determinados con periodicidad bienal, en función de lo establecido en el Estudio DO “EDAC por Subtensión”. En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, la DO realizará actualizaciones extraordinarias entre cada revisión bienal.

3.3.3 EDAC POR CONTINGENCIA ESPECÍFICA

3.3.3.1 Definición

El servicio complementario de EDAC por Contingencia Específica corresponde al esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SING 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, 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 SING. La especificación técnica del esquema dependerá de la solución específica propuesta con el fin de mitigar la problemática detectada.



3.3.3.2 Requerimientos

Dado que el servicio de EDAC por Contingencia Específica corresponde a una solución específica diseñada para mitigar una problemática detectada, no se plantean requerimientos previos al diseño de dicho esquema.

3.3.4 DESCONEXIÓN MANUAL DE CARGA (DMC)

3.3.4.1 Definición

El servicio complementario de DMC corresponde a la instrucción que determina e instruye la DO o el CDC, 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 NT. La DMC podrá ser instruida a través de las siguientes modalidades:

- a) 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.
- b) DMC programada: se instruyen por la DO a través de la PCP o de un redespacho de generación, de forma tal que los Coordinados Clientes del SING desconecten o limiten sus cargas desde las barras de consumo correspondientes.

3.3.4.2 Requerimientos

Dado que la DMC sólo será instruida con carácter eventual, y con el fin de preservar la seguridad de servicio del sistema, el monto de DMC requerido será determinado previo a su aplicación, en función de la magnitud de la problemática detectada, ya sea en la PCP o en la operación de tiempo real. El Anexo Técnico “Desconexión Manual de Carga”¹ regula todos los aspectos asociados a la coordinación del proceso de aplicación de DMC en el SING.

3.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

3.4.1 DEFINICIÓN

El servicio complementario asociado al PRS, es proporcionado por todas aquellas instalaciones que permiten llevar a cabo un conjunto de acciones, definidas por la DO y coordinadas entre el CDC y los CC, orientadas a restablecer el suministro eléctrico de manera segura, confiable y organizada, en el menor tiempo posible, luego de ocurrido un Apagón Total o Parcial en el SI. Del conjunto de instalaciones que participan en los planes de recuperación de servicio, se considerarán en la prestación de dicho servicio las instalaciones que cuenten con las siguientes características:

- a) Partida autónoma: Capacidad de una unidad generadora que, encontrándose fuera de servicio y sin energía de retorno, puede llevar adelante su proceso de partida, tomar carga, energizar y sincronizarse con el SI, sin requerir energía para sus servicios auxiliares desde otra unidad o desde el SI.
- b) Aislamiento rápido: Capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del SI a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.
- c) Equipos de sincronización: Permiten sincronizar dos zonas del sistema que se hayan mantenido operando o recuperado en forma de islas independientes.

¹ Mientras no sea emitido el Anexo Técnico al que se hace referencia, se considera vigente el Procedimiento DO “Desconexión Manual de Carga”, Res. Exenta N° 778 de 2008.



Las especificaciones técnicas asociadas a las prestaciones anteriores, serán definidas a través de los Estudios Específicos que establece la NT.

3.4.2 REQUERIMIENTOS

Los requerimientos asociados al servicio de PRS, serán determinados con periodicidad anual, en función de lo establecido en el Estudio DO “Estudio para Plan de Recuperación de Servicio”. En el caso que se produzcan modificaciones en el SING que puedan afectar los resultados y/o conclusiones incorporadas en el Estudio mencionado, el CDC en trabajo coordinado con los Centros de Control realizarán actualizaciones extraordinarias entre cada revisión anual, las que serán supervisadas y aprobadas por la DO.

3.5 SÍNTESIS DE REQUERIMIENTOS

En la Tabla 3.1 se muestra un resumen de los requerimientos asociados a cada servicio complementario. La mayor parte de la información se sintetiza a partir de los Estudios DO indicado en la NT, dado que estos estudios analizan en detalle cada uno de los SSCC definidos en el presente informe.

Tabla 3.1 Requerimientos para la prestación de SSCC

Servicio Complementario	Requerimientos
CPF	Reserva Primaria Contingencia ≥ 81 [MW]
	Reserva Primaria Estado Normal ≥ 24 [MW]
	Reserva en giro $\geq 7\%$ de potencia activa nominal. El monto final dependerá de las pruebas y ensayos realizados durante el proceso de habilitación.
CSF	Reserva en giro para aumentar generación + 70 [MW]
	Reserva en giro para disminuir generación - 116 [MW]
	En el caso de CSF manual, Tasa mínima de subida/bajada de carga 2,7 [MW/min]
Control de Tensión	Unidades Generadoras \Rightarrow El CDC establece en tiempo real, consignas de tensión en barra. Parques Eólicos y Fotovoltaicos \Rightarrow El CDC establece en tiempo real, consignas de tensión en el punto de conexión del parque. Elementos de compensación reactiva \Rightarrow Sin requerimientos.
EDAC por Subfrecuencia	El esquema considera un monto actual de 675,8 MW repartidos en 8 escalones de desconexión de carga, considerando un primer ajuste de frecuencia en 49 Hz y el último en 48,3 [Hz], con un paso de 0,1 [Hz] por escalón. En la página web del CDEC-SING se encuentra disponible el calendario del EDAC por Subfrecuencia vigente con los respectivos montos de demanda que participan en dicho esquema.
EDAC por Subtensión	Sin requerimientos
EDAC por Contingencia Específica	Sin requerimientos
DMC	El monto de DMC se define para cada evento en función de la problemática detectada.
PRS	Partida autónoma de unidades generadoras. Conforme a lo indicado en el Estudio para PRS vigente, no se recomienda instalar equipos de partida autónoma en unidades generadoras distintas de las que ya poseen.
	Equipos de sincronización especificados en el PRS. En particular se requiere la instalación de un sincronizador en la Línea 220 kV Encuentro-El Tesoro, en el extremo El Tesoro, de forma de poder interconectar las zonas Centro y Cordillera, según lo indicado en el PRS vigente. Asimismo se instruye la habilitación del equipo de sincronización de la Línea 220 kV Atacama-Encuentro N°2 en su extremo Atacama.



4. RECURSOS DISPONIBLES EN EL SISTEMA

En la confección del presente Informe, se ha utilizado la información que se encuentra actualmente disponible en la Base de Datos de Información Técnica del CDEC-SING, la cual se encuentra publicada en su página web, en conjunto con la información utilizada por la DO en la confección de los Estudios de la NT, en la programación de la programación y en la operación en tiempo real del SI. Dicha información corresponde a la enviada por los Coordinados mediante los respectivos formularios de información técnica que establece el anexo técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” o a través de requerimientos específicos.

Sin perjuicio de lo anterior, en el proceso de Habilitación de los SSCC que será instruido por parte de la DO, se podría requerir el envío de información complementaria o de detalle, la que se solicitará a los Coordinados en los plazos y formatos que en esa instancia se definan.

A continuación, se listan los recursos disponibles en el sistema, en base a la información disponible por la DO a la fecha, sin perjuicio de que en el futuro dicha información pueda ser modificada. Estos valores serán corroborados y actualizados una vez terminado el proceso de habilitación de las unidades y otros equipos del SING que presten SSCC.

4.1 CONTROL DE FRECUENCIA

4.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

Los recursos disponibles para prestar el servicio complementario de CPF en operación normal y ante contingencia, se especifican a continuación:

4.1.1.1 Operación Normal

Tabla 4.1 Recursos disponibles para prestar el SSCC de CPF en operación normal

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Componente	Potencia Máxima de Despacho [MW]	Reserva Primaria [MW]	Banda Muerta [+/- Hz]	Estatismo [% bp –MVA]
AES GENER	AES GENER	NTO1	NTO1	135	5 ²	S/I	S/I
		NTO2	NTO2	135	5 ²	S/I	S/I
ANDINA	ANDINA	CTA	CTA1	157	5	0.15	8
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	ANG1	263	7 ²	0.01	5
		ANG2	ANG2	263	7 ²	0.01	5
CELTA	CELTA	CTTAR	CTTAR	140	7	0.05	7
		TGTAR	TGTAR	19	5	S/I	S/I
E-CL	E-CL	TGIQ	TGIQ	19	5	S/I	4
		CTM1	CTM1	149	5	S/I	S/I
		CTM2	CTM2	154	12	S/I	S/I
		CTM3	CTM3-TG	142	11	S/I	S/I

² La reserva considerada para la operación normal, corresponde a la que la unidad ha declarado que puede aportar, sin considerar los equipos de compensación de potencia activa (BESS).

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Componente	Potencia Máxima de Despacho [MW]	Reserva Primaria [MW]	Banda Muerta [+/- Hz]	Estatismo [% bp -MVA]
		CTM3	CTM3 (TG+TV)	226	11	S/I	S/I
		TG1	TG1	17	8	S/I	4
		TG2	TG2	17	8	S/I	4
		TG3	TG3	28	10	S/I	4
		U12	U12	77	8	S/I	6.5
		U13	U13	80	6	S/I	6.5
		U14	U14	122	10	0.02	12
		U15	U15	116	10	0.03	12
		U16	U16-TG	245	14	0.5	5.5
		U16	U16 (TG+TV)	350	14	0.5	5.5
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	TG1A	105	16	0.03	8
		CC1	TG1B	105	16	0.03	8
		CC2	TG2A	105	11	0.03	8
		CC2	TG2B	105	11	0.03	8
HORNITOS	HORNITOS	CTH	CTH1	158	5	0.15	8

4.1.1.2 Contingencias

Tabla 4.2 Recursos disponibles para prestar el SSCC de CPF ante contingencias

Coordinado	Unidad Generadora	Componente	Potencia Máxima de Despacho [MW]	Reserva Primaria [MW]	Banda Muerta [+/- Hz]	Estatismo [% bp -MVA]	
AES GENER	AES GENER	NTO1	NTO1	135	5.6 ³	0.30	-
		NTO2	NTO2	135	5.6 ³	0.30	-
ANDINA	ANDINA	CTA	CTA1	157	5	0.15	8
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	ANG1	263	10 ³	0.30	-
		ANG2	ANG2	263	10 ³	0.30	-
CELTA	CELTA	CTTAR	CTTAR	140	7	0.05	7
		TGTAR	TGTAR	19	5	S/I	S/I
E-CL	E-CL	TGIQ	TGIQ	19	5	S/I	4
		CTM1	CTM1	149	5	S/I	S/I
		CTM2	CTM2	154	12	S/I	S/I
		CTM3	CTM3-TG	142	11	S/I	S/I
		CTM3	CTM3 (TG+TV)	226	11	S/I	S/I
		TG1	TG1	17	8	S/I	4

³ La reserva considerada para el caso de contingencia, corresponde a la que aporta el equipo BESS, declarado por el Coordinado propietario de la unidad.

