



***NORMA TÉCNICA DE HOMOLOGACIÓN DE LAS
MATERIAS CONTENIDAS EN LOS
PROCEDIMIENTOS DO Y DP
DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
A LOS QUE SE REFIERE EL
DS N°130 DE 2011***

Marzo de 2017

Santiago de Chile

Tabla de contenidos

| | | |
|-------------|--|----|
| Capítulo 1. | DISPOSICIONES GENERALES | 5 |
| Título 1. | Objetivos y Alcances..... | 5 |
| Título 2. | Abreviaturas y Definiciones..... | 5 |
| Título 3. | Generalidades | 10 |
| Capítulo 2. | CUANTIFICACIÓN DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y NECESIDADES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS. | 12 |
| Título 1. | Objetivos y Alcances..... | 12 |
| Título 2. | Generalidades | 13 |
| Título 3. | Especificación de antecedentes técnicos requeridos | 15 |
| Párrafo 1. | Antecedentes técnicos para cuantificar recursos | 15 |
| Párrafo 2. | Antecedentes técnicos para cuantificar requerimientos | 24 |
| Título 4. | Comunicación entre el Coordinador y las Empresas Coordinadas | 25 |
| Título 5. | Plazos Involucrados | 26 |
| Título 6. | Funciones y Obligaciones | 27 |
| Párrafo 1. | De las funciones de operación del Coordinador | 27 |
| Párrafo 2. | De las obligaciones de las empresas coordinadas | 27 |
| Título 7. | Formato de Antecedentes Técnicos..... | 28 |
| Capítulo 3. | DECLARACIÓN DE COSTOS DE EQUIPOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS | 36 |
| Título 1. | Objetivos y alcances | 36 |
| Título 2. | Costos CSC a informar por los coordinados | 36 |
| Título 3. | Informe de declaración de CSC | 39 |
| Párrafo 1. | Condiciones generales..... | 39 |
| Párrafo 2. | CSC por inversión y/o habilitación | 42 |
| Párrafo 3. | CSC por mantenimiento | 45 |
| Párrafo 4. | CSC de operación..... | 47 |
| Párrafo 5. | CSC de combustible adicional | 47 |
| Párrafo 6. | Información adicional..... | 48 |
| Título 4. | Observaciones y aceptación a los CSC informados | 49 |
| Título 5. | Auditorías | 51 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Capítulo 4. | INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS..... | 54 |
| Título 1. | Objetivos y Alcances..... | 54 |
| Título 2. | Generalidades | 55 |
| Título 3. | COORDINACIÓN CON LAS EMPRESAS | 57 |
| Párrafo 1. | Comunicación en la programación de la operación e información relacionada con las IOPsscc. | 57 |
| Párrafo 2. | Comunicación en la operación en tiempo real e información relacionada con las IODsscc. | 60 |
| Título 4. | RESPONSABILIDADES..... | 65 |
| Párrafo 1. | Del Coordinador | 65 |
| Párrafo 2. | De las empresas coordinadas y sus CC..... | 65 |
| Capítulo 5. | REMUNERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS..... | 67 |
| Título 1. | Objetivos y alcances | 67 |
| Título 2. | Generalidades. | 68 |
| Título 3. | Remuneración por control de frecuencia | 69 |
| Párrafo 1. | Remuneración por control primario de frecuencia..... | 70 |
| Párrafo 2. | Remuneración por control secundario de frecuencia..... | 71 |
| Título 4. | Remuneración por reserva en giro..... | 73 |
| Título 5. | Remuneración por control de tensión | 76 |
| Título 6. | Remuneración por operación de unidades de generación a costo variable superior al costo marginal del sistema..... | 78 |
| Título 7. | Remuneración por PRS..... | 79 |
| Título 8. | Remuneración por servicios de desprendimiento de carga..... | 81 |
| Título 9. | Determinación de los pagos..... | 83 |
| Capítulo 6. | VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL CUMPLIMIENTO EFECTIVO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS | 86 |
| Título 10. | Objetivos y alcances | 86 |
| Título 11. | Generalidades | 86 |
| Título 12. | Comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el coordinador para prestar servicios complementarios..... | 88 |
| Título 13. | Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de aquellos servicios complementarios instruidos por el Coordinador | 95 |

