

REF.: Modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024.

SANTIAGO, 04 de septiembre de 2025

RESOLUCION EXENTA N° 545

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 6°, artículo 7° literal b), y artículo 9° literal h), del D.L. N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 113, de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, "Reglamento SSCC";
- d) La Resolución Exenta CNE N° 786, de 18 de diciembre de 2019, que aprueba Norma Técnica de Servicios complementarios, modificada mediante Resolución Exenta CNE N° 145, de fecha 11 de mayo de 2020, en adelante, "NT SSCC";
- e) La Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 abril de 2024, que Modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 442, de 23 de noviembre de 2020, en adelante, "Resolución CNE N°189 de 2024";
- f) El Estudio de Costos SSCC 2024, cuyo informe definitivo, en su versión final, fue emitido por el Coordinador el 26 de septiembre

de 2024, en adelante, el "Estudio de Costos SSCC 2024";

- g) La Resolución Exenta CNE N° 263, de 20 de mayo de 2025, que Aprueba versión preliminar de modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024, en adelante, "Resolución CNE N° 263 de 2025";
- h) Las observaciones presentadas a la Resolución CNE N° 263 de 2025, por parte de los interesados Acciona Energía Chile Holdings S.A., ACENOR A.G., ACERA A.G, AES Andes S.A., Anglo American Sur S.A., ACESOL A.G., Cerro Dominador S.A., Colbún S.A., Collahuasi S.A., Coordinador Eléctrico Nacional, Enel Generación Chile S.A., Enel X Chile SpA, Engie Energía Chile S.A., Factory Energía SpA, Generadoras de Chile A.G., GM Holdings S.A., Guacolda Energía SpA, Pacific Hydro Chile S.A., RNE S.A. y Tamakaya Energía SpA;
- i) Lo dispuesto en el Decreto N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que Nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- j) Lo dispuesto en Resolución N° 36, de la Contraloría General de la República, de 2024.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que la Comisión definirá, mediante resolución exenta, y previo informe del Coordinador, los servicios complementarios, en adelante e indistintamente "SSCC", y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios;
- 2) Que, el inciso primero artículo 11 del Reglamento SSCC replica la norma señalada en el considerando precedente, y el artículo 12 de la misma normativa reglamentaria dispone que, previo a la dictación de la resolución exenta, la Comisión deberá publicar una versión preliminar de la misma en su sitio web, con el objetivo de que los interesados presenten sus observaciones dentro del plazo de diez días a contar de dicha publicación;

- 3) Que, a su vez, mediante Resolución CNE N° 189 de 2024, la Comisión modificó y reemplazó el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 442, 23 de noviembre de 2020; en adelante e indistintamente "Resolución SSCC" o "Informe de Definición de Servicios Complementarios";
- 4) Que, con fecha 26 de septiembre de 2024, el Coordinador emitió la versión final del Estudio de Costos SSCC 2024, a efectos de valorizar y remunerar los servicios complementarios que deban ser prestados y/o instalados directamente al sistema eléctrico cuando las condiciones de mercado no sean competitivas, según lo dispuesto en el artículo 52 y siguientes del Reglamento SSCC;
- 5) Que, por su parte, en el ejercicio de sus facultades de monitoreo del funcionamiento del sector energético, esta Comisión ha identificado la necesidad de modificar nuevamente la Resolución SSCC, con el objetivo de actualizar las metodologías de costos asociadas a los componentes de remuneración para las unidades generadoras, teniendo en cuenta lo señalado en el Estudio de Costos SSCC 2024;
- 6) Que, adicionalmente, y en base a los análisis realizados por esta Comisión, se ha definido una metodología para la determinación del costo de oportunidad para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como para el componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento de Energía;
- 7) Que, teniendo presente lo indicado en los considerandos precedentes, esta Comisión estima necesario modificar la Resolución SSCC, en conformidad con el procedimiento establecido en el Capítulo 1 del Título II del Reglamento SSCC;
- 8) Que, en virtud de lo dispuesto en los considerandos precedentes, esta Comisión aprobó, mediante Resolución Exenta CNE N° 263, de 20 de mayo de 2025, la versión preliminar de las modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024;
- 9) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento SSCC, la versión preliminar de las modificaciones a la Resolución

SSCC, referida en el literal precedente, fue sometida a observaciones por parte de los interesados por un plazo de diez días;

- 10) Que, dentro del referido plazo, las empresas y organismos identificados en el literal h) de Vistos, enviaron a esta Comisión sus observaciones a la versión preliminar de modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios; y,
- 11) Que, habiendo revisado en su mérito las observaciones a las que se refiere el literal precedente y en virtud del alcance de las modificaciones previstas en la Resolución Exenta CNE N° 263, de 20 de mayo de 2025, corresponde a esta Comisión, mediante el presente acto administrativo, reemplazar el "Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos", aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024, por el "Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos", que la presente resolución aprueba.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos", cuyo texto se transcribe a continuación.



Informe de Definición de Servicios Complementarios

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Septiembre 2025



ÍNDICE

ÍNDICE	2
INTRODUCCIÓN	3
1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	6
1.1 DEFINICIONES	6
1.2 ABREVIATURAS	8
2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	9
2.1 ASPECTOS GENERALES.....	9
2.2 REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	11
2.2.1 MECANISMOS Y COMPONENTES DE REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	11
2.2.2 METODOLOGÍA DE COSTOS ASOCIADOS A COMPONENTES DE REMUNERACIÓN	15
3 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y SUS CATEGORÍAS.....	23
3.1 CATEGORÍAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	25
3.1.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA	25
3.1.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN	25
3.1.3 SERVICIOS DE CONTROL DE CONTINGENCIAS.....	25
3.1.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	25
3.2 DEFINICIÓN Y CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS APLICABLES A CADA SERVICIO COMPLEMENTARIO Y SUS CATEGORÍAS	26
3.2.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA	26
3.2.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN	32
3.2.3 SERVICIO DE CONTROL DE CONTINGENCIAS	34
3.2.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO	37
4 ANEXOS	39




INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 225 letra z) del Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N°20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la Ley”, los servicios complementarios son aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema eléctrico en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley, agregando que dichos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación o de inyección de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico. Junto con lo anterior, el artículo 16 del Decreto Supremo N°113, de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Reglamento SSCC”, dispone que se entenderá por recursos técnicos, a los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema.