Coordinado	Unidad Generadora	Componente		Reserva Primaria [MW]	Banda Muerta [+/-]	Estadismo [% bp - MVA]	
		TG2	TG2	17	8	S/I	4
		TG3	TG3	28	10	S/I	4
		U12	U12	77	8	S/I	6.5
		U13	U13	80	6	S/I	6.5
		U14	U14	122	10	0.02	12
		U15	U15	116	10	0.03	12
		U16	U16-TG	245	14	0.50	5.5
		U16	U16 (TG+TV)	350	14	0.5	5.5
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	TG1A	105	16	0.03	8
		CC1	TG1B	105	16	0.03	8
		CC2	TG2A	105	11	0.03	8
		CC2	TG2B	105	11	0.03	8
HORNITOS	HORNITOS	CTH	CTH1	158	5	0.15	8

4.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

Los recursos disponibles para prestar el servicio complementario de CSF se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 4.3 Recursos disponibles para prestar el SSCC de CSF

Coordinado	Propietario	Unidad	P. Bruta mínima [MW]	P. Bruta máxima [MW]	Tasa subida [MW/min]	Tasa bajada [MW]
AES GENER	AES GENER	NTO1	65	135	3	3
		NTO2	65	135	3	3
ANDINA	ANDINA	CTA	100	157	1	1
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	150	263	2	5
		ANG2	150	263	2.35	5
CELTA	CELTA	CTTAR	100	140	0.75	3
		TGTAR	8	19	10	10
E-CL	E-CL	TGIQ	10	19	10	S/I
		CTM1	90	149	3	3
		CTM2	90	154	3	3
		CTM3 (TG)	100	142	6	6
		CTM3 (TG+TV)	160	226	6	6
		TG1	10	17	10	10
		TG2	10	17	10	10
		TG3	10	28	10	10
		U12	50	77	4	4
		U13	50	80	4	4

Coordinado	Propietario	Unidad	P. Bruta mínima [MW]	P. Bruta máxima [MW]	Tasa subida [MW/min]	Tasa bajada [MW]
		U14	75	122	5	5
		U15	75	116	2	2
		U16-TG	75	280	14.5	14.5
		U16 (TG+TV)	145	350	11.5	11.5
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1 (TG1A)	95	105	10	10
		CC1 (TG1B)	95	105	10	10
		CC1 (TG1A+TG1B)	190	210	20	20
		CC1 (TG1A+0.5TV1C)	155	166	4	4
		CC1 (TG1B+0.5TV1C)	95 ⁴	166	4	4
		CC1 (TG1A+TG1B+TV1C)	310	332	8	8
		CC2 (TG2A)	95	105	10	10
		CC2 (TG2B)	95	105	10	10
		CC2 (TG2A+TG2B)	190	210	20	20
		CC2 (TG2A+0.5TV2C)	155	166	4	4
		CC2 (TG2B+0.5TV2C)	95	166	4	4
		CC2 (TG2A+TG2B+TV2C)	310	332	8	8
		HORNITOS	HORNITOS	CTH	100	158

4.1.3 CONTROL DE TENSIÓN

4.1.3.1 Elementos de generación

Los recursos disponibles para prestar el servicio complementario de Control de Tensión, se especifican en la siguiente tabla. Ellos corresponden a una consideración general de la cantidad de reactivos que cada máquina en la práctica puede aportar, sin embargo, el detalle del diagrama PQ de cada unidad generadora se pueden encontrar en la página web del CDEC-SING.

Tabla 4.4 Recursos disponibles para prestar el SSCC de CT

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Reserva disponible (L) [p.u.]	Reserva disponible (C) [p.u.]
AES GENER	AES GENER	NTO1	-0.2	0.3
		NTO2	-0.2	0.3
ANDINA	ANDINA	CTA	-0.3	0.3
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	-0.3	0.3
		ANG2	-0.3	0.3
CELTA	CELTA	CTTAR	-0.16	0.16
		TGTAR	-0.2	0.3
E-CL	E-CL	CTM1	-0.2	0.3

⁴ 155 MW solo con combustible Diesel

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Reserva disponible (L) [p.u.]	Reserva disponible (C) [p.u.]
		CTM2	-0.2	0.3
		CTM3 (TG)	-0.2	0.3
		CTM3 (TG+TV)	-0.2	0.3
		TG1	-0.2	0.4
		TG2	-0.2	0.4
		TG3	-0.2	0.2
		U12	-0.2	0.3
		U13	-0.2	0.3
		U14	-0.2	0.3
		U15	-0.2	0.3
		U16-TG	-0.1	0.15
		U16 (TG+TV)	-0.1	0.15
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1 (TG1A)	-0.18	0.4
		CC1 (TG1B)	-0.18	0.4
		CC1 (TG1A+TG1B)	-0.18	0.4
		CC1 (TG1A+0.5TV1C)	-0.18	0.4
		CC1 (TG1B+0.5TV1C)	-0.18	0.4
		CC1 (TG1A+TG1B+TV1C)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2A)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2B)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2A+TG2B)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2A+0.5TV2C)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2B+0.5TV2C)	-0.18	0.4
		CC2 (TG2A+TG2B+TV2C)	-0.18	0.4
HORNITOS	HORNITOS	CTH	-0.3	0.3
VALLE DE LOS VIENTOS	VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	-0.4	0.6
SUNEDISON	SUNEDISON	MARIA ELENA FV	-0.75	0.75

Las unidades U10 y U11 pertenecientes al Coordinado E-CL, no se consideran en el CPF, debido a que han sido declaradas indisponibles de forma indefinida, según carta VCP/437/2013, de E-CL, con fecha 2 de Diciembre de 2013.

4.1.3.2 Elementos de transmisión

No se instruye la habilitación de elementos de transmisión para realizar el control de tensión en el contexto de los servicios complementarios.

4.1.4 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Los recursos disponibles para prestar el SSCC de EDAC por Subfrecuencia, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 4.5 Recursos disponibles para prestar el SSCC de EDAC por Subfrecuencia

Coordinado	S/E	Escalones								Total Desc. [MW]
		49	48.9	48.8	48.7	48.6	48.5	48.4	48.3	
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
ATACAMA AGUA	Tap Off Desalant				0.934		2.808			3.742
CODELCO CHILE	Chuquicamata	3.00	7.00	13.50	21.00	12.50	12.50	23.50	12.00	105.00
CODELCO CHILE	Gaby	4.80		5.90		5.10	4.90		6.10	26.80
CODELCO CHILE	Radomiro Tomic	3.00		11.00		11.00		13.50		38.50
ELECDA	Calama						6.50			6.50
ELECDA	Esmeralda			2.90	5.90				12.90	21.70
ELIQSA	Cóndores			3.50	3.90			5.50		12.90
EMELARI	Parinacota			2.50		6.30				8.80
ENAEX	Central Diesel Enaex				1.70					1.70
GNL MEJILLONES	GNL Mejillones				0.50				0.50	1.00
GRACE	Mantos de la Luna	2.00						2.00		4.00
HALDEMAN	La Cascada HMC(Sagasca)		0.90		1.09				0.70	2.69
MINERA ATACAMA MINERALS	Aguas Blancas					1.40				1.40
MINERA CERRO COLORADO	Cerro Colorado		3.50		3.50		3.50		3.50	14.00
MINERA COLLAHUASI	Collahuasi	6.47			3.53	14.80		14.76	13.61	53.17
MINERA EL ABRA	El Abra	2.53	3.30	6.41		3.30	4.27	6.00	6.00	31.81
MINERA EL TESORO	El Tesoro	0.86		1.40			6.22	6.22		14.71
MINERA ESCONDIDA	Coloso								3.70	3.70
MINERA ESCONDIDA	Escondida	1.50	11.50	14.20	9.00		8.60	8.60	8.60	62.00
MINERA ESCONDIDA	Laguna Seca		4.00					14.00		18.00
MINERA ESCONDIDA	Planta Óxidos	7.50			8.60	13.50				29.60
MINERA ESCONDIDA	Sulfuros				9.30		17.40	8.50	8.10	43.30
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°2								2.20	2.20
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°3								2.20	2.20
MINERA ESCONDIDA	Tap Off Estación de bombeo N°4								2.20	2.20
MINERA ESPERANZA	Esperanza	5.38	5.38	10.76		9.78		13.53	5.01	49.84
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas			3.75		3.72		0.71	1.73	9.91
MINERA MANTOS BLANCOS	Mantos Blancos	3.40			3.40				3.58	10.37

MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina			1.50			0.27	1.62		3.38
MINERA MICHILLA	Mejillones		2.85				6.00			8.85
MINERA Q. BLANCA	Collahuasi			9.00						9.00
MINERA SPENCE	Spence		3.86		1.90		3.86		5.76	15.38
MINERA ZALDIVAR	Zaldivar	2.50	2.30	2.50	3.90	1.30	1.30	1.30	8.00	23.10
MOLY-COP	Chacaya				2.70					2.70
SQM	Tap Off El Loa			0.85	1.00	2.00	3.00	1.00	2.00	9.85
SQM	Tap Off La Cruz	1.69	2.49							4.18
SQM	Tap Off Nueva Victoria					1.50	1.44			2.94
SQM	Tap Off Oeste	0.70						2.70		3.40
XSTRATA COPPER-ALTONORTE	Alto Norte		3.30				4.50		3.50	11.30
Total		45.33	50.38	89.67	81.85	86.20	87.07	123.44	111.89	675.82

4.1.5 EDAC POR SUBTENSIÓN

Considerando los análisis realizados en los estudios de EDAC por Subtensión y en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, no se ha detectado la necesidad de implementar un EDAC por Subtensión. Por lo tanto, no se dispone de este recurso disponible en el sistema.

4.1.6 EDAC POR CONTINGENCIA ESPECÍFICA

En los distintos Estudios realizados por la DO, no se ha detectado la necesidad de implementar un EDAC por Contingencia Específica. Por lo tanto, no se dispone de este recurso en el sistema.

4.1.7 DESCONEXIÓN MANUAL DE CARGA (DMC)

Todos los Coordinados deben contar con la capacidad de desconectar carga de forma manual con el fin de garantizar la seguridad y calidad del servicio en el SING, cada vez que la DO instruya su aplicación. Por lo tanto se considera la totalidad de los consumos del SING, como parte de los recursos disponibles para su desconexión.

4.1.8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

4.1.8.1 Partida Autónoma

Los recursos disponibles para prestar el SSCC de PRS, respecto a aquellas unidades que poseen la capacidad de partida autónoma, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 4.6 Recursos disponibles para prestar el SSCC de PRS, Partida Autónoma

Nombre de la Central	Unidad Generadora	Potencia Nominal [MW]	Tiempo de Sincronización [min]
Chapiquiña	CHAP1	5.1	15.0
Chapiquiña	CHAP2	5.1	15.0
Diesel Arica	GMAR1	2.1	7.0
Diesel Arica	GMAR2	2.1	7.0
Diesel Arica	GMAR3	2.1	7.0

Nombre de la Central	Unidad Generadora	Potencia Nominal [MW]	Tiempo de Sincronización [min]
Diesel Arica	GMAR4	2.1	7.0
Diesel Arica	M1AR1	0.99	14.0
Diesel Arica	M1AR2	0.99	14.0
Diesel Arica	M1AR3	0.99	14.0
Diesel Arica	M2AR4	1.46	14.0
Diesel Arica	M2AR5	1.46	14.0
Diesel Iquique	SUIQ1	1.4	15.0
Diesel Iquique	SUIQ2	1.4	15.0
Diesel Iquique	SUIQ3	1.4	15.0
Diesel Iquique	MIIQ4	1.46	18.0
Diesel Iquique	MIIQ5	1.46	18.0
Diesel Iquique	TGIQ	23.75	19.0
Central Zofri	ZOFRI_1	0.5	6.0
Central Zofri	ZOFRI_2	1.38	6.0
Central Zofri	ZOFRI_3	1.38	6.0
Central Zofri	ZOFRI_4	1.38	6.0
Central Zofri	ZOFRI_5	1.38	6.0
Central Zofri	ZOFRI_6	0.5	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_7	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_8	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_9	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_10	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_11	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_12	0.8	6.0
Central Estandartes	ZOFRI_13	1.6	5.0
Mantos Blancos	MIMB01	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB02	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB03	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB04	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB05	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB06	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB07	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB08	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB09	2.8	18.0
Mantos Blancos	MIMB10	2.8	18.0
ENAEX	CUMMINS	1.96	10.0
ENAEX	DEUTZ	0.72	10.0
Central Tarapacá	TGTAR	24	10

Nombre de la Central	Unidad Generadora	Potencia Nominal [MW]	Tiempo de Sincronización [min]
Central Tocopilla	TG1	24.698	12.0
Central Tocopilla	TG2	24.931	12.0
Central Tocopilla	TG3	37.5	14.0
Central Atacama	TG1A	126.74	12.0
Central Atacama	TG2A	123.71	12.0
Diesel INACAL	INACAL	6.8	3.45
Diesel Aguas Blancas	AGB	2.0	1.0
Diesel La Portada	TECNET_1	1.0	10
Diesel La Portada	TECNET_3	1.0	10
Diesel La Portada	TECNET_6	1.0	10

4.1.8.2 Aislamiento Rápido

En los Estudios de PRS realizados por la DO, no se ha detectado la necesidad de instruir la habilitación de Unidades con Aislamiento Rápido en el contexto de los servicios complementarios. Por lo tanto, no se dispone de este recurso en el sistema.