| | |
|--|-----|
| Párrafo 1. Generalidades | 95 |
| Párrafo 2. Control primario de frecuencia | 96 |
| Párrafo 3. Control secundario de frecuencia | 98 |
| Párrafo 4. Control de tensión | 99 |
| Párrafo 5. Plan de recuperación de servicio | 102 |
| Párrafo 6. Desprendimiento de carga | 103 |
| Título 14. Factores de desempeño | 104 |
| Párrafo 1. Control Primario de Frecuencia..... | 104 |
| Párrafo 2. Control Secundario de Frecuencia | 106 |
| Párrafo 3. Control de Tensión | 108 |
| Párrafo 4. Plan de Recuperación de Servicio | 109 |
| Título 15. Pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los servicios complementarios | 111 |
| Título 16. Responsabilidades..... | 112 |
| Párrafo 5. Del Coordinador | 112 |
| Párrafo 6. De las empresas coordinadas..... | 113 |
| Capítulo 7. DISPOSICIONES TRANSITORIAS | 115 |

Capítulo 1. DISPOSICIONES GENERALES

Título 1. Objetivos y Alcances

Artículo 1.

El objetivo de la presente Norma Técnica (NT), también denominada “NT SSCC”, de los servicios complementarios a los que se refiere el Decreto Supremo N°130 de 2011, del Ministerio de Energía (Reglamento de SSCC), es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirán los servicios complementarios en conformidad a lo establecido en el Reglamento de SSCC.

Artículo 2.

El alcance de la NT SSCC incluye las materias establecidas en el Capítulo 3 del artículo primero del Reglamento de SSCC, esto es:

- a) Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- b) Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- c) Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.
- d) Remuneración de Servicios Complementarios.
- e) Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.

Título 2. Abreviaturas y Definiciones

Artículo 3.

Para efectos de la aplicación de la presente NT, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que se indica a continuación:

- 1) **AGC:** Control Automático de Generación (Automatic Generation Control).
- 2) **CAM:** Costo Adicional de Mantenimiento.
- 3) **CC:** Centro de Control de las empresas coordinadas.
- 4) **CFCD:** Costo de falla de Corta Duración definido en la NTSyCS.

- 5) **CINV:** Costo de inversión y/o habilitación de equipos para prestación de SSCC.
- 6) **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- 7) **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
- 8) **CPF:** Control primario de frecuencia.
- 9) **CSF:** Control secundario de frecuencia.
- 10) **CSC:** Costos asociados a SSCC.
- 11) **CT:** Control de Tensión.
- 12) **CVNC:** Costos Variables No Combustibles.
- 13) **EDAC:** Esquema de Desconexión Automática de Carga.
- 14) **EDAG:** Esquema de Desconexión Automática de Generación.
- 15) **EMS:** Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System).
- 16) **IDCSC:** Informe de Declaración de Costos de SSCC.
- 17) **IDPSSCC:** Informe de Definición y Programación de SSCC.
- 18) **IODSSCC:** Instrucción de Operación de Despacho de SSCC.
- 19) **IOPSSCC:** Instrucción de Operación Programada de SSCC.
- 20) **Ley:** Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, 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 Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.
- 21) **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- 22) **PA:** Partida autónoma.
- 23) **PRS:** Plan de Recuperación del Servicio.
- 24) **RG:** Reserva en giro.
- 25) **SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- 26) **SI:** Sistema Interconectado.
- 27) **SIC:** Sistema Interconectado Central.
- 28) **SING:** Sistema Interconectado del Norte Grande.
- 29) **SITR:** Sistema de Información en Tiempo Real (Incluye Sistema SCADA, Aplicaciones EMS y Sistema de Información Histórica).
- 30) **SSCC (SC):** Servicios Complementarios (Servicio Complementario).
- 31) **USD:** Dólares de los Estados Unidos.

Artículo 4.