Por su parte, el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley, y el artículo 10 del Reglamento SSCC, establecen que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, definirá, mediante resolución exenta, en adelante e indistintamente “Resolución SSCC” y previo informe con una propuesta del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante “Propuesta de SSCC”, los servicios complementarios, en adelante e indistintamente “SSCC”, y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios, así como definir las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada uno de los Servicios Complementarios, e indicar la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales. Asimismo, el inciso penúltimo del artículo 72°-7 de la Ley, dispone que la remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o subsistema, según lo defina la Comisión en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 12 del Reglamento SSCC, la Propuesta de SSCC deberá contener la definición y descripción de los Servicios Complementarios, y sus respectivas categorías o subcategorías, que puedan ser requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional para su operación segura, de calidad y más económica, en el corto, mediano y largo plazo. A estos efectos, el Coordinador deberá considerar los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional teniendo en consideración, al menos, la evolución esperada en la matriz de generación, comportamiento y proyecciones de demanda y generación, la planificación de la transmisión, y el desarrollo, evolución y cambios tecnológicos de las instalaciones y operación del sistema eléctrico. Asimismo, el artículo 13 del Reglamento SSCC dispone que la referida Propuesta de SSCC deberá ser



enviada a la Comisión cada vez que el Coordinador, como resultado del análisis referido precedentemente, y de los requerimientos del sistema eléctrico, determine la necesidad de proponer nuevos servicios, y categorías de éstos, para que la Comisión modifique la Resolución de SSCC, si corresponde. Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 14 del Reglamento SSCC, dispone que la Comisión podrá solicitar, en cualquier momento, al Coordinador que informe sobre eventuales nuevos Servicios Complementarios o categorías de éstos, con el objeto de poder ser incorporados en la Resolución SSCC.


El nuevo régimen de SSCC, establecido en el artículo 72°-7 de la Ley y en conformidad con el artículo decimoctavo transitorio de la Ley 20.936 de 2016, comenzó a implementarse el 1° de enero de 2020. El artículo primero transitorio, inciso quinto, literal c), de la referida ley, establece que el Coordinador comenzará a ejercer las funciones del artículo 72°-7 a partir del 1 de julio de 2018.

En este contexto, el Coordinador, mediante carta DE 03070-18 del 20 de julio de 2018, envió a esta Comisión el Informe de Propuesta de Servicios Complementarios, el cual fue considerado en la elaboración de la Resolución Exenta CNE N°801 de diciembre de 2018. Luego, en 2019, el Coordinador presentó dos nuevas propuestas de ajustes mediante las cartas DE 04334-19 y DE 06288-19, las cuales fueron incorporadas en el Informe de Definición de SSCC de diciembre de 2019, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°827. Finalmente, el 23 de octubre de 2020, el Coordinador presentó una nueva propuesta de SSCC, que dio origen a la modificación y reemplazo del Informe de Definición de SSCC, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°442 de noviembre de 2020 (Informe de Definición de SSCC 2020).

Con posterioridad, durante los años 2023 y 2024, el Coordinador llevó a cabo el proceso de licitación internacional para adjudicar la construcción y explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aporte de Potencia de Cortocircuito. Estas circunstancias motivaron una actualización de la presente resolución a través de la Resolución Exenta CNE N°189, de 23 de abril de 2024, mediante la modificación e incorporación de consideraciones específicas a la remuneración del servicio complementario de control de tensión del Informe de Definición de SSCC.

Por otra parte, esta Comisión, en el ejercicio de sus facultades de monitoreo del funcionamiento del sector energético, ha detectado la necesidad de modificar nuevamente la presente resolución, con el objetivo de actualizar las metodologías de costos asociadas a componentes de remuneración para las unidades generadoras, teniendo en consideración lo señalado en Estudio de Costos SSCC 2024. Adicionalmente, se establece una metodología asociada a la determinación del costo de oportunidad para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como para la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento de Energía.

En consecuencia, habiéndose cumplido el trámite previo establecido en la Ley para que la Comisión defina los SSCC y sus categorías, corresponde a este organismo dictar la Resolución SSCC que aprueba modificaciones y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios.



Finalmente, cabe tener presente que anualmente, durante el mes de junio y, en base a lo establecido en la presente Resolución SSCC, el Coordinador elaborará y comunicará a los Coordinados el Informe SSCC, en el cual deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los Recursos Técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda. Además, el referido informe deberá indicar, para cada uno de los servicios requeridos, el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación. Los Coordinados podrán someter al dictamen del Panel de Expertos sus discrepancias respecto de los resultados del informe señalado precedentemente dentro de los diez días siguientes a su comunicación.

1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

1.1 DEFINICIONES

Para efectos del presente informe, se entenderá por:

Cliente Libre: Usuario final no sometido a regulación de precios.

Cliente Regulado: Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Costo Variable: Costos variables combustibles y no combustibles declarados por los Coordinados o costo de oportunidad de la energía gestionable determinada por el Coordinador según corresponda.

Error de Control de Área: Representa el cambio requerido de potencia activa de cada área para responder a una desviación de frecuencia y restaurar la frecuencia a su valor nominal. Se determina como la suma del error de flujo de potencia entre áreas y la multiplicación del error de frecuencia y el Bias de frecuencia, es decir, el factor que representa la característica de frecuencia del bloque de control expresado en MW/Hz.


Informe de Servicios Complementarios o Informe SSCC: Informe anual del Coordinador a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Nueva Infraestructura: Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador.

Recurso(s) Técnico(s): Atributo(s) de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. En particular son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa y/o capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de los Usuarios Finales o de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros.

Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.

Tiempo de Inicio de Activación: Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios



automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos, según corresponda.

Tiempo Total de Activación: Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.

Tiempo de Entrega: Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en la presente Resolución, contado desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.

Recurso Técnico Comprometido: Recurso Técnico adjudicado o instruido.

Usuario o Consumidor Final: Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o a un Cliente Regulado.



1.2 ABREVIATURAS

AR : Aislamiento Rápido.

CACRCA : Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.

CI : Cargas Interrumpibles.

CPF : Control Primario de Frecuencia.

CRF : Control Rápido de Frecuencia.

CSF : Control Secundario de Frecuencia.

CT : Control de Tensión.

CTF : Control Terciario de Frecuencia.

DMC : Desconexión Manual de Carga.

EDAC : Esquema de Desconexión Automática de Carga.

EDAG : Esquema de Desconexión Automática de Generación.

ERAG : Esquema de Reducción Automática de Generación.

EV : Equipos de Vinculación.

NT SSCC : Norma Técnica de Servicios Complementarios.

NT CyO : Norma Técnica de Coordinación y Operación.

PA : Partida Autónoma.

PDCC : Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas.

PDCE : Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas.

PRS : Plan de Recuperación de Servicio.

SSCC o SC : Servicios Complementarios o Servicio Complementario.

SAE : Sistema de Almacenamiento de Energía.



2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.1 ASPECTOS GENERALES

Los SSCC son aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional en los términos dispuestos en el artículo 72º-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador, a través de los SSCC, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico garantizando la operación más económica y la calidad de servicio para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

De acuerdo con la Ley, son SSCC, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 10 del Reglamento SSCC, para la definición de los SSCC y sus categorías, se han considerado las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos, las características tecnológicas de estos servicios y los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico, que permitan el adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance, y que resulten necesarios para preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del referido sistema, establecidos en el artículo 72º-1 de la Ley.