4.1.8.3 Equipos de sincronización

Los recursos disponibles para prestar el SSCC de PRS, respecto a aquellas instalaciones que poseen la capacidad de sincronizar islas eléctricas, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 4.7 Recursos disponibles para prestar el SSCC de PRS, Equipos de Sincronización

Coordinado Paño	Extremo S/E	Paño	Línea
AES GENER	MANTOS BLANCOS 220 KV	J04L	Línea 220 kV Laberinto – Mantos Blancos
	LABERINTO 220 KV	J05L	Línea 220 kV Laberinto – Mantos Blancos
	ANDES 220 KV	25203	Línea 220 kV Andes - Laberinto
	LABERINTO 220 KV	J08L	Línea 220 kV Andes - Laberinto
	NUEVA ZALDÍVAR 220 KV	J01L	Línea 220 kV Andes – Nueva Zaldívar N° 1
	NUEVA ZALDÍVAR 220 KV	J02L	Línea 220 kV Andes – Nueva Zaldívar N° 2
	ANGAMOS 220 KV	J5L	Línea 220 kV Angamos – Laberinto N°1
	ANGAMOS 220 KV	J6L	Línea 220 kV Angamos – Laberinto N°2
E-CL	CAPRICORNIO 110 KV	H2	Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte
	ANTOFAGASTA 110 KV	H1	Línea 110 kV Capricornio - Antofagasta
	CHACAYA 220 KV	J3	Línea 220 kV Chacaya - Crucero
	CRUCERO 220 KV	J6L	Línea 220 kV Chacaya - Crucero
	CHACAYA 220 KV	J2	Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos
	CHACAYA 220 KV	J1	Línea 220 kV Chacaya - Mejillones
	MEJILLONES 220 KV	J1	Línea 220 kV Chacaya - Mejillones
	EL COBRE 220 KV	J4	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°1

Coordinado Paño	Extremo S/E	Paño	Línea
	EL COBRE 220 KV	J5L	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°2
	POZO ALMONTE 66 KV	B1	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1
	POZO ALMONTE 66 KV	B5	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°2
MINERA COLLAHUASI	LAGUNAS 220 KV	J3	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi. Circuito N°1
	LAGUNAS 220 KV	J4	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi. Circuito N°2
MINERA ESCONDIDA	ATACAMA 220 KV	J3	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°1
	ATACAMA 220 KV	J10	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°2
	DOMEYKO 220 KV	J4	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°1
	DOMEYKO 220 KV	J3	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°2
	DOMEYKO 220 KV	J5L	Línea 220 kV Domeyko - Escondida
	ESCONDIDA 220 KV	J1	Línea 220 kV Domeyko - Escondida
	ESCONDIDA 220 KV	J2	Línea 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida
	DOMEYKO 220 kV	J2	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko
	ESCONDIDA 220 KV	J3	Línea 220 kV Zaldívar - Escondida
	LABERINTO 220 KV	J09L	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°1
TRANSELEC S.A.	ENCUENTRO 220 KV	J2	Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito N°1
	ENCUENTRO 220 KV	J3	Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito N°2
	TARAPACÁ 220 KV	J1	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°1
	TARAPACÁ 220 KV	J2	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°2
	LAGUNAS 220 KV	J5	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°1
	LAGUNAS 220 KV	J6	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°2
	LAGUNAS 220 KV	J2	Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1
	ENCUENTRO 220 KV	J7	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°1
	ENCUENTRO 220 KV	J6	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°2
	ATACAMA 220KV	J5	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°1
ZALDÍVAR	LAGUNAS 220 KV	J1	Línea 220 kV María Elena - Lagunas N°1
ZALDÍVAR	LABERINTO 220 KV	J02L	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°2



5. INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS

5.1 ASPECTOS GENERALES ASOCIADOS A LA INSTRUCCIÓN

Una vez aprobado el presente Informe por parte de la CNE, la DO emitirá un cronograma de Habilitación, el que deberá llevarse a cabo considerando lo establecido en el Anexo Técnico “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

El responsable de llevar a cabo la habilitación del equipamiento existente, será el propietario del mismo. En caso de ser instruido un equipamiento adicional, se definirá el Coordinado responsable de la instalación y habilitación del mismo.

Junto con la Habilitación de los SSCC instruidos por la DO, deberá estar disponible en el SITR, las señales requeridas para medir tanto la disponibilidad como el desempeño de los mismos, de acuerdo a lo establecido en la sección 6 del presente documento. Es responsabilidad del Coordinado cumplir con los cronogramas establecidos por la DO, así como el integrar y mantener validadas las variables requeridas, de modo que la DO pueda verificar tanto la disponibilidad como el desempeño de los SSCC que sean instruidos.

Si como resultado de la habilitación, la prestación del servicio por parte de una instalación no cumple alguna de las exigencias mínimas establecidas en la sección 3 del presente Informe, la DO determinará en función de los requerimientos y recursos disponibles en el sistema, si dicha prestación puede ser habilitada bajo las condiciones que hayan sido consignadas en el proceso de habilitación.

5.2 INSTRUCCIÓN DE HABILITACIÓN DE SSCC

En la siguiente sección se identifican todas las instalaciones del SING que, por instrucción de la DO, deberán prestar los servicios complementarios especificados en la sección 3 del presente documento.

5.2.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

5.2.1.1 Operación Normal

Las componentes de las unidades generadoras, que deberán prestar el servicio complementario de CPF en operación normal, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.1 Instalaciones que deben prestar el SSCC de CPF en operación normal

Coordinado	Propietario	Unidad	Componente	Observaciones
AES GENER	AES GENER	NTO1	NTO1	-
		NTO2	NTO2	-
ANDINA	ANDINA	CTA	CTA1	-
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	ANG1	-
		ANG2	ANG2	-
CELTA	CELTA	CTTAR	CTTAR	-
		TGTAR	TGTAR	-
E-CL	E-CL	TGIQ	TGIQ	-
		EL AGUILA	EL AGUILA I	Solo para el rango de sobrefrecuencias.
		CTM1	CTM1	-
		CTM2	CTM2	-

Coordinado	Propietario	Unidad	Componente	Observaciones
		CTM3	CTM3-TG	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		TG1	TG1	-
		TG2	TG2	-
		TG3	TG3	-
		U12	U12	-
		U13	U13	-
		U14	U14	-
		U15	U15	-
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	TG1A	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC1	TG1B	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC2	TG2A	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC2	TG2B	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
HORNITOS	HORNITOS	CTH	CTH1	-
VALLE DE LOS VIENTOS	VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	Solo para el rango de sobrefrecuencias.
POZO ALMONTE SOLAR 2	POZO ALMONTE SOLAR 2	PAS2	PAS2	Solo para el rango de sobrefrecuencias.
POZO ALMONTE SOLAR 3	POZO ALMONTE SOLAR 3	PAS3	PAS3	Solo para el rango de sobrefrecuencias.
SUNEDISON	SUNEDISON	MARIA ELENA FV	MARIA ELENA FV	Solo para el rango de sobrefrecuencias.
SPS LA HUAYCA	SPS LA HUAYCA	SOLAR LA HUAYCA 2	SOLAR LA HUAYCA 2	Solo para el rango de sobrefrecuencias.

Las unidades U10 y U11 pertenecientes al Coordinado E-CL, no se consideran en el CPF, debido a que han sido declaradas indisponibles de forma indefinida, según carta VCP/437/2013, de E-CL.

5.2.1.2 Contingencia

Las componentes de las unidades generadoras, que deberán prestar el servicio complementario de CPF ante contingencia, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.2 Instalaciones que deben prestar el SSCC de CPF ante contingencia

Coordinado	Unidad Generadora	Componente	Observaciones	
AES GENER	AES GENER	NTO1	La Unidad NTO1 reemplaza el aporte de reserva primaria ante contingencias con un ECEA.	
		NTO2	La Unidad NTO2 reemplaza el aporte de reserva primaria ante contingencias con un ECEA.	
ANDINA	ANDINA	CTA	CTA1	-
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	ANG1	La Unidad ANG1 reemplaza el aporte de reserva primaria ante contingencias con un ECEA.
		ANG2	ANG2	La Unidad ANG2 reemplaza el aporte de reserva primaria ante contingencias con un ECEA.
CELTA	CELTA	CTTAR	CTTAR	-
		TGTAR	TGTAR	-

Coordinado	Unidad Generadora	Componente	Observaciones	
E-CL	E-CL	TGIQ	TGIQ	-
		CTM1	CTM1	-
		CTM2	CTM2	-
		CTM3	CTM3-TG	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		TG1	TG1	-
		TG2	TG2	-
		TG3	TG3	-
		U12	U12	-
		U13	U13	-
		U14	U14	-
		U15	U15	-
		U16	U16-TG	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	TG1A	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC1	TG1B	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC2	TG2A	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
		CC2	TG2B	Aporte requerido mientras la unidad se encuentre operando en cualquiera de sus configuraciones.
HORNITOS	HORNITOS	CTH	CTH1	-
VALLE DE LOS VIENTOS	VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	Solo para sobrefrecuencias sobre 50,5 Hz.
POZO ALMONTE SOLAR 2	POZO ALMONTE SOLAR 2	PAS2	PAS2	Solo para sobrefrecuencias sobre 50,5 Hz.
POZO ALMONTE SOLAR 3	POZO ALMONTE SOLAR 3	PAS3	PAS3	Solo para sobrefrecuencias sobre 50,5 Hz.
SUNEDISON	SUNEDISON	MARIA ELENA FV	MARIA ELENA FV	Solo para sobrefrecuencias sobre 50,5 Hz.
SPS LA HUAYCA	SPS LA HUAYCA	SOLAR LA HUAYCA 2	SOLAR LA HUAYCA 2	Solo para sobrefrecuencias sobre 50,5 Hz.

Las unidades U10 y U11 pertenecientes al Coordinado E-CL, no se consideran en el CPF, debido a que han sido declaradas indisponibles de forma indefinida, según carta VCP/437/2013, de E-CL.

5.2.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

Las unidades generadoras que deberán prestar el servicio complementario de CSF se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.3 Instalaciones que deben prestar el SSCC de CSF

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora
AES GENER	AES GENER	NTO1
		NTO2
ANDINA	ANDINA	CTA
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1
		ANG2
CELTA	CELTA	CTTAR

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora
E-CL	E-CL	TGTAR
		TGIQ
		CTM1
		CTM2
		CTM3
		TG1
		TG2
		TG3
		U12
		U13
		U14
		U15
		U16
		GASATACAMA
		CC2
HORNITOS	HORNITOS	CTH

5.2.3 CONTROL DE TENSIÓN

5.2.3.1 Elementos de generación

Las unidades generadoras que deberán prestar el servicio complementario de Control de Tensión, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.4 Instalaciones que deben prestar el SSCC de CT

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	S/E
AES GENER	AES GENER	NT01	NORGENER 220 kV
		NT02	NORGENER 220 kV
ANDINA	ANDINA	CTA	CHACAYA 220 kV
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	ANGAMOS 220 kV
		ANG2	ANGAMOS 220 kV
CELTA	CELTA	CTTAR	TARAPACÁ 220 kV
		TGTAR	TARAPACÁ 220 kV
E-CL	E-CL	CTM1	CHACAYA 220 kV
		CTM2	CHACAYA 220 kV
		CTM3	CHACAYA 220 kV
		TG1	TOCOPILLA 110 kV
		TG2	TOCOPILLA 110 kV
		TG3	TOCOPILLA 110 kV
		U12	TOCOPILLA 110 kV
		U13	TOCOPILLA 110 kV
		U14	TOCOPILLA 220 kV
		U15	TOCOPILLA 220 kV
		U16	TOCOPILLA 220 kV

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	S/E
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	ATACAMA 220 kV
		CC2	ATACAMA 220 kV
HORNITOS	HORNITOS	CTH	CHACAYA 220 kV
POZO ALMONTE SOLAR 2	POZO ALMONTE SOLAR 2	PAS2	CENTRAL SOLAR PAS2 13.8 kV
POZO ALMONTE SOLAR 3	POZO ALMONTE SOLAR 3	PAS3	CENTRAL SOLAR PAS3 13.8 kV
VALLE DE LOS VIENTOS	VALLE DE LOS VIENTOS	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV
SUNEDISON	SUNEDISON	MARIA ELENA FV	MARÍA ELENA 220 KV
SPS LA HUAYCA	SPS LA HUAYCA	SOLAR LA HUAYCA 2	CENTRAL SOLAR LA HUAYCA 2 23 KV

Las unidades U10 y U11 pertenecientes al Coordinado E-CL, no se consideran en el CPF, debido a que han sido declaradas indisponibles de forma indefinida, según carta VCP/437/2013, de E-CL.

5.2.3.2 Elementos de transmisión

No se instruye la habilitación de elementos de transmisión para realizar el control de tensión en el contexto de los servicios complementarios.