Para efectos de la aplicación de la presente NT, las siguientes definiciones tendrán el significado que se indica a continuación:

- 1) **Aislamiento Rápido:** Capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del SI a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.
- 2) **Auditor Técnico:** Persona natural o jurídica distinta al coordinado que opere a cualquier título la instalación a auditar, y externo al Coordinador, calificada por éste para la ejecución de Auditorías Técnicas en uno o más Rubros de Auditoría, según los términos de la presente NT.
- 3) **Auditoría Técnica:** Auditoría de las instalaciones, realizada por un tercero (el Auditor Técnico), con el fin de que el Coordinador pueda verificar el funcionamiento e información de las mismas.
- 4) **Barra de valorización:** Barra del sistema en donde se valorizan las inyecciones y retiros de una empresa coordinada de generación en los balances de energía o potencia según corresponda.
- 5) **Control primario de frecuencia (CPF):** Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.
- 6) **Control secundario de frecuencia (CSF):** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin. La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos. Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.
- 7) **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan

en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

- 8) **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio. En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.
- 9) **Costo Variable de Operación o Costo Unitario de Operación:** Costo variable de una central térmica o costo de oportunidad del recurso de una central de otro tipo, vigente al momento de realizar el despacho real correspondiente.
- 10) **Costo Marginal horario:** Promedio ponderado durante una hora, de los costos variables o costos de oportunidad de las unidades generadoras que fijaron el costo marginal real por minuto.
- 11) **Costos Asociados a Servicios Complementarios (CSC):** costos que, de acuerdo al Reglamento de SSCC, deben ser declarados por las empresas coordinadas al Coordinador mediante el IDCSC y que se listan en el Artículo 47 de esta NT.
- 12) **Costos Asociados a Servicios Complementarios Estándares y Eficientes:** costos que deben ser determinados por el Coordinador en el Estudio de Costos de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de SSCC.
- 13) **Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS.
- 14) **Empresa coordinada o coordinado:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley.
- 15) **Entrada en Operación:** Se entenderá como tal la operación de una instalación al término efectivo del Período de Puesta en Servicio.
Se entenderá por Período de Puesta en Servicio al período que comprende la energización de las instalaciones, sus pruebas y hasta el total cumplimiento de los requerimientos establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" y demás que correspondan de acuerdo a la presente NT.
La empresa coordinada respectiva deberá comunicar previamente al Coordinador, en el formato que ésta disponga, el cumplimiento efectivo de la condición anterior y solicitar la Entrada en Operación. El Coordinador comunicará mediante carta dirigida a

la empresa, a la Superintendencia y a la Comisión, el otorgamiento de la autorización indicando la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación respectiva quedará disponible para la programación y despacho económico por parte del Coordinador para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso de rechazo, el Coordinador indicará a la empresa los requerimientos técnicos que aún se encuentran pendientes de cumplimiento.

- 16) Equipamiento de Vinculación:** Conjunto de equipos primarios, de medición, supervisión y control que permite el cierre de un vínculo redundante o la sincronización de sistemas eléctricos aislados.
- 17) Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia.
- 18) Esquema de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC):** Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema interconectado que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.
- Se distinguen EDAC del tipo:
- por subfrecuencia: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
 - por subtensión: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local;
 - por Desenganche Directo: en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.
- 19) Estudio de Costos:** Estudio de costos desarrollado por el Coordinador de acuerdo a lo indicado en el Artículo 17 del Reglamento de SSCC.
- 20) Evento que activa PRS:** Evento que corresponde a una situación de interrupción de suministro que ha ocasionado la operación de equipos destinados para el Plan de Recuperación de Servicio.
- 21) Habilitación:** Aprobación por parte del Coordinador de los antecedentes y protocolos que permiten a una instalación participar en la prestación de SSCC.
- 22) IDPSSCC:** Informe que anualmente debe elaborar el Coordinador, en el cual se deberá efectuar o actualizar, si corresponde, la definición de los SSCC y de los equipos que deben ser instalados y/o habilitados en el SI durante el siguiente período anual para dar cumplimiento a los estándares exigidos en la NTSyCS.
- 23) Notificación de Auditoría Técnica:** Comunicación emitida por el Coordinador, dirigida a un Coordinado, en la cual se informa la ejecución de una Auditoría Técnica.
- 24) Partida Autónoma:** Capacidad de una central generadora que, encontrándose fuera de servicio, le permite llevar adelante el proceso de partida de sus unidades generadoras, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el SI, sin contar con suministro de electricidad externo a la central.