Los SSCC se prestarán a través de las instalaciones existentes o de Nueva Infraestructura, mediante los Recursos Técnicos que éstas dispongan y que sean requeridos en la operación del referido sistema.

La presente Resolución, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 59 del Reglamento SSCC, define el carácter sistémico o local del respectivo Servicio Complementario. La referida calificación será considerada en la remuneración de los Recursos Técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico en conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 72º-7 de La Ley. El Coordinador también deberá considerar la naturaleza sistémica o local del servicio, para la determinación de la disponibilidad de los Recursos Técnicos, la cuantificación de éstos que sean necesarios para la operación segura, de calidad y económica del sistema eléctrico, y en la evaluación de las condiciones de competencia existentes del respectivo servicio.

Para la determinación del requerimiento de los SSCC, en el Informe de SSCC el Coordinador podrá definir zonas, independientemente de la calificación de sistémico o local del servicio. La determinación de dichas zonas deberá realizarse en atención a la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, verificando que con ello las condiciones de mercado no dejen de ser competitivas.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de definirse zonas en las cuales no se presenten condiciones de competencia, el Coordinador deberá instruir la prestación y/o instalación



directa del servicio.

Los mecanismos mediante los cuales se materializarán los Servicios Complementarios serán licitaciones o subastas, siempre que existan condiciones de competencia; en particular, el mecanismo será por subastas cuando adicionalmente el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional, y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir por el Coordinador la prestación y/o instalación en forma directa.

A efecto de lo señalado en el párrafo precedente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 29 del Reglamento SSCC, se entenderá por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.


Dichas licitaciones o subastas deberán identificar los requerimientos de Recursos Técnicos, sin vincularlos a una determinada tecnología o instalación en particular, inclusive si la licitación implica el requerimiento de Nueva Infraestructura.

En el diseño de las subastas o licitaciones el Coordinador deberá establecer las condiciones para prestar el servicio, las especificaciones técnicas, el periodo de prestación de éstos, los mecanismos de evaluación y adjudicación de las ofertas, entre otros. En el diseño de las subastas y licitaciones, el Coordinador deberá considerar los requerimientos de seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico para establecer los periodos de entrega específicos de prestación del servicio y las especificaciones técnicas particulares, verificando que dichas especificaciones se encuentren en cumplimiento con la definición de los SSCC y sus respectivas categorías contenidos en la presente resolución y las exigencias de la normativa vigente.

Podrán participar en la prestación de Servicios Complementarios, aquellas instalaciones que verifiquen el cumplimiento de las exigencias normativas, y las exigencias definidas por el Coordinador en los procesos de subastas o licitaciones o instrucción directa y obligatoria.

Los Servicios Complementarios relacionados con incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero.

Los Coordinados podrán prestar desde una misma instalación del sistema eléctrico más de un Servicio Complementario, de manera simultánea o en distintos tiempos, cuando las características técnicas de dicha instalación así lo permitan. La prestación simultánea de dos o más servicios que se realice a través de una misma instalación no podrá comprometer el cumplimiento de las prestaciones de ninguno de los Servicios Complementarios por separado, así como tampoco podrá existir doble pago de servicios o infraestructura. El Coordinador en las respectivas bases de licitación o condiciones de subasta deberá establecer los requisitos necesarios para evitar incompatibilidades en la prestación de distintos servicios por parte de un mismo recurso.



La disponibilidad de los recursos para la prestación de los SSCC no afectará los cálculos de disponibilidad del aporte de unidades generadoras y sistemas de almacenamiento a la Suficiencia del Sistema al que se refiere el D.S. 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Las reducciones de demanda que se produzcan por la prestación de Servicios Complementarios no serán contabilizadas como indisponibilidad de suministro de energía eléctrica no autorizada a efectos de lo establecido en la normativa vigente.

2.2 REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.2.1 MECANISMOS Y COMPONENTES DE REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Como ya se señaló, la definición de los Servicios Complementarios establece las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada Servicio Complementario, y sus categorías, junto con la naturaleza sistémica o local de éstos, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 59 del Reglamento SSCC.

Para estos efectos, se deberán considerar los componentes, asociados a la inversión, operación y/o mantenimiento de las instalaciones o, alternativamente, componentes asociados a la disponibilidad y/o activación de los servicios.

La remuneración considerará el componente de disponibilidad de un servicio cuando existan, entre otros, costos de oportunidad y/o de habilitación e implementación del servicio respectivo. Asimismo, considerará el componente de activación del servicio, cuando se identifiquen, entre otros, costos variables y/o costos de oportunidad, así como costos de mantenimiento adicionales, en que se incurrirían por la prestación del respectivo servicio.

La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo a través del cual se materializará la prestación y/o instalación de los servicios requeridos en el Informe de SSCC que realice el Coordinador.

Conforme lo indicado anteriormente, cuando la materialización del respectivo Servicio Complementario se efectúe mediante una subasta, el servicio se remunerará según el valor adjudicado en la misma, de conformidad a las condiciones fijadas por el Coordinador al efecto, de acuerdo con el Artículo 2-16 de la NT de SSCC, y que permitan la operación más económica del sistema eléctrico, de acuerdo con el proceso de optimización conjunta del nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales. Dicho valor adjudicado será la suma de los siguientes elementos:

- **Costo de Oportunidad Real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación

por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.


- **Costos por Operación a un Costo Variable Mayor al Costo Marginal Real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de Operación Adicional Real:** Se entenderá como el costo adicional en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

Las componentes de Costo de Oportunidad Real, Costos por Operación a un Costo Variable Mayor al Costo Marginal Real y Costo de Operación Adicional Real se determinarán sobre la base de las metodologías descritas en la sección 2.2.2.

Por otro lado, cuando el mecanismo de materialización del respectivo Servicio Complementario corresponda a una licitación, el servicio se remunerará conforme al valor adjudicado durante el periodo que comprende el contrato respectivo, de conformidad al mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas establecido en las bases de licitación fijadas por el Coordinador al efecto, y que permitan la operación más económica del sistema eléctrico. Dicho valor adjudicado deberá considerar costos de oportunidad, operación, desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

Cuando el mecanismo de materialización de los Servicios Complementarios corresponda a la instrucción del Coordinador de prestación y/o instalación directa y obligatoria, éste se remunerará según se trate de servicios en los que no existen condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron total o parcialmente declaradas desiertas. Tratándose del primer caso, el respectivo servicio se remunerará conforme a lo establecido en el Estudio de Costos, tratándose del segundo caso, el respectivo servicio se remunerará según los valores máximos o sus mecanismos de valorización fijados por la Comisión previo a las subastas o licitaciones, o en ocasión a la declaración de desierta que realice el Coordinador, los cuales podrán someterse al dictamen del Panel de Expertos dentro de los diez días siguientes a dicha declaración.

