

REF.: Aprueba Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

SANTIAGO, 18 DIC. 2018

RESOLUCION EXENTA Nº 801

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 6º, artículo 7º literal b), y artículo 9º literal h), del D.L. Nº 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante e indistintamente "Ley General de Servicios Eléctricos" o "la Ley", modificada por la Ley Nº 20.936 de 2016;
- c) El informe de Propuesta de Servicios Complementarios del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Coordinador", recibido mediante carta DE 03070-80, de fecha 20 de julio de 2018;
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 683, de 18 de octubre de 2018, que Aprueba Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en su versión preliminar, en adelante e indistintamente "Resolución CNE Nº 683";
- e) Las observaciones recibidas por esta Comisión, con fecha 9 de noviembre de 2018, por parte del Coordinador, Tamakaya Energía SpA., Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi S.A., Engie Energía Chile S.A., ACERA A.G., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Punta Palmeras S.A., AES Gener S.A., Colbún S.A., Eléctrica

Puntilla S.A., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Enel generación Chile S.A., Asociación de Generadoras de Chile A.G., GPM A.G., Hidroeléctrica La Higuera S.A., Hidroeléctrica La Confluencia S.A., Pelicano Solar Company SpA., y Transelec S.A.; y

- f) Lo dispuesto en Resolución N° 1.600 de 2008, de la Contraloría General de la República y sus modificaciones posteriores.

CONSIDERANDO:

- a) 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 y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios;
- b) Que, el artículo decimoctavo transitorio de la Ley 20.936 de 2016 establece que los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de dicha ley, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la señalada ley deroga, hasta el 31 de diciembre de 2019;
- c) Que, en consecuencia, de acuerdo a la Ley, al 1° de enero de 2020 debe estar implementado el nuevo régimen de servicios complementarios establecido en el artículo 72°-7;
- d) Que, de acuerdo a la nueva normativa, le corresponde a la Comisión, previo informe del Coordinador, definir los servicios complementarios y sus categorías;
- e) Que, con el objeto que se cumplan todas las etapas necesarias previas a la entrada en vigencia del nuevo régimen de servicios complementarios, el artículo primero transitorio de la Ley 20.936, en su inciso quinto, literal c), establece que el Coordinador comenzará a ejercer las funciones establecidas en el artículo 72°-7 de la Ley a partir del 1 de julio de 2018;
- f) Que, en conformidad a lo señalado en los considerandos precedentes, mediante carta DE 03070-80, de fecha 20 de julio de 2018, el Coordinador envió a esta Comisión el informe de

propuesta de Servicios Complementarios, a que se refiere el inciso segundo del artículo 72º-7 de la Ley;

- g) Que, con fecha 18 de octubre de 2018, la Comisión dictó la Resolución CNE N° 638, que aprobó el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en su versión preliminar;
- h) Que, el Informe referido en el literal precedente, fue sometido a observaciones por parte de los interesados, en consideración del importante aporte recibido en el trabajo participativo efectuado por esta Comisión en relación a los cambios introducidos por la Ley 20.936 a la Ley General de Servicios Eléctricos, y en especial al nuevo régimen de servicios complementarios;
- i) Que, con fecha 9 de noviembre de 2018, las empresas y organismos identificados en el literal e) de Vistos, enviaron a esta Comisión sus observaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios, en su versión preliminar; y
- j) Que, habiendo revisado en su mérito las observaciones a las que se refiere el literal precedente, corresponde a esta Comisión, mediante el presente acto administrativo, definir los servicios complementarios y sus categorías, aplicables al nuevo régimen que comenzará su vigencia a partir del 1º de enero del año 2020.

RESUELVO:

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



Informe de Definición de Servicios Complementarios

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Diciembre 2018



ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
INTRODUCCIÓN.....	3
DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	5
I. DEFINICIONES.....	5
II. ABREVIATURAS.....	6
1 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	7
1.1 ASPECTOS GENERALES.....	7
1.2. REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	9
2 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y SUS CATEGORÍAS.....	13
2.1 CATEGORÍAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	15
2.1.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA.....	15
2.1.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN.....	15
2.1.3 SERVICIOS DE CONTROL DE CONTINGENCIAS.....	15
2.1.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	15
2.2 DEFINICIÓN Y CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS APLICABLES A CADA SERVICIO COMPLEMENTARIO Y SUS CATEGORÍAS.....	16
2.2.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA.....	16
2.2.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN.....	23
2.2.3 SERVICIO DE CONTROL DE CONTINGENCIAS.....	24
2.2.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	28

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.

Por su parte, el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley establece 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. Asimismo, el inciso penúltimo del citado artículo, 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. En consecuencia, la presente resolución también contiene las definiciones de las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada uno de los Servicios Complementarios y su calificación sistémica o local, en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos.

La Propuesta de SSCC deberá ser enviada a la Comisión cada vez que el Coordinador, como resultado del análisis de los requerimientos de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de los SSCC, determine la necesidad de proponer nuevos servicios, o categorías de éstos, para que la Comisión modifique la Resolución de SSCC, si corresponde. Asimismo, 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.