- 25) Período de Operación:** Período de operación utilizado para la valorización de las transferencias de energía.
- 26) Plan de Recuperación de Servicio (PRS):** Conjunto de acciones coordinadas entre el Coordinador y los CC, definidas por el primero, para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Parcial, de acuerdo a lo definido en la NTSyCS, en el menor tiempo posible.
- 27) Reserva primaria para el CPF:** Reserva programada en las unidades generadoras o equipos destinados a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.
- 28) Reserva secundaria para el CSF:** Reserva programada en unidades generadoras o equipos, destinados a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.
- 29) Reserva en giro (RG):** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.
- 30) Sistema Interconectado:** Referido al Sistema Interconectado Central o Sistema Interconectado del Norte Grande o al Sistema Eléctrico Nacional.
- 31) Unidad marginal:** Unidad generadora que establece el costo marginal instantáneo del sistema.

Título 3. Generalidades

Artículo 5.

La remuneración de los servicios complementarios deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

Artículo 6.

En caso que el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) contemple nuevos recursos para la prestación de servicios complementarios cuyo tratamiento no se encuentre especificado en la presente NT, y siempre que los mismos se ajusten a las categorías generales y sistema de precios establecido en el Reglamento de SSSC, el Coordinador deberá informar dicha situación a la Comisión, la que podrá iniciar la

modificación de la presente NT, de conformidad al artículo 72°-19 de la Ley y la normativa que lo complementa

Artículo 7.

Sin perjuicio de los requerimientos de información establecidos en la presente NT, el Coordinador podrá solicitar información complementaria, a la empresa coordinada responsable de la operación del SSCC en cuestión, la que deberá ser entregada en los plazos que el Coordinador establezca.

En el caso de información técnica o recursos cuya cuantía estuviere formalmente en conocimiento del Coordinador por tratarse de antecedentes requeridos para la coordinación y operación del sistema, éste podrá omitir la solicitud de los mismos en los términos dispuestos en los sucesivos capítulos de la presente NT.

Artículo 8.

Para los fines establecidos en la presente NT, tanto el Coordinador como las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC, deberán cumplir con las responsabilidades que para ellos se establecen en la Ley, Reglamentos y Normativa Técnica vigentes.

Artículo 9.

Los plazos de días que se establezcan conforme a la presente NT serán de días hábiles, salvo en los casos que se indique expresamente lo contrario.

Artículo 10.

Todas las exigencias de publicación que se establecen en la presente NT, a través del sitio Web del Coordinador, se deberán realizar en los plazos señalados y no tendrán ningún tipo de costo para los usuarios o interesados.

Capítulo 2. CUANTIFICACIÓN DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y NECESIDADES DE INSTALACIÓN Y/O HABILITACIÓN DE EQUIPOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Título 1. Objetivos y Alcances

Artículo 11.

El objetivo del presente Capítulo, es establecer los procedimientos necesarios para que el Coordinador recabe los antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de recursos del sistema y para establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC, así como los equipos necesarios para la verificación del cumplimiento de la prestación de los mismos. Lo anterior en consistencia con las disposiciones contenidas en la NTSyCS y demás normativa vigente.

Artículo 12.

El alcance del presente Capítulo incluye las disposiciones que tienen relación con la recopilación de antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de recursos del sistema, de modo de establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con las que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC, el cual incluye:

- a) Las definiciones generales.
- b) Establecer las especificaciones de los antecedentes técnicos requeridos y formatos de información que se utilizarán para recopilar información.
- c) Establecer las formas de comunicación entre el Coordinador y las empresas señaladas en el Artículo 2 del Reglamento de SSCC.
- d) Establecer los plazos y mecanismos involucrados en la recopilación de antecedentes.
- e) Establecer los plazos para el desarrollo del estudio que da lugar al Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, en adelante IDPSSCC.