Para efectos del presente informe, lo indicado sobre remuneración en el título 3.2 aplicará sólo en condiciones de competencia y cuyas subastas o licitaciones no hayan sido



declaradas desiertas. En caso contrario, serán aplicables las disposiciones del párrafo anterior.

En caso de que el Sistema se encuentre en estado de emergencia en conformidad a la normativa vigente, el Coordinador podrá instruir la prestación directa de los Servicios Complementarios que requiera para mantener el estándar de seguridad y calidad de servicio correspondiente.


Habiéndose instruido la prestación directa de Servicios Complementarios y se considere su remuneración a través de Estudio de Costos, los Coordinados titulares de instalaciones de Servicios Complementarios cuya prestación implique la operación de estas a un Costo Variable de operación superior al costo marginal del sistema eléctrico, deberán ser retribuidos económicamente por sus costos variables de operación no cubiertos.

En caso de que la prestación de Servicios Complementarios se realice producto de licitaciones y/o subastas y su prestación implique la operación de la instalación a un Costo Variable superior al costo marginal del sistema eléctrico, los oferentes adjudicados no recibirán una remuneración adicional al valor adjudicado en la respectiva licitación y/o subasta.

Tratándose de los servicios de control de frecuencia que no sean prestados por infraestructura materializada producto de una licitación realizada para la prestación del servicio, la remuneración deberá contemplar una componente por la disponibilidad del Recurso Técnico y/o una componente por la activación de dicho servicio, según corresponda. Cuando la prestación de este servicio involucre la inyección de energía al sistema eléctrico, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada para la prestación del servicio valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva. En caso contrario, y existiendo condiciones de competencia, el Coordinador deberá licitar el requerimiento del Recurso Técnico que involucre Nueva Infraestructura, en cuyo caso la remuneración se realizará al valor adjudicado en la licitación respectiva durante el periodo de prestación establecido en el referido proceso licitatorio, considerando los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento de la Nueva Infraestructura, según corresponda.

Para efectos del presente informe lo señalado sobre remuneración en el título 3.2.1 aplicará en condiciones de competencia y cuando la licitación no involucre Nueva Infraestructura. En caso de que exista Nueva Infraestructura asociada, serán aplicables las disposiciones del presente párrafo.

Como ya se indicó en el título 2.1, la remuneración de la prestación de los Recursos Técnicos se realizará según la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales, de acuerdo con lo definido en la presente Resolución, la que será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a Usuarios Finales. En caso de que la naturaleza del servicio sea local, la prestación del recurso por servicios complementarios será remunerada por los retiros de la zona de prestación del servicio. Asimismo, en caso de que se produzca un subsistema producto de desconexión instalaciones de transmisión (desacople físico), la prestación del recurso por servicios complementarios cuyos efectos hayan sido definidos



como sistémicos podrán ser remunerados de forma local según lo determine el Coordinador, en atención a las condiciones específicas de prestación. En particular, en el caso de los servicios de Plan de Recuperación de Servicio, su prestación deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica, en atención a que el propósito de los referidos servicios es restablecer el Sistema ante desacoples físicos del mismo.

Las remuneraciones asociadas a Nueva Infraestructura, materializadas a través de instalación directa o de licitaciones que involucren Nueva Infraestructura, serán financiadas por los Usuarios Finales a través de un cargo de Servicios Complementarios, el cual será incorporado al cargo único a que hace referencia el artículo 115° de la Ley. En el primer caso, tratándose de instalación directa, la remuneración se realizará durante la vida útil de la infraestructura definida en el Informe de SSCC reconociendo la componente de inversión eficiente definida en el Estudio de Costos, en el segundo caso, tratándose de licitaciones que involucren Nueva Infraestructura, la remuneración se realizará durante el periodo de prestación establecido en el referido proceso licitatorio.

En caso de que la prestación de los SSCC sea realizada por usuarios finales, la remuneración se realizará a sus suministradores o al tercero al que se refiere el Artículo 73 Reglamento SSCC quienes deberán traspasar íntegramente el valor a dichos usuarios.

Sin perjuicio de lo anterior, la remuneración efectiva de los servicios se realizará a aquellas prestaciones cuya activación y/o disponibilidad se hubieren verificado durante el período respectivo, y que comprueben un adecuado desempeño y disponibilidad de acuerdo con los estándares de la normativa vigente.

En todo caso, la remuneración de los SSCC deberá evitar en todo momento el doble pago de los servicios o infraestructura. Para estos efectos, en caso de que el requerimiento del servicio implique Nueva Infraestructura, se entenderá que ésta y su Recurso Técnico serán utilizados por el Coordinador para efectuar la operación del sistema eléctrico durante el periodo que comprende el contrato respectivo o su periodo de vida útil, según corresponda, y no recibirán remuneraciones adicionales a las contempladas en su adjudicación o en su instrucción directa y obligatoria de acuerdo con la normativa vigente.

Asimismo, la infraestructura de transmisión asociada a los sistemas de transmisión nacional, zonal, y de polos de desarrollo, que se encuentren reconocidas en el Cargo Único al que se hace referencia en el artículo 115° de la Ley, no serán remuneradas por concepto de prestación de SSCC.

2.2.2 METODOLOGÍA DE COSTOS ASOCIADOS A COMPONENTES DE REMUNERACIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional deberá determinar el valor de las componentes de remuneración de los Servicios Complementarios, sobre la base de las siguientes metodologías. Aquellos parámetros y variables particulares que deba determinar el Coordinador para valorizar las distintas componentes de la remuneración, deberá calcularlas considerando la operación real del sistema y con ocasión de los balances de remuneración de Servicios Complementarios.

2.2.2.1 REMUNERACIÓN POR COSTO DE OPORTUNIDAD

Cuando una instalación i deba operar limitada a causa de la prestación de algún Servicio Complementario, la componente correspondiente al Costo de Oportunidad se define de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RCO_{i,sc} = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max} \left\{ \left(CMg_{i,h} \cdot \widehat{E_{\sin sc_{i,h}}} - CV_{\sin sc_{i,h}} \cdot \widehat{E_{\sin sc_{i,h}}} \right) - \left(CMg_{i,h} \cdot E_{i,h} - CV_{i,h} \cdot E_{i,h} \right); 0 \right\} \cdot FD_{i,sc,h}$$

Donde,

$RCO_{i,sc}$: Remuneración por Costo de Oportunidad de la instalación i por la prestación del servicio complementario sc .

$\widehat{E_{\sin sc_{i,h}}}$: Energía activa neta estimada que hubiera generado la instalación i en el intervalo h , si no hubiera prestado el servicio complementario sc , en los intervalos en que el costo variable de operación de la instalación sea inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha instalación.