5.2.4 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Los Coordinados que deberán prestar el SSCC de EDAC por Subfrecuencia, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.5 Instalaciones que deben prestar el SSCC de EDAC por Subfrecuencia

Coordinado	Subestación
ATACAMA AGUA	Desalant
CODELCO CHILE	Chuquicamata
	Gaby
	Radomiro Tomic
	Ministro Hales ⁵
ELECDA	Calama
	Esmeralda
ELIQSA	Cóndores
EMELARI	Parinacota
ENAEX	Central Diesel Enaex
GNL MEJILLONES	GNL Mejillones
GRACE	Mantos de la Luna
HALDEMAN	La Cascada HMC (Sagasca)
MINERA ANTUCOYA	Antucoya ¹
MINERA ATACAMA MINERALS	Aguas Blancas
MINERA CERRO COLORADO	Cerro Colorado
MINERA COLLAHUASI	Collahuasi
MINERA EL ABRA	El Abra

⁵ EDAC en proceso de implementación.

Coordinado	Subestación
MINERA EL TESORO	El Tesoro
MINERA ESCONDIDA	Coloso
	Escondida
	Laguna Seca
	Planta Óxidos
	Sulfuros
	Tap Off Estación de bombeo N°2
	Tap Off Estación de bombeo N°3
	Tap Off Estación de bombeo N°4
MINERA ESPERANZA	Esperanza
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas
MINERA MANTOS BLANCOS	Mantos Blancos
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina
MINERA MICHILLA	Mejillones
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi
MINERA SIERRA GORDA	Sierra Gorda ¹
MINERA SPENCE	Spence
MINERA ZALDÍVAR	Zaldívar
MOLY-COP	Chacaya
SQM	Tap Off El Loa
	Tap Off La Cruz
	Tap Off Nueva Victoria
	Tap Off Oeste
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Alto Norte

5.2.5 EDAC POR SUBTENSIÓN

Dado que no existen requerimientos asociados al EDAC por Subtensión, no se instruye la instalación y habilitación de este servicio en el SING.

5.2.6 EDAC POR CONTINGENCIA ESPECÍFICA

Dado que no existen requerimientos asociados al EDAC por Contingencia Específica, no se instruye la instalación y habilitación de este servicio en el SING.

5.2.7 DESCONEXIÓN MANUAL DE CARGA (DMC)

Todos los Coordinados deben contar con la capacidad de desconectar carga de forma manual con el fin de garantizar la seguridad y calidad del servicio en el SING, cada vez que la DO instruya su aplicación.

5.2.8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

5.2.8.1 Partida Autónoma

Las componentes de las unidades generadoras, que deberán contar con partida autónoma y prestar el servicio complementario de PRS, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.6 Instalaciones que deben prestar el SSCC de PRS, Partida Autónoma

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Componente	
CELTA	CELTA	TGTAR	TGTAR	
E-CL	E-CL	CHAP	CHAP1	
		CHAP	CHAP2	
		GMAR	GMAR1	
		GMAR	GMAR2	
		GMAR	GMAR3	
		GMAR	GMAR4	
		M1AR	M1AR1	
		M1AR	M1AR2	
		M1AR	M1AR3	
		M2AR	M2AR1	
		M2AR	M2AR2	
		MIIQ	MIIQ4	
		MIIQ	MIIQ5	
		SUIQ	SUIQ1	
		SUIQ	SUIQ2	
		SUIQ	SUIQ3	
		TGIQ	TGIQ	
		TG1	TG1	
	TG2	TG2		
	TG3	TG3		
ENAEX	ENAEX	CUMMINS	ENAEX4	
		DEUTZ	ENAEX1	
		DEUTZ	ENAEX2	
		DEUTZ	ENAEX3	
ENORCHILE	ENORCHILE	ZOFRI_1-6	ZOFRI_1	
		ZOFRI_1-6	ZOFRI_6	
		ZOFRI_2-5	ZOFRI_2	
		ZOFRI_2-5	ZOFRI_3	
		ZOFRI_2-5	ZOFRI_4	
		ZOFRI_2-5	ZOFRI_5	
		ZOFRI_13	ZOFRI_13	
		ZOFRI_7-12	ZOFRI_10	
		ZOFRI_7-12	ZOFRI_11	
		ZOFRI_7-12	ZOFRI_12	
		ZOFRI_7-12	ZOFRI_7	
		ZOFRI_7-12	ZOFRI_8	
	ZOFRI_7-12	ZOFRI_9		
	MANTOS BLANCOS	MANTOS BLANCOS	MIMB	MIMB1
			MIMB	MIMB2
MIMB			MIMB3	

Coordinado	Propietario	Unidad Generadora	Componente
		MIMB	MIMB4
		MIMB	MIMB5
		MIMB	MIMB6
		MIMB	MIMB7
		MIMB	MIMB8
		MIMB	MIMB9
		MIMB	MIMB10
EQUIPOS DE GENERACIÓN	EQUIPOS DE GENERACIÓN	INACAL	INACAL1
		INACAL	INACAL2
		INACAL	INACAL3
		INACAL	INACAL4
GASATACAMA	GASATACAMA	CC1	TG1A
		CC2	TG2A
ON GROUP	INGENOVA	AGB	AGB1
		AGB	AGB2

5.2.8.2 Aislamiento Rápido

Dado que no existen requerimientos asociados al aislamiento rápido de unidades generadoras en el PRS, no se instruye la instalación y habilitación de esta prestación en el SING.

5.2.8.3 Equipos de Sincronización

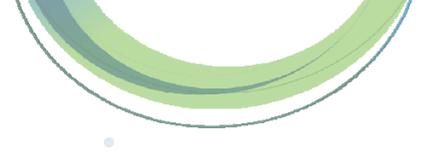
Los extremos de línea, que deberán contar con equipos de sincronización y prestar el servicio complementario de PRS, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 5.7 Instalaciones que deben prestar el SSC de PRS, Equipos de Sincronización

Coordinado Paño	Extremo S/E	Línea
AES GENER	MANTOS BLANCOS 220 KV	Línea 220 kV Laberinto – Mantos Blancos
	LABERINTO 220 KV	Línea 220 kV Laberinto – Mantos Blancos
	ANDES 220 KV	Línea 220 kV Andes - Laberinto
	LABERINTO 220 KV	Línea 220 kV Andes - Laberinto
	NUEVA ZALDÍVAR 220 KV	Línea 220 kV Andes – Nueva Zaldívar
	LABERINTO 220 KV	Línea 220 kV Angamos – Laberinto N°1
E-CL	CAPRICORNIO 110 KV	Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte
	ANTOFAGASTA 110 KV	Línea 110 kV Capricornio - Antofagasta
	CHACAYA 220 KV	Línea 220 kV Chacaya - Crucero
	CRUCERO 220 KV	Línea 220 kV Chacaya - Crucero
	CHACAYA 220 KV	Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos
	CHACAYA 220 KV	Línea 220 kV Chacaya - Mejillones
	MEJILLONES 220 KV	Línea 220 kV Chacaya - Mejillones
	EL COBRE 220 KV	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°1
	EL COBRE 220 KV	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°2
	POZO ALMONTE 66 KV	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1
	POZO ALMONTE 66 KV	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°2

Coordinado Paño	Extremo S/E	Línea
MINERA COLLAHUASI	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi. Circuito N°1
	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi. Circuito N°2
MINERA EL TESORO	ENCUENTRO 220 KV	Línea 220 kV Encuentro – El Tesoro
	EL TESORO 220 KV	Línea 220 kV Encuentro – El Tesoro
MINERA ESCONDIDA	ATACAMA 220 KV	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°1
	ATACAMA 220 KV	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°2
	DOMEYKO 220 KV	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°1
	DOMEYKO 220 KV	Línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N°2
	DOMEYKO 220 KV	Línea 220 kV Domeyko - Escondida
	ESCONDIDA 220 KV	Línea 220 kV Domeyko - Escondida
	ESCONDIDA 220 KV	Línea 220 kV Nueva Zaldívar – Escondida ⁶
	DOMEYKO 220 KV	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko
	ESCONDIDA 220 KV	Línea 220 kV Zaldívar - Escondida
	LABERINTO 220 KV	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°1
TRANSELEC S.A.	ENCUENTRO 220 KV	Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito N°1
	ENCUENTRO 220 KV	Línea 220 kV Crucero - Encuentro. Circuito N°2
	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°1
	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas N°2
	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°2
	ENCUENTRO 220 KV	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°1
	ENCUENTRO 220 KV	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°2
	ATACAMA 220KV	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°1
	ATACAMA 220KV	Línea 220 kV Atacama – Encuentro N°2
	LAGUNAS 220 KV	Línea 220 kV María Elena - Lagunas N°1
ZALDÍVAR	LABERINTO 220 KV	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°2

⁶ Este sincronizador se deberá trasladar a la S/E OGP1 una vez que se modifique la instalación a la nueva Línea 220 kV Nueva Zaldívar-OGP1.



6. DISPONIBILIDAD Y DESEMPEÑO DE SSCC

6.1 ANTECEDENTES GENERALES

6.1.1 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)

Con el fin de comprobar la disponibilidad y desempeño de los SSCC, se deberán incluir en el SITR del SCADA las señales especificadas en el presente informe, las cuales deberán cumplir con las características y exigencias de calidad y disponibilidad de acuerdo al Anexo Técnico “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC”.

En lo que respecta a las señales requeridas para medir la disponibilidad y desempeño de las unidades generadoras y/o de los equipos que prestan un servicio complementario, éstas deberán ser implementadas por la empresa coordinada que preste o explote dicho servicio de manera de entregar las variables requeridas en forma automática a través del SITR. Las señales requeridas para verificar la disponibilidad o desempeño del servicio no podrán ser ingresadas de forma manual al SITR a través de un operador.

En caso de que la DO detecte que alguna de las señales especificadas no se encuentra disponible, la DO informará dicha situación al Coordinado respectivo, el cual deberá normalizar el estado de la señal en un plazo no mayor a 5 días corridos. En estos casos, el servicio complementario respectivo se considerará como no prestado desde el día en que la DO detecte la indisponibilidad de la señal a menos que el Coordinado disponga de un medio alternativo para evaluar el desempeño y disponibilidad de un servicio complementario mientras se regulariza la señal.

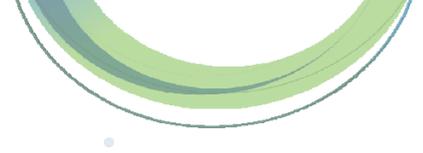
Adicionalmente, los medios alternativos para determinar tanto la disponibilidad como desempeño de un determinado servicio, podrán ser presentados por el propio Coordinado a la DO, mientras se encuentre implementando o regularizando las señales del SITR, en cuyo caso la DO evaluará si dispone de los antecedentes suficientes para evaluar la prestación del servicio.

6.1.2 COMUNICACIÓN DE LA INDISPONIBILIDAD Y DESEMPEÑO DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO

Es de responsabilidad de los Coordinados, gestionar una mantención preventiva continua sobre sus instalaciones a efectos de mantener la disponibilidad del 100% de los SSCC que presta. Asimismo, el Coordinado, a través de su CC, deberá comunicar al CDC cuando alguna instalación del sistema no se encuentre disponible para participar total o parcialmente de algún servicio complementario, lo que será registrado por el CDC en el Movimiento de Equipos, Informe de Restricción Operativa o el medio que la DO disponga para dicho fin. Sin perjuicio de lo anterior, si la DO verifica un desempeño deficiente de un determinado servicio, informará dicha situación a los respectivos Coordinados.

En un plazo no mayor a 2 días hábiles desde que el servicio ha quedado indisponible, el Coordinado deberá enviar a la DO un informe donde se especifiquen las causas de la indisponibilidad y las acciones correctivas y preventivas para resolver el problema detectado.

La DO podrá solicitar información complementaria a la indicada, a la Empresa propietaria y/o responsable de la operación del SSCC en cuestión, la que deberá ser entregada en los plazos que la DO establezca.



6.2 CONTROL DE FRECUENCIA

6.2.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

6.2.1.1 Disponibilidad

Para comprobar la disponibilidad de las unidades generadoras que se encuentran habilitadas para prestar el servicio complementario de CPF, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar la siguiente señal al SITR:

- a) Señal de disponibilidad de los equipos para prestar el servicio de CPF en unidades generadoras, que de cuenta del estado Activado/Desactivado del controlador de frecuencia que preste la función de CPF.

El factor de disponibilidad del servicio complementario de CPF (FDisp_CPF) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo activado (según señal de disponibilidad) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará el factor de desempeño del CPF.