Título 2. Generalidades

Artículo 13.

Se entenderán como recursos presentes en las instalaciones del sistema y disponibles para la materialización de la prestación de SSCC, al menos los siguientes:

- a) Capacidad de generación de potencia activa de unidades generadoras y de componentes o equipos, medida en MW.
- b) Capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras y de componentes o equipos, medida en MVar.
- c) Capacidad de Partida Autónoma de las unidades generadoras y/o equipos.
- d) Equipos de compensación de energía activa y potencia reactiva con etapa convertidora basada en dispositivos de electrónica de potencia.
- e) Capacidad de Aislamiento Rápido de las unidades generadoras y/o equipos interconectados al sistema.
- f) Capacidad de vinculación de islas eléctricas o de cierre de vínculo redundante.
- g) Potencia conectada de los usuarios que se abastecen desde el sistema respectivo, sean estas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, medida en MW.

Artículo 14.

Se entenderán como recursos existentes a aquellos que están presentes y disponibles en las instalaciones del sistema, y que permiten prestar SSCC una vez que éstos son habilitados.

Artículo 15.

Se entenderán como recursos proyectados para prestar SSCC, a aquellos que se prevé estarán disponibles en las instalaciones del sistema y aquellas que se encuentren en la declaración de obras en construcción que efectúe la Comisión de conformidad al artículo 72°-17 de la Ley dentro del periodo de evaluación que contemple el IDPSSCC.

Artículo 16.

Se entenderá que existe el requerimiento de un recurso, que demanda la prestación de un determinado SC, cuando se presentan estados de operación y de funcionamiento propios del sistema eléctrico, ya sean de régimen permanente o transitorio, que originan o podrían originar un incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio si es que ese recurso no es entregado.

Entre las causas que originan esos estados de operación se distinguen al menos las siguientes:

- a) Variaciones en la demanda de los consumos, en su potencia activa y reactiva, medidas en MW y MVAR respectivamente.
- b) Desconexiones intempestivas de unidades de generación, medida en MW y MVAR.
- c) Desconexiones intempestivas de consumos y/o alimentadores, medida en MW y MVAR.
- d) Tasa de variación de la demanda, ya sea el aumento y/o disminución, con tendencia sostenida de los consumos del sistema en un intervalo de tiempo dado, valor medido en MW/unidad de tiempo y MVAR/unidad de tiempo según corresponda.
- e) Desconexiones intempestivas de elementos del sistema de transmisión que producen un detrimento de la seguridad y calidad de servicio o que originan un Apagón Parcial, Apagón Total o una partición del sistema en islas.

Artículo 17.

La cuantificación de los recursos y requerimientos de los SSCC existentes y de los proyectados hasta tres años se realizará con la información técnica entregada por las empresas coordinadas, según se detalla en el Título 3 del presente Capítulo.

Artículo 18.

Las empresas coordinadas, que operen y/o exploten instalaciones y/o equipos que hayan materializado su Entrada en Operación y/o aquellas que se encuentren en la declaración de obras en construcción que efectúe la Comisión de conformidad al artículo 72°-17 de la Ley, deberán proporcionar al Coordinador la información técnica de sus equipos según la especificación detallada en el Título 3 del presente Capítulo, en los siguientes términos:

- a) De carácter obligatorio para el primer año.
- b) De carácter referencial para los siguientes dos años.

Las empresas coordinadas podrán omitir la información técnica, correspondiente a las instalaciones del sistema, requerida en el Título 3, que hubiese sido proporcionada al Coordinador según lo establecido en la NTSyCS, que ya estuviere formalmente en conocimiento del Coordinador por tratarse de antecedentes requeridos para la planificación de la operación.

La información a que hace referencia el presente artículo deberá ser enviada en el plazo señalado en el Artículo 36.

Artículo 19.