$E_{i,h}$: Energía activa neta generada por la instalación i en el intervalo h , considerando la prestación del servicio complementario, en los intervalos en que el costo variable de operación de la instalación sea inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha instalación.

$CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de inyección de la instalación i en el intervalo h en el que presta el servicio complementario sc .

$CV_{i,h}$: Costo variable de operación vigente de la instalación i en el intervalo h , para el nivel promedio de inyección de energía activa $E_{i,h}$. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se deberán considerar los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente calculados en la programación de la operación.

$CV_{\sin sc_{i,h}}$: Costo variable de operación vigente de la instalación i en el intervalo h , para el nivel promedio de inyección de energía activa $\widehat{E_{\sin sc_{i,h}}}$. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente calculados en la programación de la

operación.

$FD_{i,sc,h}$: Factor de desempeño de la instalación i en el intervalo h, correspondiente al servicio complementario sc, determinado de conformidad con la normativa vigente.

$htot$: Intervalos totales en el periodo de cálculo.

En el caso particular de contar con instalaciones térmicas con capacidad de Fuegos Adicionales, al valor antes indicado deberá adicionarse directamente una componente calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RCO_{FAi,sc} = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CMg_{i,h} - CV_{FAi,h}; 0\} \cdot (\widehat{E_{FA-sin sc i,h}} - E_{FAi,h}) \cdot FD_{i,sc,h}$$

Donde,

$RCO_{FAi,sc}$: Remuneración por Costo de Oportunidad del fuego adicional de la instalación i por la prestación del servicio complementario sc.

$\widehat{E_{FA-sin sc i,h}}$: Energía neta estimada que hubiera generado el fuego adicional de la instalación i en el intervalo h, si no hubiera prestado el servicio complementario sc, sujeto a la disponibilidad de combustible y limitaciones de la unidad i.

$E_{FAi,h}$: Energía activa neta generada por el fuego adicional de la unidad i en el intervalo h.

$CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de inyección de la instalación i en el intervalo h en el que presta el Servicio Complementario.

$CV_{FAi,h}$: Costo variable de operación a plena carga vigente del fuego adicional de la instalación i en el intervalo h.

$FD_{i,sc,h}$: Factor de desempeño de la instalación i en el intervalo h, correspondiente al servicio complementario sc, determinado de conformidad con la normativa vigente.

$htot$: Intervalos totales en el periodo de cálculo.

2.2.2.2 REMUNERACIÓN POR COSTO DE OPORTUNIDAD PARA UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El Costo de Oportunidad generado por la prestación de un Servicio Complementario de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Componente de Almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en la operación en tiempo real, corresponderá a los costos incurridos o pérdida de oportunidad de la venta de energía en el mercado de corto plazo, ocasionados por la prestación de un Servicio Complementario.

El Costo de Oportunidad se remunera de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Remuneración del Costo de Oportunidad}_T = \max \{ (\text{Componente } 1_T - \text{Componente } 2_T), 0 \}$$

Donde:

T : corresponde a una ventana de valorización de 24 horas, cuyo inicio es definido por el Coordinador y que conforma el periodo de facturación considerado para la valorización de las transferencias económicas para el mercado de corto plazo. Esta ventana deberá ser la misma para todas las instalaciones y podrá ser modificada mensualmente por el Coordinador de manera justificada.

El Coordinador deberá realizar los ajustes necesarios en las ventanas de valorización para que comprenda la totalidad del periodo de facturación del mes.

$\text{Componente } 1_T$: corresponde a la valorización de la *Energía Disponible* $_T$ que refleja la remuneración por arbitraje de energía de un SAE o de la CACRCA, según corresponda, durante la Ventana de Valorización T , que habría obtenido la instalación si no hubiese realizado la prestación de Servicios Complementarios considerando la operación real, en la proporción correspondiente del servicio complementario respectivo.

Para determinar la componente 1, se deberá determinar la *Energía Disponible* $_T$ la cual corresponderá a la energía total destinada a la prestación de Servicios Complementarios dentro de la ventana de valorización T . De acuerdo con los Servicios Complementarios de control de frecuencia, esta contempla las reservas asociadas a la prestación de los servicios complementarios de subfrecuencia y la activación de las reservas asociadas a la prestación de los servicios complementarios de sobrefrecuencia, durante la Ventana de Valorización T . Esta energía deberá ser asignada a cada periodo relacionado con el subíndice t de acuerdo con la metodología que se expone en la presente sección.

La *Energía Disponible* $_T$ se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Energía Disponible}_T : \text{Min} \{ \sum_h^T \sum_{sc}^{SC} R_{h,sc}^+ * FD_{h,sc}^+ + \sum_h^T \sum_{sc}^{SC} R_{h,sc}^- * FD_{h,sc}^-, E_{almacenada T} + E_{inicial T} \}$$

En donde:

$R_{h,i}^+$: corresponde a la reserva de subida o subfrecuencia asignada a la instalación en la operación real para el periodo "h" y servicio complementario "sc".

$R_{h,i}^-$: corresponde a la reserva de bajada o de sobrefrecuencia activada en la operación real

para el periodo "h" y servicio complementario "sc".

SC : corresponde a la cantidad total de Servicios Complementarios disponibles para participar durante la ventana de valorización.

h : periodo de tiempo con la misma granularidad utilizada para llevar a cabo la valorización de las transferencias económicas del mercado de corto plazo, tanto para la asignación de energía y el CMg_t .

T : Ventana de valoración.

$FD_{h,sc}^+$: factor de desempeño de la instalación en el periodo h , correspondiente al servicio complementario de subida "sc", determinado de conformidad con lo establecido en el capítulo 5 de la NT SSCC.

$FD_{h,sc}^-$: factor de desempeño de la instalación en el periodo h , correspondiente al servicio complementario de bajada "sc", determinado de conformidad con lo establecido en el capítulo 5 de la NT SSCC.

$E_{almacenada\ T}$: corresponde a la energía total retirada o abastecida desde la componente de generación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, para el proceso de almacenamiento en la ventana de valorización T .

$E_{inicial\ T}$: corresponde a la energía almacenada en la instalación al inicio de la Ventana de Valorización T . Dicha energía deberá adicionarse, total o parcialmente a la $E_{almacenada\ T}$ siempre que, la suma de ambas no supere la capacidad de almacenamiento de la instalación.

El Coordinador deberá considerar la aplicación de los respectivos factores de eficiencia para representar, según corresponda, las pérdidas durante el proceso de retiro e inyección de energía de las respectivas instalaciones, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo de Programación de la Operación de la NT CyO.