Este nuevo régimen de SSCC establecido en el artículo 72°-7 de la Ley, deberá estar implementado al 1° de enero de 2020 de conformidad a lo establecido en el artículo decimoctavo transitorio de la Ley 20.936 de 2016, para lo cual el artículo primero transitorio, en su inciso quinto, literal c), establece que el Coordinador comenzará a ejercer las funciones establecidas en el artículo 72°-7 de la Ley a partir del 1 de julio de 2018.

En este contexto, el Coordinador, mediante carta DE 03070-18, de fecha 20 de julio de 2018, envió a esta Comisión el Informe de Propuesta de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley, el que fue considerado como antecedente para la elaboración del presente informe.

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 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.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

I. 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 a 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.

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.

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



II. ABREVIATURAS

- AR** : Aislamiento Rápido.
- 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.
- 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.

1 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

1.1 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 72°-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 a 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.

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 72°-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 asimismo 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 72°-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, 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 los mismos, 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.

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.

1.2. REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Como ya se señaló, la definición de los Servicios Complementarios asimismo, define las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar para cada Servicio Complementario, y sus categorías, en atención a la naturaleza sistémica o local de éstos, de acuerdo a lo indicado en el penúltimo inciso de la Ley.

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 a lo anterior, cuando la materialización del respectivo Servicio Complementario se efectúe mediante una subasta, el servicio se remunerará según el precio adjudicado en la misma, de conformidad a las condiciones fijadas por el Coordinador al efecto, y que permitan la operación más económica del sistema eléctrico, de acuerdo al proceso de optimización conjunta del nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales.

Por su parte, cuando el mecanismo de materialización del respectivo Servicio Complementario corresponda a una licitación, el servicio se remunerará conforme al precio 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.

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 2.2 aplicará sólo en condiciones de competencia y cuyas subastas o licitaciones no hayan sido declaradas desiertas, ya que 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 las mismas 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 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 por sus costos variables de operación no cubiertos, dado que dichos costos deberán ser considerados en los precios ofertados por los oferentes.

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 un 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.

En caso contrario del señalado en el párrafo anterior, y existiendo condiciones de competencia, el Coordinador deberá licitar el requerimiento del Recurso Técnico que involucre Nueva Infraestructura. En este 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 2.2.1 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 numeral anterior, la remuneración de la prestación de los Recursos Técnicos se realizará según la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales, de acuerdo a lo definido en la presente Resolución, la que será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a Usuarios Finales. En caso que la naturaleza del servicio sea local o se produzca un subsistema, entendido como un desacople físico en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá establecer la zona en la que el respectivo servicio fue prestado, cuando corresponda.

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, mientras que 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 que la prestación de los SSCC sea realizada por usuarios finales, la remuneración se realizará a sus suministradores 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 a 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 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 de acuerdo a 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 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 (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+
		Control Terciario por Sobrefrecuencia CTF-
	Cargas Interrumpibles	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 (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG 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)



2.1 CATEGORÍAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.1.1 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 a lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

2.1.2 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.

2.1.3 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.

2.1.4 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.

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

2.2.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA

2.2.1.1. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

a. Definición del Control Rápido de Frecuencia

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

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 [min].

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

b. Remuneración del Control Rápido de Frecuencia

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a 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.



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, banda muerta y estatismo.

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.

2.2.1.2. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

a. Definición del Control Primario de Frecuencia

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

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

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

b. Remuneración del Control Primario de Frecuencia

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a 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, mientras que en el segundo se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la

subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a 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.

2.2.1.3. 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 Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a 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.

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para el Control Secundario de Frecuencia

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

La activación del servicio CSF- se realizará en orden creciente de los valores ofertados de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

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

2.2.1.4. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

a. Definición del Control Terciario de Frecuencia

Corresponde a acciones de control 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 suficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El CTF operará de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse, o iniciar la prestación del servicio, dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 1 [hr] medido desde la activación.

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a 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.

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 ofertado y adjudicado en la subasta.

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 en orden creciente de los valores ofertados de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

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 tiempo mínimo para la entrega del 100% de la reserva comprometida. 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.

2.2.1.5. 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 del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.

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

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a 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.



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.



2.2.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN

2.2.2.1 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

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.

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.

2.2.3 SERVICIO DE CONTROL DE CONTINGENCIAS

2.2.3.1 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 y DMC se considera sistémica y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local.

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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a 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.

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.

2.2.3.2 DESCONEJÓN DE GENERACIÓN

a. Definición de Desconexión 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 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 a 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

c. Consideraciones específicas para Desconexión de Generación

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

2.2.3.3 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

2.2.4 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.

2.2.4.1 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

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.

2.2.4.2 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

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.

2.2.4.3 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 ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.



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.

ARTÍCULO SEGUNDO: 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.

Anótese y archívese.


JOSE VENEGAS MALUENDA
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISION NACIONAL DE ENERGIA


CZR/FFG/JMA/DZO/FBO/AOM/HMB/gav

DISTRIBUCIÓN:

1. Departamento Eléctrico CNE
2. Departamento Jurídico CNE
3. Of. de Partes CNE