Con la información técnica recopilada, el Coordinador establecerá en el IDPSSCC las instrucciones de instalación y/o habilitación de equipos para la prestación de SSCC requeridos por el SI, así como también, las especificaciones técnicas de los equipos necesarios para la verificación del cumplimiento de las correspondientes prestaciones.

Junto con lo anterior, se precisará la empresa coordinada responsable de instalar y/o habilitar los equipos necesarios para la prestación de cada uno de los SSCC que se definan como necesarios, considerando la propiedad de las instalaciones existentes que deban prestar un determinado servicio o bien, donde se deban realizar modificaciones para prestarlo.

En el caso que en el IDPSSCC se determine que existe más de una empresa coordinada involucrada en la prestación de un determinado servicio, se indicará esta situación en el mismo, teniendo las empresas coordinadas involucradas que coordinarse entre ellas y remitir al Coordinador en un plazo de 30 días corridos, una propuesta que indique quién será el responsable de realizar dicha instalación y/o habilitación. De no recibir respuesta, será el Coordinador quien determine la empresa coordinada responsable, en base a los criterios que para cada caso el Coordinador defina.

Título 3. Especificación de antecedentes técnicos requeridos

Párrafo 1. Antecedentes técnicos para cuantificar recursos

Artículo 20.

Las empresas coordinadas, que operen y/o exploten unidades generadoras y/o equipos que hayan materializado su Entrada en Operación y/o aquellas que se encuentren en la declaración de obras en construcción que efectúe la Comisión de conformidad al artículo 72°-

17 de la Ley, deberán proporcionar al Coordinador la información técnica que se detalla en el artículo siguiente.

Artículo 21.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica de cada una de sus unidades de generación o equipos en los términos especificados a continuación:

Generales:

- a) Identificación de la unidad o equipo: Nombre, empresa coordinada, tipo (hidro pasada o embalse, térmica, eólica, solar, biomasa, almacenamiento y otros), Nombre barra conexión al SI y características generales.
- b) Fecha de entrada en operación o año proyectado de entrada en operación, mes y año.
- c) Puntos de conexión al SI.
- d) Tensión nominal, en kV.
- e) Potencia aparente nominal, en MVA.
- f) Factor de potencia nominal, en %.
- g) Potencia activa máxima bruta, en MW, para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
- h) Potencia activa mínima técnica, en MW, para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
- i) Consumos propios como porcentaje de la potencia activa máxima bruta, en %.
- j) En el caso de parques solares, seguimiento del sol, indicando si el parque posee este tipo de sistemas.
- k) En el caso de Equipos de almacenamiento, capacidad de almacenamiento, en MWh.

Para cuantificar recursos de control de frecuencia:

- l) Capacidad para prestar el servicio de control primario de frecuencia, Sí o No.
- m) Capacidad para prestar el servicio de control secundario de frecuencia, Sí o No.
- n) Banda muerta del controlador Carga/Velocidad, Frecuencia/Potencia o equipo de almacenamiento (rango de ajuste y valor actual o proyectado), según corresponda, en mHz.
- o) Retardo del sistema carga/velocidad o frecuencia/potencia, en segundos.
- p) Tiempo de establecimiento, en segundos.
- q) En el caso de centrales fotovoltaicas o eólicas, características de rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador frecuencia/potencia o carga/velocidad.

- r) Para las unidades de generación de embalse, la potencia activa máxima bruta en función de la cota del embalse.
- s) Estatismo permanente (rango de ajuste y valor actual o proyectado), valor en %.
- t) Constante de inercia (H) del conjunto máquina motriz – generador, valor en segundos expresados en referencia a la potencia activa nominal de generación (Pgn en MW).
- u) Gradiente de toma de carga y de reducción de carga referenciales, en MW/minuto.
- v) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo subfrecuencia: operación relé de baja frecuencia, valor de operación en Hz.
- w) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo sobrefrecuencia: operación relé de sobre frecuencia, valor de operación en Hz.
- x) Restricciones por criterios de seguridad del sistema para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz.
- y) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia activa y de frecuencia:
 - Potencia activa: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
 - Frecuencia: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
 - Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
 - Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica al Coordinador.
 - Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
 - Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia activa y de frecuencia o se requieren adecuaciones previas.
 - Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de carga/velocidad o potencia/frecuencia según corresponda, junto con los modos de control disponibles de la unidad.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

- z) Capacidad para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.
- aa) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVar.
- bb) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVar.
- cc) Valores similares a u) y v), pero con factor de potencia igual a 95%.
- dd) Error en estado estacionario del controlador de tensión, valor expresado en %.
- ee) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad:
 - Potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.