Para llevar a cabo la valorización de la *Energía Disponible_T*, el Coordinador deberá realizar lo siguiente:

1. Realizar la construcción de una curva descendente, que dé cuenta de las horas en las cuales se identifican los costos marginales reales horarios¹ observados en la *Ventana de Valorización_T* de mayor a menor.
2. En base a las horas de la curva descendente, se deberá realizar la apertura de dichas horas considerando la misma granularidad utilizada para llevar a cabo la valorización de las transferencias económicas en el mercado de corto plazo. La posición de cada periodo queda determinada por el subíndice "t", siendo t igual a 1 la posición del primer periodo asociado al costo marginal real horario de mayor

¹Se entenderá por costo marginal real horario al promedio de los costos marginales reales por los periodos que componen una hora.

valor, y la posición t igual a n la última posición del periodo asociado al costo marginal real horario de menor valor.

3. En base a lo anterior, se deberá realizar la asignación de energía inyectada y los costos marginales reales para cada posición t , de acuerdo con la operación real de la instalación. A efectos de lo anterior, se considerará la granularidad utilizada en la valorización de las transferencias económicas del mercado de corto plazo.
4. Posteriormente, la Energía Disponible se deberá asignar secuencialmente en cada posición t , en adelante Energía Disponible t , hasta alcanzar la totalidad de Energía Disponible, considerando las limitaciones técnicas de la instalación que correspondan.
5. En el caso de la última hora de asignación, la colocación de la energía remanente en cada posición t deberá realizarse de forma de maximizar su valorización en la respectiva hora.
6. Finalmente, se deberá realizar la valorización de la Energía Disponible t en base a los costos marginales reales t de la curva descendente.

Componente 2_T: corresponde a la valorización de la contabilización de las inyecciones físicas y de la Energía Disponible de un SAE o de la CACRCA, según corresponda, para la respectiva Ventana de Valorización T . Para lo anterior, se deberá realizar el siguiente procedimiento:

1. Se deberán contabilizar las inyecciones físicas y valorizadas de la instalación en la operación real, así como también, la Energía Disponible asignada en el numeral 4 anterior y su valorización, considerando los periodos de la curva descendente señalada en el numeral 2 anterior.
2. La contabilización de la Energía Disponible t y de las inyecciones físicas, deberá iniciar desde la posición t igual a n hasta la posición t igual a 1, hasta alcanzar la *Energía Disponible_T* determinada previamente.
3. En el caso de que la instalación preste un servicio complementario en la última hora de la Ventana de Valorización T , se deberá realizar el siguiente procedimiento:
 - a) Descontar de la contabilización señalada en el numeral 2 de la Componente 2, la energía asociada al servicio complementario que ocasiona la pérdida de oportunidad de la venta de energía en el mercado de corto plazo asociada a la respectiva hora.
 - b) En el caso de que la suma de la $E_{almacenada\ T+1}$ más la $E_{inicial\ T+1}$ descontada la energía a que hace referencia el literal anterior en la Ventana de Valorización T sea igual o superior a la capacidad de almacenamiento de la instalación, en la ventana de valorización $T+1$ se deberá identificar la energía determinada en el literal anterior en conjunto con su valorización. Para ello, se contabilizarán las inyecciones realizadas en la operación real de forma cronológica, hasta completar la energía determinada en el literal anterior o hasta el primer retiro de energía efectuado por la instalación, según corresponda. La valorización de esta deberá ser adicionada a la Componente 2 de la Ventana de Valorización $T+1$.

La remuneración del Costo de Oportunidad se realizará utilizando el mismo período de facturación considerado en la valorización de las transferencias económicas para el mercado de corto plazo. Para ello, se deberá considerar las ventanas de valorización cuyo término haya ocurrido dentro del periodo de facturación.

La presente metodología será aplicable solo a aquellas instalaciones que, en el proceso de subastas de Servicios Complementarios realizado por el Coordinador, cumplan con presentar ofertas por disponibilidad completa² para la totalidad del periodo subastado, para al menos, cada una de las subcategorías de servicios complementarios de subida establecidas en la sección 3.2.1 del título 3 de la presente resolución, según corresponda. En caso contrario, les serán aplicadas las disposiciones establecidas para las respectivas instalaciones en el Estudio de Costos vigente.

Para efectos de la asignación de pagos asociados a empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, para cada instalación, el costo de oportunidad de cada Ventana de Valorización deberá ser distribuido para cada periodo de cálculo del costo marginal real a que hace referencia la Norma Técnica de Coordinación y Operación, a prorrata de las reservas consideradas en la determinación de la *Energía Disponible_T*.

2.2.2.3 REMUNERACIÓN POR OPERACIÓN CON COSTO VARIABLE MAYOR AL COSTO MARGINAL

Cuando una instalación *i* deba operar fuera de orden de mérito producto de la prestación de algún Servicio Complementario, la componente correspondiente al Costo por Operación con Costo Variable Mayor al Costo Marginal se define de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RCVM_i = Sobrecosto_i - \sum_{sc} Descuento_{i,sc}$$

$$Sobrecosto_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CV_{i,h} - CMg_{i,h}; 0\} \cdot E_{i,h}$$

$$Descuento_{i,sc} = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CV_{i,h} - CMg_{i,h}; 0\} \cdot Reserva_{i,sc,h} \cdot (1 - FD_{i,sc,h})$$

Donde,

$RCVM_i$: Remuneración por Costo Variable Mayor al Costo Marginal de la instalación *i* por la prestación de servicios complementarios.

² Corresponde a la cuantía del recurso que puede prestar la instalación por Servicio Complementario, categorías y subcategorías, y las condiciones específicas asociadas a la prestación de los SSCC correspondiente, conforme a lo establecido en la NT SSCC.

- $E_{i,h}$: Energía activa neta generada por la unidad generadora i en el intervalo h, en que se presta el servicio complementario de acuerdo con el programa de operación e instrucciones de operación válidos, por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, en los intervalos en que el costo variable de operación de la instalación sea superior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha instalación.
- $Reserva_{i,sc,h}$: Reserva efectiva aportada por la instalación i en el intervalo h por la prestación del servicio complementario sc, considerando el programa y las instrucciones de operación, el factor de activación del intervalo h por la prestación del servicio complementario sc y las limitaciones técnicas de la instalación i.
- $CV_{i,h}$: Costo variable de operación vigente para la instalación i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante el intervalo h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se consideran los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa como la potencia activa media en el intervalo h en el cual se presta el servicio complementario.
- $CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de inyección de la instalación i en el intervalo h en el que presta el servicio complementario.
- $FD_{i,sc,h}$: Factor de desempeño de la instalación i en el intervalo h, correspondiente al servicio complementario sc, determinado de conformidad con la normativa vigente.
- $htot$: Intervalos totales en el periodo de cálculo.