6.2.1.2 Desempeño

Para comprobar el desempeño de las unidades generadoras que se encuentran habilitadas para prestar el servicio complementario de CPF, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar las siguientes señales al SITR:

- a) Consigna de potencia activa bruta de la unidad generadora, medida en MW.
- b) Potencia activa bruta de la unidad generadora, medida en MW.
- c) Valor de la banda muerta de la unidad.
- d) Valor de estatismo ajustable de la unidad.

Respecto de la evaluación del desempeño del CPF, se especifican distintas metodologías, considerando la operación en estado normal o ante la ocurrencia de contingencias. Conforme a lo anterior, el Factor de desempeño asociado al CPF (FD_CPF_{final}), estará dado por el promedio simple entre el Factor de Desempeño ante Contingencias ($FD_CPF_{contingencias}$) y el Factor de Desempeño en Operación Normal ($FD_CPF_{op_normal}$), multiplicando dicho resultado por el factor de disponibilidad (FDisp_CPF) especificado en la Sección 6.2.1.1. Esto es:

$$FD_CPF_{final} = FDisp_CPF \times \frac{FD_CPF_{op_normal} + FD_CPF_{contingencias}}{2}$$

Las formulas de cálculos de los factores de desempeño considerando operación normal y ante la ocurrencia de contingencias, se describen en las secciones 6.2.1.2.1 y 6.2.1.2.2.

6.2.1.2.1 Operación Normal

Cada unidad generadora que sea instruida por la DO para prestar el servicio complementario de CPF, deberá ser habilitada para tal fin, de manera de garantizar que su desempeño cumpla con las exigencias mínimas establecidas en la NT y en el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS".

Si en los ensayos de habilitación practicados a la unidad generadora, se verifican las exigencias mínimas establecidas en dicho anexo técnico, el factor de desempeño asociado al CPF en operación normal ($FD_CPF_{op_normal}$) será igual a 100%.



Al respecto, es responsabilidad de cada Coordinado garantizar que los parámetros de los reguladores de velocidad de cada unidad generadora cumplan permanentemente con el desempeño resultante de la habilitación.

Sin perjuicio de lo anterior, la DO podrá realizar evaluaciones de forma periódica y aleatoria a las unidades generadoras que prestan el servicio de CPF con el objeto de comprobar su desempeño. Si la DO verifica un desempeño deficiente del servicio de CPF se considerará un $FD_CPF_{op_normal}$ igual a 0% a partir de dicha verificación.

Asimismo, de considerarlo necesario, la DO podrá instruir la instalación de equipamiento especializado para realizar la evaluación de desempeño del servicio en cuestión.

6.2.1.2.2 Contingencias

Ante la ocurrencia de una contingencia, de acuerdo a la definición especificada en 3.1.1.3, se considerará un $FD_CPF_{contingencias}$ igual a 100% cuando el promedio de los desempeños en las N contingencias evaluadas durante un mes, sea mayor a 75%. En el caso contrario, el $FD_CPF_{contingencias}$ será igual a dicho promedio.

Es decir:

$$FD_CPF_{contingencias} = 100\% \quad \text{si} \quad \frac{\sum_{i=1}^N \text{Desempeño } CPF_i}{N} \geq 75\%$$

$$FD_CPF_{contingencias} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{Desempeño } CPF_i}{N} \quad \text{si} \quad \frac{\sum_{i=1}^N \text{Desempeño } CPF_i}{N} \leq 75\%$$

Donde, el Desempeño del CPF ante contingencias para cada evento i , se calculará como el porcentaje de aporte de potencia activa efectivamente desconectado (Aporte real CPF_{*i*}) respecto del valor resultante de la habilitación de cada unidad generadora (Reserva para CPF habilitada), expresado de la siguiente forma:

$$\text{Desempeño } CPF_i = \frac{\text{Aporte real } CPF_i}{\text{Reserva para CPF habilitada}} \cdot 100\%$$

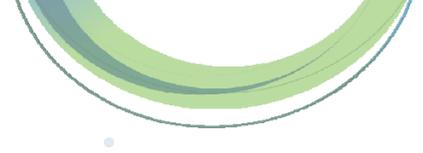
Al respecto, el Aporte real al CPF por evento, corresponde al monto adicional o reducción de potencia que presenta la unidad generadora, y se calcula como la diferencia de potencia eléctrica medida en terminales de la unidad generadora entre el instante previo (P_{pre}) y posterior (P_{post}) al evento, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Aporte real } CPF_i = |P_{post} - P_{pre}|$$

Donde:

P_{post} se calcula como el promedio de las muestras en una ventana de 10 segundos desde el instante en el cual la frecuencia alcanza su valor mínimo o máximo, dependiendo si se trata de un evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia respectivamente, es decir:

$$P_{post} = \frac{\sum_{t=frecuencia \text{ min o máx}}^{t=10} \text{Potencia Eléctrica}_t}{\# \text{ Mediciones}} [MW]$$



P_{pre} se calcula como el promedio de las muestras en una ventana de 10 segundos previo a la contingencia, de acuerdo a la siguiente relación:

$$P_{pre} = \frac{\sum_{t=-10}^{t=0} \text{Potencia Eléctrica}_t}{\# \text{ Mediciones}} [MW]$$

6.2.1.3 Ejemplos de aplicación

Se considera una unidad para la cual se verifica el cumplimiento de las exigencias mínimas para su habilitación, por lo cual su $FD_CPF_{op_normal}$ es igual a 100%.

a) Ejemplo 1:

Disponibilidad

Al evaluar durante un mes la disponibilidad del CPF de una unidad generadora, se obtuvo un $FDisp_CPF$ igual a 100%.

Desempeño en operación normal

Al haber sido habilitado el CPF de una unidad generadora, se obtuvo un $FD_CPF_{op_normal}$ igual a 100%, tal como lo indica el encabezado del ejemplo.

Desempeño ante contingencia

Durante el mismo mes de evaluación ocurren tres eventos de falla, en el cual el desempeño de la unidad generadora para cada evento fue el siguiente:

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Promedio Mes
Desempeño CPF	80%	90%	70%	80%

El promedio de desempeños de CPF durante el mes de dicha unidad corresponde a 80%, por lo tanto se considera un $FD_CPF_{contingencias}$ igual a 100%.

Por lo tanto el FD_CPF_{final} está dado por:

$$FD_CPF_{final} = FDisp_CPF \times \frac{FD_CPF_{op_normal} + FD_CPF_{contingencias}}{2} = 100\%$$

b) Ejemplo 2:

Disponibilidad

Al evaluar durante un mes la disponibilidad del CPF de una unidad generadora, se obtuvo un $FDisp_CPF$ igual a 90%.

Desempeño en operación normal

Al haber sido habilitado el CPF de una unidad generadora, se obtuvo un $FD_CPF_{op_normal}$ igual a 100%, tal como lo indica el encabezado del ejemplo.

Desempeño ante contingencia

Durante el mismo mes de evaluación ocurren tres eventos de falla, en el cual el desempeño de la unidad generadora para cada evento fue el siguiente:

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Promedio Mes
Desempeño CPF	80%	70%	70%	73.3%

El promedio de desempeños de CPF durante el mes es igual a 73.3%. Considerando lo anterior, el $FD_CPF_{contingencia}$ será igual a dicho promedio.

Dado lo anterior, el factor de desempeño final estará determinado por:

$$FD_CPF_{final} = FDisp_CPF \times \frac{FD_CPF_{op_normal} + FD_CPF_{contingencias}}{2} = 0.9 \times \frac{1 + 0.733}{2} = 0.7798 = 77.98\%$$

6.2.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

6.2.2.1 Disponibilidad

El servicio se considerará con un factor de disponibilidad ($FDisp_CSF$) igual al 100%, mientras la unidad generadora se mantenga sin restricciones operacionales para realizar el CSF un porcentaje de tiempo igual o superior al 95% del período de evaluación correspondiente a un mes.

Será responsabilidad de los Coordinados, a través de su CC, comunicar al CDC cuando alguna unidad generadora tenga restricciones operacionales, lo que será registrado por el CDC en el Movimiento de Equipos, Informe de Restricción Operativa o el medio que la DO disponga para dicho fin.

En caso contrario, dicho factor será el porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo sin restricciones, el cual multiplicará el factor de desempeño final del CSF.

6.2.2.2 Desempeño

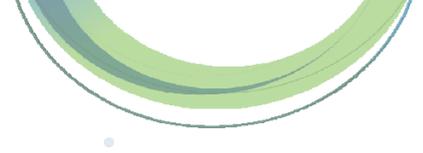
Para comprobar el desempeño de las unidades generadoras que se encuentran habilitadas para prestar el servicio complementario de CSF, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar la siguiente señal al SITR:

- Consigna de potencia activa bruta de la unidad generadora, medida en MW.
- Potencia activa bruta de la unidad generadora, medida en MW.

En caso que el CSF se esté realizando mediante una unidad generadora, ésta será la única que se encuentre asignada al CSF, mientras que las demás unidades generadoras deberán mantener su consigna establecida en el programa de generación.

Se evaluará el desempeño del CSF de acuerdo a la respuesta de las unidades generadoras ante una instrucción emanada del CDC. Al respecto, se considera que el servicio complementario de CSF ha sido prestado de forma satisfactoria (con $FD_CSF=100\%$), cuando se ha mantenido la consigna de la frecuencia dentro de la banda establecida en la NT (49.8 Hz – 50.2 Hz) el 97% del tiempo.

Sin perjuicio de lo anterior, si la unidad que se encuentra realizando el CSF, no es capaz de cumplir con la consigna de frecuencia establecida, pero sí aumenta o disminuye su nivel de generación con su tasa de máxima de subida o bajada de carga verificada en el proceso de habilitación, se considerará que el servicio complementario ha sido prestado de forma satisfactoria ($FD_CSF=100\%$).



En caso que la unidad que se encuentra realizando el CSF, no sea capaz de cumplir con la consigna de frecuencia establecida y tampoco con su tasa de máxima de subida o bajada de carga verificada en el proceso de habilitación, se considerará como factor de desempeño (FD_CSF) el porcentaje en el cual la unidad generadora mantuvo la frecuencia dentro de la banda establecida en la NT, siempre y cuando no haya tenido apoyo de otras unidades generadoras.

En resumen, el FD_CSF quedará determinado por:

$$FD_CSF_{final} = FD_CSF \cdot FDisp_CSF$$

6.3 CONTROL DE TENSIÓN (CT)

6.3.1 CONTROL DE TENSIÓN POR ELEMENTOS DE GENERACIÓN

6.3.1.1 Disponibilidad

Para comprobar la disponibilidad de las unidades generadoras que se encuentren habilitadas para prestar el servicio complementario de Control de Tensión, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar las siguientes señales del SITR:

- a) Estado activado/desactivado del regulador de tensión.
- b) Estado automático/manual u otro modo de operación del regulador de tensión.

En el caso de centrales eléctricas de potencia nominal igual o mayor a 100 MW, que posean más de una componente o unidad generadora sincrónica, se verificará la disponibilidad del control centralizado de potencia reactiva/tensión sobre la barra de inyección.

En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del SI y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200 MW, se verificará la disponibilidad del control centralizado de dichas centrales.

El factor de disponibilidad del servicio complementario de CT (FDisp_CT) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible (activado y en modo automático) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará el factor de desempeño final del servicio de manera proporcional.

6.3.1.2 Desempeño

Para comprobar el desempeño de las unidades generadoras que se encuentran habilitadas para prestar el servicio complementario de CT, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar las siguientes señales del SITR:

- a) Tensión en bornes del generador, medida en kV.
- b) Consigna de tensión asignada del regulador de tensión, medida en por unidad.
- c) Posición del tap del transformador elevador de la unidad.
- d) Señales que permitan graficar en tiempo real las variaciones asociadas al diagrama P-Q de cada unidad generadora, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS".



Para el caso de parques eólicos o plantas fotovoltaicas, la consigna de tensión y posición del tap elevador, serán solicitadas en el punto de conexión del parque generador.

El factor de desempeño del Control de Tensión (FD_CT) se obtiene a partir de la respuesta de las unidades generadoras, ante una instrucción emanada del CDC, en la cual se evalúa el seguimiento que realice la unidad o conjunto de unidades generadoras, según sea el caso, a la consigna de tensión establecida por el CDC, en la barra donde realiza el control.

Para realizar la evaluación se considerará el porcentaje de tiempo en que la unidad o el conjunto de unidades generadores mantuvieron, en la barra de inyección, la consigna de tensión asignada.