- Tensión: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
 - Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
 - Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica al Coordinador.
 - Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
 - Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas.
 - Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando.
 - Dispone de las medidas de potencia reactiva y tensión, en bornes de cada unidad de generación, en el SITR.
- ff) Curvas P-Q entregadas por el fabricante de la unidad o construidas a través de ensayos en campo, para distintos factores de potencia.
- gg) Modos de control disponibles en el regulador de tensión en parques fotovoltaicos o eólicos, esto puede ser tensión, factor de potencia y/o potencia reactiva.
- hh) Tiempo de crecimiento de la respuesta de la tensión en bornes de la unidad girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5% en la consigna de tensión, en ms.
- ii) Tiempo de establecimiento de la respuesta de la tensión en bornes de la unidad girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5% en la consigna de tensión, en ms.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

- jj) Capacidad para prestar el servicio de recuperación de servicio con la calidad de Partida Autónoma, Sí o No.
- kk) Capacidad para prestar el servicio de recuperación de servicio con la calidad de Aislamiento Rápido del sistema, Sí o No.
- ll) Tiempo de partida en caliente, entendido como el tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plena carga.
- mm) Tiempo de partida en frío, entendido como el tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plena carga.
- nn) Tiempo de autonomía de generación de energía a plena carga, tiempo medido en horas.
- oo) Cuenta con capacidad para sincronizarse al sistema bajo cualquier condición de operación, Sí o No.

Artículo 22.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de compensación reactiva que hayan materializado su Entrada en Operación, tengan equipos de compensación reactiva en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 18, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 23.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar al Coordinador, y en medio electrónico, la información técnica de sus equipos de compensación reactiva en los términos especificados a continuación:

Generales:

- a) Identificación del equipo de compensación reactiva (compensadores estáticos de reactivos, condensador sincrónico, banco de condensadores, banco de reactores, otro): Nombre, Empresa coordinada, Nombre barra de conexión al SI, tipo y características generales.
- b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- c) Puntos de conexión al SI.
- d) Tensión nominal, en kV.
- e) Tensión máxima de operación, en kV.
- f) Tensión mínima de operación, en kV.
- g) Tipo de control: continuo o discreto.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

- h) Capacidad para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.
- i) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAR.
- j) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAR.
- k) Error en estado estacionario del controlador de tensión, solo para el tipo de control continuo, valor expresado en %.
- l) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad:
 - Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.

- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
- Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica al Coordinador.
- Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas.
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando.
- Dispone de las medidas de potencia reactiva y de tensión en el SITR.

Artículo 24.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de transformación de tensión con cambiador de tap bajo carga operados en forma automática o manual, que hayan materializado su Entrada en Operación y/o tengan subestaciones de transformación en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 18, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 25.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente, deberán entregar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus equipos de transformación de tensión en los términos especificados a continuación:

Generales:

- a) Identificación de la subestación de transformación: Nombre, Empresa coordinada, tipo (2E ó 3E) y características generales.
- b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- c) Nombre barra de conexión al SI en nivel de tensión:
 - AT: Barra de conexión.
 - MT: Barra de conexión.
 - BT: Barra de conexión.
- d) Capacidad y tensión nominal en nivel de tensión:
 - AT: MVA y kV.