2.2.2.4 COSTOS POR OPERACIÓN ADICIONAL PARA INSTALACIONES NO TÉRMICAS

Cuando una instalación i, cuya energía primaria no provenga de combustibles fósiles, incurra en un costo de operación adicional para la prestación de servicios complementarios por el uso de su recurso primario en un punto de operación de menor rendimiento, la componente correspondiente al Costo por Operación Adicional para Instalaciones No Térmicas se define de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RCOA_{i,sc} = \sum_{h=1}^{htot} CO_{i,h} \cdot \text{Max} \left\{ \left(\frac{\rho_{\sin sc \ i,h}}{\rho_{i,h}} - 1 \right); 0 \right\} \cdot E_{i,sc,h} \cdot FD_{i,sc,h}$$

Donde,

- $RCOA_{i,sc}$: Remuneración por Costo de Operación Adicional de la instalación i, de naturaleza no térmica, por la prestación del servicio complementario sc.
- $E_{i,sc,h}$: Energía activa neta inyectada por la instalación i en el intervalo h por la



	prestación del servicio complementario sc.
$CO_{i,h}$:	Costo unitario de operación de la instalación i en el intervalo h, considerado en la programación diaria correspondiente.
$\rho_{\sin sc\ i,h}$:	Rendimiento de la instalación i en el intervalo h correspondiente al nivel de generación o cota si no hubiera prestado el servicio complementario sc.
$\rho_{i,h}$:	Rendimiento de la instalación i correspondiente a la potencia media efectivamente despachada en el intervalo h.
$FD_{i,sc,h}$:	Factor de desempeño de la instalación i en el intervalo h, correspondiente al servicio complementario sc, determinado de conformidad con la normativa vigente.
$htot$:	Intervalos totales en el periodo de cálculo.

3 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y SUS CATEGORÍAS

Son Servicios Complementarios los que se indican en el siguiente cuadro, incluyendo sus categorías y subcategorías, según corresponda.

Tabla 1: Cuadro resumen SSCC

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF +)
		Control Rápido de Frecuencia por Sobre frecuencia (CRF -)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)
		Control Primario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CPF-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)
		Control Secundario por Sobre frecuencia (CSF -)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+
		Control Terciario por Sobre frecuencia CTF-

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC
	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles
Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		DMC
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)
		Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)



3.1 CATEGORÍAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

3.1.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA

Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

3.1.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN

Los servicios de Control de Tensión corresponden a aquellos servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

3.1.3 SERVICIOS DE CONTROL DE CONTINGENCIAS

Los servicios de Control de Contingencias corresponden a aquellos servicios que tienen por objetivo evitar la ocurrencia de apagón parcial o total del sistema ante contingencias. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica o local según será definido para cada categoría o subcategoría.

3.1.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Los servicios de Plan de Recuperación de Servicio corresponden a aquellos servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.



3.2 DEFINICIÓN Y CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS APLICABLES A CADA SERVICIO COMPLEMENTARIO Y SUS CATEGORÍAS

3.2.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA

3.2.1.1 CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

a. Definición del Control Rápido de Frecuencia

Corresponde a acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobre frecuencia (CRF-).

El Tiempo Total de Activación del servicio CRF será de 1 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

b. Remuneración del Control Rápido de Frecuencia

i. Remuneración CRF+

Los componentes que se considerarán para efectos de la remuneración del servicio de CRF+ corresponden a la disponibilidad y activación.

El componente de disponibilidad del CRF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CRF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

ii. Remuneración CRF-

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CRF- corresponde al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CRF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para el Control Rápido de Frecuencia

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, y la banda muerta. Asimismo, el Coordinador podrá exigir respuestas proporcionales a los cambios de frecuencia del sistema eléctrico cuando esta se encuentre fuera de la banda muerta, en cuyo caso podrá exigir que en el Tiempo Total de Activación se entregue parcialmente el Recurso Técnico Comprometido.

La lógica de control de las instalaciones que participen en el CRF deberá definirse de manera de contribuir con la recuperación de frecuencia y no provocar perturbaciones adicionales.

3.2.1.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

a. Definición del Control Primario de Frecuencia

Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-)

El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

b. Remuneración del Control Primario de Frecuencia

i. Remuneración CPF+

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CPF+ corresponden a la disponibilidad y activación.

El componente de disponibilidad del CPF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CPF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

ii. Remuneración CPF-

La componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CPF- corresponden al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CPF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda,



de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para el Control Primario de Frecuencia

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta, estatismo y velocidad de respuesta.

3.2.1.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

a. Definición del Control Secundario de Frecuencia

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

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

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

b. Remuneración del Control Secundario de Frecuencia

i. Remuneración CSF+

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CSF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CSF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación de CSF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva.

ii. Remuneración CSF-

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CSF- corresponde al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CSF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para el Control Secundario de Frecuencia

Una vez que el Error de Control de Área sea nulo, la activación del servicio CSF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

Una vez que el Error de Control de Área sea nulo, la activación del servicio CSF- se realizará priorizando aquellas instalaciones adjudicadas que minimicen el costo total de operación del sistema, considerando en dicha priorización los costos variables y los valores ofertados, entre otros.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, el Tiempo de Inicio de Activación del CSF y los requerimientos de tasas de subida o bajada de carga.

3.2.1.4 CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

a. Definición del Control Terciario de Frecuencia

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

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

b. Remuneración del Control Terciario de Frecuencia

i. Remuneración CTF+

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CTF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CTF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación de CTF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva.



ii. Remuneración CTF-

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CTF- corresponde a la activación de dicho servicio.

El componente de activación de CTF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para Control Terciario de Frecuencia

La activación del servicio CTF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

La activación del servicio CTF- se realizará priorizando aquellas instalaciones adjudicadas que minimicen el costo total de operación del sistema, considerando en dicha priorización los costos variables y los valores ofertados, entre otros.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, requerimientos de rampas de subida y de bajada y el Tiempo Total de Activación. Lo anterior podrá ser requerido en atención a proveer de reserva adicional para el control de sobrefrecuencia y subfrecuencia debido a requerimientos sistémicos como desvíos de demanda o generación, entre otros.

3.2.1.5 CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)

a. Definición de Cargas Interrumpibles

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

El Tiempo Total de Activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, y el mínimo Tiempo de Entrega será de 2 [h].

b. Remuneración de Cargas Interrumpibles

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CI corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad, asociado a la remuneración por mantener la reserva disponible en el periodo requerido, y el componente de activación, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerarán al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en



el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para Cargas Interrumpibles

Las reducciones de demanda eléctrica podrán ofrecerse por los Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero, en conformidad al artículo 73 del Reglamento SSCC.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador deberá exigir el número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio en el periodo en que se encuentre disponible y el tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no podrá ser convocado, dicho tiempo no será contabilizado como indisponibilidad, para efectos de los pagos por disponibilidad, por tratarse de la definición misma del servicio.