Como criterio, se considerará que el servicio ha sido prestado de forma satisfactoria (FD_CT = 100%) cuando el seguimiento de la consigna de la unidad o conjunto de unidades generadoras asignadas fue superior a un 95% del periodo de medición de un mes. En caso de que el porcentaje sea menor, se considerará un factor de desempeño proporcional al tiempo en que se cumplió con lo requerido.

Sin perjuicio de lo anterior, si las unidades no son capaces de cumplir con la consigna de tensión establecida, pero sí entregaron la máxima cantidad de reactivos de acuerdo a sus límites operacionales en función de su diagrama P-Q, se considerará que en dicho periodo el servicio ha sido prestado de forma satisfactoria (FD_CT = 100%).

Adicionalmente, y con el objeto de verificar su desempeño, la DO podrá realizar evaluaciones de forma periódica y aleatoria a los elementos de generación que prestan el servicio de CT. Si la DO verifica un desempeño deficiente del servicio de CT se considerará un FD_CT igual a 0% a partir de dicha verificación, hasta que el coordinado regularice la problemática detectada y confirme nuevamente el desempeño de la unidad para realizar un CT acorde a lo instruido por la DO, a través de pruebas efectivas.

En resumen, el factor de desempeño final quedará determinado por:

$$FD_{CT_{final}} = FD_{CT} \cdot FDisp_{CT}$$

6.3.1.3 Ejemplos de aplicación

a) Ejemplo 1:

Disponibilidad

Al evaluar durante un mes la disponibilidad del CT de una unidad generadora, se obtuvo un FDisp_CT igual a 100%.

Desempeño

Si durante el mismo mes de evaluación se solicitaron dos consignas de tensión diferentes, por periodos de tiempo distintos, el porcentaje de cumplimiento quedará determinado por el tiempo en que la tensión en la barra de inyección se mantuvo en el valor establecido. Al respecto, en la siguiente tabla se muestra el cálculo del porcentaje y horas cumplidas.

Consigna Requerida [pu]	Tiempo Exigido [horas]	Horas Cumplidas [horas]	Horas Cumplidas [%]
1,01	500	480	96%
1,05	220	204	93%

Total	720	684	95%
--------------	-----	-----	-----

El desempeño de CT durante el mes de dicha unidad corresponderá a 95%, por lo que en este caso, se considerará que el servicio ha sido prestado de forma satisfactoria. En consecuencia, durante el mes evaluado el desempeño del CT, será igual a 100% ($FD_{CT} = 100\%$).

Dado lo anterior, el factor de desempeño final estará determinado por:

$$FD_{CT_{final}} = FD_{CT} \cdot FDisp_{CT} = 100\%$$

b) Ejemplo 2:

Disponibilidad

Al evaluar durante un mes la disponibilidad del CT de una unidad generadora, se obtuvo un valor igual a 93%.

Desempeño

Si durante el mismo mes de evaluación se solicitaron dos consignas de tensión diferentes, por periodos de tiempo distintos, el porcentaje de cumplimiento quedará determinado por el tiempo en que la tensión se mantuvo en el valor establecido. Al respecto en la siguiente tabla se muestra el cálculo del porcentaje y horas cumplidas.

Consigna Requerida [pu]	Tiempo Exigido [horas]	Horas Cumplidas [horas]	Horas Cumplidas [%]
1,01	449.6*	404.6	90%
1,05	220	204	93%
Total	669.6	608.6	91%

*Para este ejemplo, se asume que las horas de indisponibilidad (7% del tiempo) se produjeron mientras se solicitó una consigna de 1.01 pu.

El desempeño mensual de CT de dicha unidad corresponderá a 91%. En consecuencia, durante el mes evaluado el factor de desempeño del CT será igual al mismo porcentaje ($FD_{CT} = 91\%$).

Dado lo anterior, el factor de desempeño final estará determinado por:

$$FD_{CT_{final}} = FD_{CT} \cdot FDisp_{CT} = 0.91 \cdot 0.93 = 84.63\%$$

6.3.2 CONTROL DE TENSIÓN POR INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

6.3.2.1 Disponibilidad

La disponibilidad del control de tensión por instalaciones de transmisión quedará determinada por el inicio de operación de las instalaciones que la DO instruya para este fin. Se considerará que el equipo se mantiene disponible mientras no presente limitaciones técnicas o fallas, que no permitan la utilización de dicho equipo.

Para comprobar la disponibilidad de equipos de compensación de reactivos que se encuentren habilitados para ejercer Control de Tensión (Banco de Condensadores, Reactores, STATCOM, SVC u otro), cada Coordinado que preste dicho servicio, deberán incorporar o regularizar las siguientes señales en el SITR:

- Estado del interruptor principal del Equipo.

- b) Estado automático/manual u otro modo de operación del Equipo (señal requerida sólo para el caso de equipos que absorban o aporten potencia reactiva de forma automática).

El factor de disponibilidad del servicio complementario de Control de Tensión (FDisp_CT) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible (conectado y en modo automático) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará el factor de desempeño final del servicio de manera proporcional.

En el caso que el servicio se encuentre parcialmente disponible, el resultado anterior se deberá multiplicar por el cociente entre la capacidad disponible y la capacidad total establecida en el proceso de habilitación.

6.3.2.2 Desempeño

Para comprobar el desempeño de equipos de compensación de reactivos que se encuentren habilitados para ejercer el servicio complementario de CT, cada Coordinado que preste dicho servicio, deberá incorporar o regularizar las siguientes señales del SITR:

- a) Medida de potencia reactiva en MVAR.
- b) Consigna de tensión del equipo (señal requerida sólo para el caso de equipos que absorban o aporten potencia reactiva de forma automática), medida en por unidad.

El factor de desempeño del Control de Tensión (FD_CT) se obtiene a partir del tiempo que tardan dichos equipos en absorber o entregar reactivos al sistema. En este caso, se considerará que el servicio ha sido prestado de forma satisfactoria (FD_CT =100%) cuando ante una instrucción emitida por parte del CDC, ésta es efectuada en un lapso no superior a 5 minutos desde que se efectuó dicha instrucción.

En caso de que la instrucción del CDC no se realice en el tiempo especificado, su factor de desempeño será proporcional al retardo registrado, con un tiempo máximo de ejecución de 15 minutos. Posterior a dicho período se considerará un FD_CT =0%.

Adicionalmente, y con el objeto de verificar su desempeño, la DO podrá realizar evaluaciones de forma periódica y aleatoria a los Equipos de Compensación que prestan el servicio de CT. Si la DO verifica un desempeño deficiente del servicio de CT se considerará un FD_CT igual a 0% a partir de dicha verificación y hasta que el coordinado regularice la problemática detectada y confirme nuevamente que el equipo realiza un CT acorde a lo instruido por la DO, a través de pruebas efectivas.

Cuando el servicio se encuentre parcialmente disponible, de acuerdo a lo informado por el Coordinado, la evaluación del desempeño se realizará sobre el monto informado.

En resumen, el factor de desempeño final quedará determinado por:

$$FD_{CT_{final}} = FD_{CT} \cdot FDisp_{CT}$$



6.4 ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA O MANUAL DE CARGA

6.4.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

6.4.1.1 Disponibilidad

La disponibilidad de los esquemas de desconexión automática por subfrecuencia (EDACf) habilitados en los alimentadores asignados, quedará determinada por la medida de la siguiente variable que debe ser incorporada o regularizada en el SITR por cada escalón de frecuencia:

- a) Estado habilitado/deshabilitado de su relé de subfrecuencia.

El factor de disponibilidad del servicio complementario de EDACf (FDisp_EDACf) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible (estado habilitado) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará al tiempo y número de eventos del período de medición, si es que no se ha sobrepasado el valor máximo indicado en la NT, o de lo contrario, multiplicará la ENS mensual correspondiente a la activación del EDACf, una vez superado uno de los dos valores máximos indicados.

6.4.1.2 Desempeño

El desempeño de los EDACf habilitados en los alimentadores asignados, quedará determinado por las medidas de las siguientes variables que deben ser incorporadas o regularizadas en el SITR por cada escalón de frecuencia:

- a) Potencia disponible, medida en MW.
- b) Estado del interruptor.
- c) Señal de operación del relé de subfrecuencia.
- d) Medida local de frecuencia.

La evaluación del desempeño del servicio se realizará luego de cada contingencia que tenga como consecuencia la operación del EDACf, a través del Estudio de Análisis de Falla correspondiente que realice la DO, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento DO “Informes de Falla de Coordinados”.

Cuando el Coordinado informe que el EDACf se encuentra parcialmente disponible, de acuerdo al porcentaje de disponibilidad especificada en la sección 3.3.1.1, la evaluación del desempeño se realizará sobre el monto informado.

Cada evaluación de desempeño deberá seguir los siguientes criterios:

- a) Respecto de los montos de carga efectivamente operados por escalón de frecuencia, se aceptará una tolerancia del $\pm 10\%$ del monto comprometido. Si el monto desconectado se encuentra dentro de esta tolerancia, se considerará un factor de desempeño del EDACf (FD_EDACf) igual a 100%.
- b) En caso de que la evaluación efectuada arroje un resultado con una tolerancia superior al $\pm 10\%$, el FD_EDACf estará dado por:

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \leq 90\% \Rightarrow FD_EDACf = \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \geq 110\% \Rightarrow FD_EDACf = \frac{2P_{informada} - P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{\text{desconectada}}}{P_{\text{informada}}} \geq 200\% \Rightarrow FD_EDACf = 0\%$$

Para verificar la condición anterior, los Coordinados deberán disponer de relés o registradores, con capacidad para almacenar tanto el registro de eventos como la oscilografía en formato Comtrade, u otro de similar característica, ante una operación de los relés de subfrecuencia.

- c) Respecto al tiempo de desconexión de la carga comprometida, en caso de no cumplir con el tiempo establecido en la sección 3.3.1, se considerará un FD_EDACf igual a 0%.
- d) Respecto a la frecuencia en la que opera el esquema, medida de forma local, en caso de no cumplir con el valor asignado por la DO, se considerará un FD_EDACf igual a 0%.

Cuando la operación del EDACf implique la desconexión más de un alimentador por Cliente, se considerará el promedio simple de los factores de desempeño por alimentador, para calcular el total por Cliente.

El FD_EDACf será aplicado directamente sobre el número de desconexiones y el tiempo de duración de la desconexión para cada evento “i” y por Cliente “k”. Esto modificará el tiempo de duración acumulado (T_k) y el número total de desconexiones (M_k), obteniendo un nuevo valor $T_{k_EDACf}^*$ y $M_{k_EDACf}^*$, respectivamente. En función de estos nuevos valores y una vez que se supere el tiempo máximo (T_{max}) o el número máximo de desconexiones (M_{max}) establecido en la NT, para el conjunto de desconexiones manuales o automáticas de carga en el período de 1 año calendario, el FD_EDACf se aplicará directamente sobre la Energía no Suministrada (ENS) para cada evento. La metodología para todo evento “i” que corresponda a un EDACf, se especifica a continuación.

Condición	FD_EDACf	ENS	Definición de $M_{k_EDACf}^*$, $T_{k_EDACf}^*$
Mientras $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	FD_EDACf_{ki}	$ENS_{fki} = 0$	$M_{k_EDACf}^* = \sum_i FD_EDACf_{ki} \times M_{ki}$ $T_{k_EDACf}^* = \sum_i FD_EDACf_{ki} \times T_{ki}$
Cuando $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	FD_EDACf_{ki}	$ENS_{fki} \times FD_EDACf_{ki}$	$M_{k_EDACf}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACf}^* = \sum_i T_{ki}$

Donde,

$M_{k_EDACf}^*$: Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por subfrecuencia. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$T_{k_EDACf}^*$: Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por subfrecuencia. La sumatoria se realiza en el período de un año.

M_k^* : Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$M_k^* = M_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + M_{k_EDACv}^* + M_{k_EDACce}^*$$

T_k^* : Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$T_k^* = T_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + T_{k_EDACv}^* + T_{k_EDACce}^*$$

T_{max} : Tiempo de duración acumulado máximo de desconexión por período de operación, definido en la NT.

M_{max} : Número de desconexiones máximo por período de operación, definido en la NT.

FD_EDACf_{ki} : Factor de desempeño del servicio de EDAC por subfrecuencia asociado al cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

$ENSf_{ki}$: Energía no Suministrada asociada al cliente “k” en el evento de desconexión “i”, correspondiente a la operación del EDAC por subfrecuencia.

M_{ki} : Igual a 1 para desconexión del cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

T_{ki} : Duración, expresada en horas, de la desconexión del Cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

Finalmente, para cada período de medición mensual, se corrigen los valores acumulados, por la disponibilidad evaluada, tal como se indica en el punto anterior:

Condición	ENS mensual	Definición de $M_{k_EDACf}^*$, $T_{k_EDACf}^*$
Si $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	$ENSf_k = \left(\sum_i ENSf_{ki} \right) = 0$	$M_{k_EDACf}^* = M_{k_EDACf}^* \times FDisp_EDACf_k$ $T_{k_EDACf}^* = T_{k_EDACf}^* \times FDisp_EDACf_k$
Si $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	$ENSf_k = \left(\sum_i ENSf_{ki} \right) \times FDisp_EDACf_k$	$M_{k_EDACf}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACf}^* = \sum_i T_{ki}$

6.4.2 EDAC POR SUBTENSIÓN

6.4.2.1 Disponibilidad

La disponibilidad de los esquemas de desconexión automática por subtensión (EDACv) en cada uno de los alimentadores asignados quedará determinada por las medidas de las siguientes variables que deben ser incorporadas o regularizadas en el Sitr:

- Estado habilitado/deshabilitado de su relé de subtensión.

El factor de disponibilidad del servicio complementario de EDACv (FDisp_EDACv) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible (estado habilitado) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará el factor de desempeño final del servicio de manera proporcional.

6.4.2.2 Desempeño

El desempeño de los EDACv en cada uno de los alimentadores asignados quedará determinado por las medidas de las siguientes variables que deben ser incorporadas o regularizadas en el Sitr:

- Potencia disponible en MW.
- Estado del interruptor.
- Señal de operación del relé de subtensión.



d) Medida local de tensión.

La evaluación del desempeño del servicio se realizará luego de cada contingencia que tenga como consecuencia la operación del EDACv a través del estudio de análisis de falla correspondiente que realice la DO, según el Procedimiento DO “Informes de Falla de Coordinados”.

Cuando el Coordinado informe que el EDACv se encuentra parcialmente disponible, de acuerdo al porcentaje de disponibilidad especificada en la sección 3.3.2.1, la evaluación del desempeño se realizará sobre el monto informado.

Cada evaluación del respectivo desempeño deberá seguir los siguientes criterios:

- a) Respecto de los montos de carga efectivamente operados por escalón de tensión, se aceptará una tolerancia del $\pm 10\%$ del monto comprometido. Si el monto desconectado se encuentra dentro de esta tolerancia, se considerará un factor de desempeño del EDACv (FD_{EDACv}) igual a 100%.
- b) En caso de que la evaluación efectuada arroje un resultado con una tolerancia superior al $\pm 10\%$, el factor de desempeño del esquema de EDAC comprometido estará dado por:

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \leq 90\% \Rightarrow FD_{EDACv} = \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \geq 110\% \Rightarrow FD_{EDACv} = \frac{2P_{informada} - P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \geq 200\% \Rightarrow FD_{EDACv} = 0\%$$

Para verificar la condición anterior, los Coordinados deberán disponer de relés o registradores, con capacidad de guardar tanto el registro de eventos como la oscilografía en formato Comtrade, u otro de similar característica, ante una operación de los relés de subtensión.

- c) Respecto del tiempo de desconexión, en caso de no cumplir con el tiempo de desconexión acorde a lo establecido en la sección 3.3.2, se considerará un FD_{EDACv} igual a 0%.
- d) Respecto a la tensión en la que opera el esquema, medida de forma local, en caso de no cumplir con el valor asignado por la DO, se considerará un FD_{EDACv} igual a 0%.

Cuando la operación del EDACv implique la desconexión de más de un alimentador, se promediarán los factores de desempeño, para calcular el total por Cliente.

El FD_{EDACv} será aplicado directamente sobre el número de desconexiones y el tiempo de duración de la desconexión para cada evento “i” y por Cliente “k”. Esto modificará el tiempo de duración acumulado (Tk) y el número total de desconexiones (Mk), obteniendo un nuevo valor $T_{k,EDACv}^*$ y $M_{k,EDACv}^*$, respectivamente. En función de estos nuevos valores y una vez que se supere el tiempo máximo ($Tmax$) o el número máximo de desconexiones ($Mmax$) establecido en la NT, para el conjunto de desconexiones manuales o automáticas de carga en el período de 1 año calendario, el FD_{EDACv} se aplicará directamente sobre la Energía no Suministrada (ENS) para cada evento.

La metodología para todo evento “i” que corresponda a un EDAC por subtensión, se especifica a continuación.

Condición	FD_EDACv	ENS	Definición de $M_{k_EDACv}^*$, $T_{k_EDACv}^*$
Mientras $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	FD_EDACv_{ki}	$ENSv_{ki} = 0$	$M_{k_EDACv}^* = \sum_i FD_EDACv_{ki} \times M_{ki}$ $T_{k_EDACv}^* = \sum_i FD_EDACv_{ki} \times T_{ki}$
Cuando $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	FD_EDACv_{ki}	$ENSv_{ki} \times FD_EDACv_{ki}$	$M_{k_EDACv}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACv}^* = \sum_i T_{ki}$

Donde,

$M_{k_EDACv}^*$: Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por subtensión. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$T_{k_EDACv}^*$: Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por subtensión. La sumatoria se realiza en el período de un año.

M_k^* : Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$M_k^* = M_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + M_{k_EDACv}^* + M_{k_EDACce}^*$$

T_k^* : Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$T_k^* = T_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + T_{k_EDACv}^* + T_{k_EDACce}^*$$

T_{max} : Tiempo de duración acumulado máximo de desconexión por período de operación definido en la NT.

M_{max} : Número de desconexiones máximo por período de operación definido en la NT.

FD_EDACv_{ki} : Factor de desempeño del servicio de EDAC por subtensión asociado al cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

$ENSv_{ki}$: Energía no Suministrada asociada al cliente “k” en el evento de desconexión “i”, correspondiente a la operación del EDAC por subtensión.

M_{ki} : Igual a 1 para desconexión del cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

T_{ki} : Duración, expresada en horas, de la desconexión del Cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

Finalmente, para cada período de medición mensual, se corrigen los valores acumulados, por la disponibilidad evaluada, tal como se indica en el punto anterior:

Condición	ENS mensual	Definición de $M_{k_EDACv}^*$, $T_{k_EDACv}^*$
Si $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	$ENSv_k = \left(\sum_i ENSv_{ki} \right) = 0$	$M_{k_EDACv}^* = M_{k_EDACv} \times FDisp_EDACv_k$ $T_{k_EDACv}^* = T_{k_EDACv} \times FDisp_EDACv_k$
Si $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	$ENSv_k = \left(\sum_i ENSv_{ki} \right) \times FDisp_EDACv_k$	$M_{k_EDACv}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACv}^* = \sum_i T_{ki}$

6.4.3 EDAC POR CONTINGENCIA ESPECÍFICA

6.4.3.1 Disponibilidad

La disponibilidad de los esquemas de desconexión automática por contingencia específica (EDACce) habilitados quedará determinada por la medida de la siguiente variable que debe ser incorporada o regularizada en el Sitr:

- Estado habilitado/deshabilitado del control maestro del esquema de protección.

El factor de disponibilidad del servicio complementario de EDACce (FDisp_EDACce) corresponderá al porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible (estado habilitado) en el período de medición de un mes, el cual multiplicará el factor de desempeño final del servicio de manera proporcional.

6.4.3.2 Desempeño

El desempeño de los EDACce quedará determinado por la medida de las siguientes variables que deben ser incorporadas o regularizadas en el Sitr:

- Potencia disponible en MW en cada alimentador donde se realizará la desconexión.
- Estado de la totalidad de los interruptores asociados al Esquema.
- Señal de operación en cada uno de los interruptores del Esquema.

Sin perjuicio de lo anterior, otras señales pueden ser solicitadas dependiendo de la solución específica diseñada para el esquema de protección.

La evaluación del desempeño del servicio se realizará luego de cada contingencia que tenga como consecuencia la operación del EDACce.

Cada evaluación del respectivo desempeño deberá seguir los siguientes criterios:

- Respecto de los montos de carga efectivamente operados, se aceptará una tolerancia del $\pm 10\%$ del monto comprometido. Si el monto desconectado se encuentra dentro de esta tolerancia, se considerará un factor de desempeño del EDACce (FD_EDACce) igual a 100%.
- En caso de que la evaluación efectuada arroje un resultado con una tolerancia superior al $\pm 10\%$, el FD_EDACce será igual a dicha evaluación, es decir:

$$Si \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \leq 90\% \Rightarrow FD_EDACce = \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \geq 110\% \Rightarrow FD_EDACce = \frac{2P_{informada} - P_{desconectada}}{P_{informada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{P_{desconectada}}{P_{informada}} \geq 200\% \Rightarrow FD_EDACce = 0\%$$

Para verificar la condición anterior, los Coordinados deberán disponer de relés o registradores, con capacidad de guardar tanto el registro de eventos como la oscilografía en formato Comtrade, u otro de similar característica, ante una operación del EDACce.

- c) Respecto al tiempo de desconexión, se debe cumplir con los tiempos establecidos en la especificación técnica del esquema de protección aprobada por la DO, en caso de no cumplir con dichos tiempos se considerará un FD_EDACce igual a 0%.

Cuando la operación del EDAC por contingencia específica implique la desconexión de más de un alimentador, se promediarán los factores de desempeño por alimentador, para calcular el total por Cliente.

El FD_EDACce será aplicado directamente sobre el número de desconexiones y el tiempo de duración de la desconexión para cada evento "i" y por Cliente "k". Esto modificará el tiempo de duración acumulado (T_k) y el número total de desconexiones (M_k), obteniendo un nuevo valor $T_{k_EDACce}^*$ y $M_{k_EDACce}^*$, respectivamente. En función de estos nuevos valores y una vez que se supere el tiempo máximo (T_{max}) o el número máximo de desconexiones (M_{max}) establecido en la NT, para el conjunto de desconexiones manuales o automáticas de carga en el período de 1 año calendario, el FD_EDACce se aplicará directamente sobre la Energía no Suministrada (ENS) para cada evento. La metodología para todo evento "i" que corresponda a un EDACce, se muestra a continuación.

Condición	FD_EDACce	ENS	Definición de $M_{k_EDACce}^*$, $T_{k_EDACce}^*$
Mientras $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	FD_EDACce_{ki}	$ENS_{ce_{ki}}$	$M_{k_EDACce}^* = \sum_i FD_EDACce_{ki} \times M_{ki}$ $T_{k_EDACce}^* = \sum_i FD_EDACce_{ki} \times T_{ki}$
Cuando $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	FD_EDACce_{ki}	$ENS_{ce_{ki}} \times FD_EDACce_{ki}$	$M_{k_EDACce}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACce}^* = \sum_i T_{ki}$

Donde,

$M_{k_EDACce}^*$: Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por contingencia específica. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$T_{k_EDACce}^*$: Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de EDAC por contingencia específica. La sumatoria se realiza en el período de un año.

M_k^* : Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$M_k^* = M_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + M_{k_EDACv}^* + M_{k_EDACce}^*$$

T_k^* : Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$T_k^* = T_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + T_{k_EDACv}^* + T_{k_EDACce}^*$$

T_{max} : Tiempo de duración acumulado máximo de desconexión por período de operación definido en la NT.

M_{max} : Número de desconexiones máximo por período de operación definido en la NT.

FD_EDACce_{ki} : Factor de desempeño del servicio de EDAC por contingencia específica asociado al cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

$ENSce_{ki}$: Energía no Suministrada asociada al cliente “k” en el evento de desconexión “i”, correspondiente a la operación del EDAC por contingencia específica.

M_{ki} : Igual a 1 para desconexión del cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

T_{ki} : Duración, expresada en horas, de la desconexión del Cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

Finalmente, para cada período de medición mensual, se corrigen los valores acumulados, por la disponibilidad evaluada, tal como se indica en el punto anterior:

Condición	ENS mensual	Definición de $M_{k_EDACf}^*$, $T_{k_EDACf}^*$
Si $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	$ENSce_k = \left(\sum_i ENSce_{ki} \right) = 0$	$M_{k_EDACce}^* = M_{k_EDACce}^* \times FDisp_EDACce_k$ $T_{k_EDACce}^* = T_{k_EDACce}^* \times FDisp_EDACce_k$
Si $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	$ENSce_k = \left(\sum_i ENSce_{ki} \right) \times FDisp_EDACce_k$	$M_{k_EDACce}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_EDACce}^* = \sum_i T_{ki}$

6.4.4 DESCONECCIÓN MANUAL DE CARGA (DMC)

6.4.4.1 Disponibilidad

Considerando las características técnicas del servicio de DMC, se considerará que todos los consumos de Clientes Coordinados, se encuentran disponibles para desconectar carga de forma manual, ante una eventual solicitud del CDC.