3.2.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN

3.2.2.1 SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN (CT)

a. Definición del Control de Tensión

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

b. Remuneración del Control de Tensión

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CT serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Para efectos de la remuneración de la Nueva Infraestructura que se materialice por medio de licitaciones, la prestación de este servicio se considera sistémica.


c. Consideraciones específicas para el Control de Tensión

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente y el requerimiento de controladores de tensión automáticos. Estas exigencias deben ser consideradas dentro de las componentes que se incluyan para efectos de la remuneración del servicio.

El Coordinador podrá requerir a un conjunto de instalaciones la implementación de un controlador conjunto de tensión, con el fin de mantener la tensión en una barra en un valor definido.

Para efectos de licitaciones de Nueva Infraestructura que, entre sus costos de operación, incluya retiros de energía desde el SEN para realizar la prestación del recurso técnico al sistema, el Coordinador deberá, en la etapa de evaluación de ofertas de la licitación, considerar y dimensionar justificadamente estos retiros. Para estimar los volúmenes de energía retirada, el Coordinador deberá solicitar a los oferentes cualquier información que considere necesaria. Asimismo, para valorizar estos retiros de energía en el proceso de licitación, el Coordinador deberá emplear los costos marginales esperados correspondientes a la barra de retiro respectiva.

Por su parte, la Nueva Infraestructura mencionada en el párrafo anterior, participará en los balances de transferencia de energía en la proporción que corresponda a la prestación del servicio complementario de control de tensión. Los retiros valorizados o montos asociados a esta energía serán reconocidos por la empresa propietaria de la Nueva Infraestructura, los cuales deberán ser remunerados en el respectivo balance de energía.



Los retiros de energía asociados a esta Nueva Infraestructura no serán sujetos de cargos asociados a usuarios o consumidores finales.

Los retiros de energía valorizados para la prestación del SC de CT, ajustados según el factor de desempeño, deberán ser considerados para efectos de la determinación del cargo único a que se refiere el artículo 115° de la Ley.

Los montos generados como resultado de las diferencias entre los retiros valorizados reales ocasionados por la operación de la Nueva Infraestructura encargada de proveer el SC de CT y los retiros valorizados proyectados, deben ser reconocidos en la determinación del cargo por Servicios Complementarios, de acuerdo con la normativa vigente.

3.2.3 SERVICIO DE CONTROL DE CONTINGENCIAS

3.2.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA

a. Definición de Desconexión de Carga

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

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

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

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por subfrecuencia se considera sistémica y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local. La naturaleza de los servicios de DMC podrá ser local o sistémica, dependiendo de la causa del requerimiento del servicio, según lo determine el Coordinador.

b. Remuneración de Desconexión de Carga

El componente que se considerará para efecto de la remuneración de los servicios de EDAC por subfrecuencia y el DMC corresponde a la activación de dichos servicios.


El componente de activación, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración de los servicios de EDAC por subtensión o EDAC por contingencia específica serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para Desconexión de Carga

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

En el caso de los EDAC, los montos de carga asociado a escalones, umbrales o gradientes



deberán adjudicarse de manera que las ofertas más económicas que verifiquen los requisitos técnicos del servicio se otorguen a los escalones que supongan mayor número de operaciones.

Las reducciones de demanda eléctrica podrán ofrecerse por los Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero, en conformidad al artículo 73 del Reglamento SSCC.

3.2.3.2 DESCONEXIÓN O REDUCCIÓN DE GENERACIÓN

a. Definición de Desconexión o Reducción de Generación

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

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

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

b. Remuneración de Desconexión o Reducción de Generación

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de EDAG o ERAG por sobrefrecuencia corresponde a la activación de dicho servicio.

El componente de activación, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de EDAG por contingencia específica serán los de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para Desconexión de Generación

Los EDAG o ERAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como servicios complementarios.



3.2.3.3 SERVICIO DE PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

a. Definición de Plan de Defensa Contra Contingencias

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

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

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

b. Remuneración de Plan de Defensa Contra Contingencias

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración de los servicios de PDCE y PDCC serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

3.2.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

3.2.4.1 SERVICIO DE PARTIDA AUTÓNOMA (PA)

a. Definición de Partida Autónoma

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

b. Remuneración de Partida Autónoma

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Partida Autónoma serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC. La prestación de este servicio deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica.

c. Consideraciones específicas para Partida Autónoma

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo máximo en el cual la unidad o sistema de almacenamiento deberá partir/sincronizar; tiempo máximo en que la unidad o sistema de almacenamiento deberá alcanzar su plena carga o máxima inyección, tiempo mínimo en el cual deberá mantenerse operando a plena carga o a inyección máxima, y las exigencias para la operación en modo control de carga.


3.2.4.2 SERVICIO DE AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)

a. Definición de Aislamiento Rápido

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

b. Remuneración de Aislamiento Rápido

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Aislamiento Rápido serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al



valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC. La prestación de este servicio deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica.

c. Consideraciones específicas para Aislamiento Rápido

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo mínimo en el cual la instalación deberá operar en forma estable alimentado solo sus servicios auxiliares, como también aquellos referidos a la coordinación de protecciones y automatismos para la operación en isla.

3.2.4.3 SERVICIO DE EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)

a. Definición de Equipos de Vinculación

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

b. Remuneración de Equipos de Vinculación

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Equipos de Vinculación serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC. La prestación de este servicio deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica.

c. Consideraciones específicas para Equipos de Vinculación

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo mínimo en el cual se deberá concretar el cierre del vínculo o sincronización de los sistemas, una vez que se presenten las condiciones sistémicas que permitan realizar la acción.

4 ANEXOS

Representación referencial de los tiempos asociados a los servicios de Control de Frecuencia:



Tabla 2: Características Técnicas servicios de Control de Frecuencia

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	-	-	1[h]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30 [min]	2[h]	-

ARTÍCULO SEGUNDO: Reemplácese el “Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024, por el “Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”, aprobado por el artículo precedente.

ARTÍCULO TERCERO: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en la página web institucional de la Comisión Nacional de Energía, y comuníquese al Director Ejecutivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a través de su envío por correo electrónico.

ARTÍCULO PRIMERO TRANSITORIO: Las disposiciones establecidas en la presente resolución entrarán en vigencia a contar del primer día del segundo mes siguiente a su publicación.

Durante el período comprendido entre la fecha de publicación de esta resolución y su entrada en vigencia, conforme a lo señalado en el párrafo anterior, se deberán aplicar las exigencias establecidas en la Resolución Exenta CNE N°189, de fecha 23 de abril de 2024.

Anótese, archívese y publíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MFH/DZO/MOC/FCP/ERQ/MCB/PMG/DHC/RQM/mhs

DISTRIBUCIÓN:

1. Coordinador Eléctrico Nacional.
2. Departamento Eléctrico CNE
3. Departamento Jurídico CNE
4. Of. de Partes CNE