6.4.4.2 Desempeño

El desempeño de la DMC quedará determinado por la siguiente variable, la cual debe ser incorporada al SITR:

- Demanda total en MW asociada a cada Coordinado y calculada en línea por el CDC, a partir de las señales del SITR existentes de cada alimentador, que permiten caracterizar la totalidad del consumo.

La evaluación del desempeño del servicio se realizará luego de cada desconexión manual de carga, a través del “Informe de DMC” que realice el CDC, de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico “Desconexión Manual de Carga”.

Cada evaluación del respectivo desempeño deberá seguir los siguientes criterios:

- Respecto de los montos de carga efectivamente desconectados, se aceptará una tolerancia del $\pm 5\%$ respecto del monto solicitado por el CDC en línea. En este escenario, se considerará un factor de desempeño de la DMC (FD_DMC) igual a 100%.

- b) En el caso que la evaluación efectuada arroje un resultado con un error superior al $\pm 5\%$, el FD_DMC estará dado por:

$$\text{Si } \frac{DMC_{desconectada}}{DMC_{solicitada}} \leq 95\% \Rightarrow FD_DMC = \frac{DMC_{desconectada}}{DMC_{solicitada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{DMC_{desconectada}}{DMC_{solicitada}} \geq 105\% \Rightarrow FD_DMC = \frac{2 \times DMC_{solicitada} - DMC_{desconectada}}{DMC_{solicitada}} \cdot 100\%$$

$$\text{Si } \frac{DMC_{desconectada}}{DMC_{solicitada}} \geq 200\% \Rightarrow FD_DMC = 0\%$$

Donde,

$DMC_{solicitada}$: Carga total a desconectar solicitada por el CDC en línea, especificada en MW y medida en el instante en que el CDC instruye la aplicación de la DMC.

$DMC_{desconectada}$: Carga total desconectada, especificada en MW y medida en el instante en que el CDC autoriza la recuperación del consumo respectivo.

El FD_DMC será aplicado directamente sobre el número de desconexiones y el tiempo de duración de la desconexión para cada evento "i" y por Cliente "k". Esto modificará el tiempo de duración acumulado (T_k) y el número total de desconexiones (M_k), obteniendo un nuevo valor $T_{k_DMC}^*$ y $M_{k_DMC}^*$, respectivamente. Una vez que se supere el tiempo máximo (T_{max}) o el número máximo de desconexiones (M_{max}) establecido en la NT, para el conjunto de desconexiones manuales o automáticas de carga en el período de 1 año calendario, el FD_DMC se aplicará directamente sobre la Energía no Suministrada (ENS) para cada evento. La metodología para todo evento "i" que corresponda a una DMC, se especifica a continuación.

Condición	FD_DMC	ENS	Definición de $M_{k_DMC}^*$, $T_{k_DMC}^*$
Mientras $M_k^* < M_{max}$ y $T_k^* < T_{max}$	FD_DMC_{ki}	ENS_DMC_{ki}	$M_{k_DMC}^* = \sum_i FD_DMC_{ki} \times M_{ki}$ $T_{k_DMC}^* = \sum_i FD_DMC_{ki} \times T_{ki}$
Cuando $M_k^* > M_{max}$ o $T_k^* > T_{max}$	FD_DMC_{ki}	$ENS_DMC_{ki} \times FD_DMC_{ki}$	$M_{k_DMC}^* = \sum_i M_{ki}$ $T_{k_DMC}^* = \sum_i T_{ki}$

Donde,

$M_{k_DMC}^*$: Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$T_{k_DMC}^*$: Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación del servicio de DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

M_k^* : Sumatoria del número total de eventos de desconexión del cliente "k", modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el

período de un año.

$$M_k^* = M_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + M_{k_EDACv}^* + M_{k_EDACce}^*$$

T_k^* : Sumatoria del tiempo total de desconexión del cliente “k”, modificado por el factor de desempeño, correspondiente a la prestación de SSCC de DAC y DMC. La sumatoria se realiza en el período de un año.

$$T_k^* = T_{k_DMC}^* + M_{k_EDACf}^* + T_{k_EDACv}^* + T_{k_EDACce}^*$$

T_{max} : Tiempo de duración acumulado máximo de desconexión por período de operación definido en la NT.

M_{max} : Número de desconexiones máximo por período de operación definido en la NT.

FD_DMC_{ki} : Factor de desempeño del servicio de DMC asociado al cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

ENS_DMC_{ki} : Energía no Suministrada asociada al cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

M_{ki} : Igual a 1 para desconexión del cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

T_{ki} : Duración, expresada en horas, de la desconexión del Cliente “k” en el evento de desconexión “i”.

6.5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

6.5.1 DISPONIBILIDAD

El factor de disponibilidad del servicio de PRS (FDisp_PRS) será igual a 100 % cuando la unidad generadora o equipamiento requerido, se mantenga disponible durante todo el período de análisis y sin ninguna restricción que impidan prestar el servicio del PRS. En el caso contrario, dicho factor será el porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo sin restricciones, el cual multiplicará de forma proporcional el factor de desempeño final del servicio.

Sin perjuicio de lo anterior, la DO a través del CDC, podrá solicitar pruebas específicas y aleatorias, que permitan verificar que la instalación se encuentra disponible para participar en el PRS. De resultar la prueba fallida, a partir de ese momento se considerará un FDisp_PRS igual a 0%, hasta que el Coordinado regularice la problemática detectada.

6.5.2 DESEMPEÑO

Cada instalación que sea instruida por la DO para prestar el servicio complementario asociado al PRS, deberá ser habilitada para tal fin, de manera de garantizar que su desempeño cumpla con las exigencias mínimas establecidas en el Anexo Técnico “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

El factor de desempeño asociado al PRS (FD_PRS) estará dado por lo siguiente:

- a) El FD_PRS será igual a 100% si en los ensayos de habilitación practicados a las instalaciones, se han verificado las exigencias mínimas establecidas en dicho anexo técnico.
- b) Al aplicar el PRS, las instalaciones que debieron prestar apoyo al PRS, serán evaluadas respecto de su comportamiento durante el proceso, lo que definirá un FD_PRS resultante de acuerdo al siguiente criterio:
 - El FD_PRS para los equipos de sincronización se considerara 100% si se encuentran disponibles y habilitados.
 - El FD_PRS para las unidades generadoras se obtiene a partir de la respuesta de éstas, una vez instruida la aplicación del PRS por parte de CDC. Los factores que se evaluarán

corresponderán al cumplimiento de los tiempos de partida declarados y de sus potencias comprometidas.

- Como criterio se considerará que el servicio fue prestado en forma satisfactoria ($FD_PRS = 100\%$), si las unidades cumplen con su tiempo de partida y potencia declarado. En caso de que no se cumpla con lo anterior, se considerará lo siguiente:
 - i. Para los tiempos de partida el desempeño disminuirá proporcionalmente al tiempo transcurrido desde su tiempo declarado de partida hasta alcanzar el doble dicho tiempo, valor desde el que se considerará un $FD_PRS_tp = 0\%$.
 - ii. Para la potencia declarada, se considerará un valor proporcional entre el mínimo técnico y su potencia declarada, si la unidad se encuentra en mínimo técnico y es incapaz de aumentar su potencia se considerará un $FD_PRS_pd = 50\%$, el cual irá aumentando proporcionalmente hasta alcanzar un desempeño del 100% si cumple con la totalidad de su potencia declarada.

Así el factor de desempeño de las unidades generadoras, quedará determinado por:

$$FD_PRS = FD_PRS_tp \cdot FD_PRS_pd$$

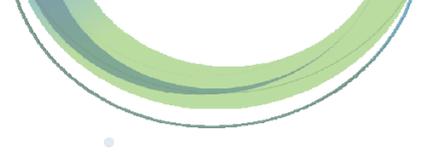
- c) El FD_PRS anterior se mantendrá vigente hasta que se evalúe la prestación del servicio al aplicar nuevamente el PRS o bien, se resuelvan los problemas detectados.

Asimismo, de considerarlo necesario, la DO podrá instruir la instalación de equipamiento especializado para realizar la evaluación de desempeño del servicio en cuestión.

Es responsabilidad de cada Coordinado garantizar que las instalaciones cumplan con el desempeño resultante de la habilitación. Sin perjuicio de esto, la DO podrá realizar evaluaciones de forma periódica y aleatoria a las instalaciones que prestan el servicio de PRS con el objeto de comprobar su desempeño. Si la DO verifica un desempeño deficiente del servicio, se considerará un FD_PRS igual a 0% a partir de dicha verificación. Este factor se mantendrá en 0% hasta que el coordinado regularice la problemática detectada y confirme nuevamente que el equipo está en condiciones de realizar el servicio acorde a lo instruido por la DO a través de pruebas efectivas.

En resumen, el FD_PRS_{final} quedará determinado por:

$$FD_PRS_{final} = FD_PRS \cdot FDisp_PRS$$



7. PROYECCIÓN DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS

De acuerdo a lo indicado en el DS N° 130, en su Artículo 43, a continuación se establece de forma referencial, los requerimientos de SSCC del SING en un horizonte de 3 años.

7.1 CONTROL DE FRECUENCIA

7.1.1 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

7.1.1.1 Operación normal

Para realizar el CPF en Operación normal, se espera que en el horizonte considerado, se encuentre operativo el AGC en el SING. Esto principalmente debido a que en la práctica no se cuenta con las tasas de subida/bajada de carga que requiere el sistema para mantener la frecuencia dentro de la banda indicada en la NT.

Las unidades que participarán del AGC, serán definidas por la DO de acuerdo a criterios técnico-económicos y en relación a la experiencia en la operación del sistema. Cabe destacar que se encuentra en proceso el levantamiento de información de detalle de unidades generadoras del SING, desde donde se desprenderán la ingeniería de detalle y otros antecedentes para el desarrollo e implementación del AGC.

7.1.1.2 Operación ante contingencia

Se considera que todo nuevo generador sincrónico conectado al sistema deberá prestar el servicio de CPF ante contingencia.

7.1.2 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA

Se considera que todo nuevo generador sincrónico conectado al sistema, se requerirá que preste el servicio de CSF.

7.2 CONTROL DE TENSIÓN

7.2.1 ELEMENTOS DE GENERACIÓN

Se espera que en ese período presten el servicio de CT toda nueva unidad generadora que se conecte al sistema, de acuerdo a las particularidades que cada tecnología posee, según indica la NT.

7.2.2 ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN

No se visualiza que se instruyan equipos de transmisión para prestar el servicio de CT en el plazo definido.

7.3 ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA O MANUAL

7.3.1 EDAC POR SUBFRECUENCIA

Se considera que todo nuevo consumo del SING, aporte con al menos un 30% de su potencia para el EDAC por subfrecuencia, sin perjuicio de que el Estudio realizado por la DO indique que deba ser un monto superior.

7.3.2 EDAC POR SUBTENSIÓN

No se visualiza la instrucción de un EDAC por Subtensión en el horizonte de 3 años.

7.3.3 EDAC POR CONTINGENCIA ESPECÍFICA

No se visualiza la instrucción de un EDAC por contingencia específica en el horizonte de 3 años.



7.3.4 DESCONEXIÓN MANUAL DE CARGA

Se considera que todo nuevo consumo de Clientes Coordinado que se conecta al SING, se encuentra disponible para desconectar carga de forma manual, ante una eventual solicitud del CDC.

7.4 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Se considera en un horizonte de tres años que Central Kelar cuente con equipamiento que les permita energizar sus SS/AA y recuperar instalaciones de transmisión que permitan abastecer consumos críticos y de SS/AA de las Centrales Angamos, Mejillones y la futura Central Cochrane, conforme a lo indicado por BHP Billiton, en su carta 200141222-66.

Se considera que las nuevas líneas de transmisión que entren en operación y que tengan la posibilidad de interconectar sistemas, posean equipos de sincronización en sus extremos. En particular se ha considerado:

- Líneas 220 kV Encuentro-Lagunas 1 y 2, en ambos extremos.
- Líneas 220 kV Kapatur-O'Higgins, en ambos extremos.

Asimismo se espera que todas las líneas que se conectan a las subestaciones Miraje y Nueva Crucero, posean equipos de sincronización en sus extremos.