- MT: MVA y kV.
- BT: MVA y kV.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

- e) Forma de actuación del cambiador de tap bajo carga: automático o manual.
- f) Ubicación del o los cambiadores de tap en nivel de tensión:
 - AT: Sí o No.
 - MT: Sí o No.
 - BT: Sí o No.
- g) Paso del o los cambiadores de tap, valor en % de tensión nominal en nivel de tensión:
 - AT: %.
 - MT: %.
 - BT: %.
- h) Posición mínima y máxima del cambiador de tap en nivel de tensión:
 - AT: Min, Max
 - MT: Min, Max
 - BT: Min, Max
- i) En caso de disponer de cambiador de tap operado en forma automático, indicar el nombre de la barra de tensión controlada.
- j) Características técnicas del equipamiento de monitoreo de la tensión controlada: clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.

Artículo 26.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de vinculación tales como sincronizadores, unidades de comprobación de sincronismo (synchronism check units) o equipos de puesta en paralelo (cierre de vínculo redundante) que estén disponibles en el SI y/o tengan este tipo de equipos en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 18, deberán informar al Coordinador los antecedentes técnicos que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 27.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente, deberán entregar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus equipos de vinculación en los términos especificados a continuación.

Generales:

- a) Identificación del equipo: Nombre, empresa coordinada, paño al que pertenece, tipo y características generales.
- b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- c) Nombre barra de conexión al SI.
- d) Tensión nominal, en kV.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

- e) Capacidad de corriente de interrupción, en kA.
- f) Capacidad de corriente de sincronización o cierre, en kA.
- g) Rangos máximos del ajuste de tensión y de frecuencia en el equipo de vinculación.
- h) Valor ajustado en equipo de vinculación existente o proyectado.

Artículo 28.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten instalaciones de consumo de energía eléctrica, sean estos clientes no sometidos a regulación de precios (clientes libres) o empresas de distribución, que cuenten con Esquema de Desconexión Automático o Manual de Carga, que están interconectadas al Sistema y/o tengan instalaciones de consumos de energía eléctrica en construcción y/o que dispondrán de estos dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 18, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 29.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus consumos en los términos especificados a continuación:

Generales:

- a) Identificación del retiro de energía: Nombre, empresa coordinada, tipo de cliente (libre o regulado) y características generales.
- b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- c) Puntos de conexión al SI.
- d) Tensión nominal, en kV.
- e) Las empresas distribuidoras deben identificar e informar aquellos clientes no sometidos a regulación de precios que se conecten a nivel de distribución y que

técnicamente no puedan ser desconectados de manera independiente de clientes sujetos a regulación de precios: Nombre, localización (alimentador), MW y características generales.

- f) Variable o evento que provoca activación.

Para cuantificar recursos de control de frecuencia:

- g) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia).
- h) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia).
- i) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja frecuencia permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de frecuencia.
- j) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja frecuencia.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

- k) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión).
- l) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión).
- m) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja tensión permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de tensión.
- n) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja tensión.

Para cuantificar recursos de Desconexión Manual de Carga:

- o) Consumo promedio MW y MVAr.
- p) Consumo libre o regulado.

Párrafo 2. Antecedentes técnicos para cuantificar requerimientos

Artículo 30.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de consumo de energía eléctrica, sean estos clientes no sometidos a regulación de precios (clientes libres) o empresas de distribución, que cuenten con consumos de característica fluctuante y cíclica (con períodos del orden de varios segundos a pocos minutos) con variaciones de potencia mayores a ± 1 MW/seg, que estén disponibles en el sistema y/o tengan equipos de consumo de energía eléctrica en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 18, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 31.

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus consumos en los términos especificados a continuación:

Generales:

- a) Identificación del equipo: Nombre, empresa coordinada, tipo de consumo (libre o regulado), y características generales.
- b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- c) Puntos de conexión al SI.
- d) Tensión nominal, en kV.

Para cuantificar requerimientos de control de frecuencia y de tensión:

- e) Desviaciones máximas de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en \pm MW y \pm MVar.
- f) Desviación estándar de las desviaciones de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y potencia reactiva, en \pm MW y \pm MVar.
- g) Período medio de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en segundos.
- h) Desviación estándar del período de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva en torno al período medio, rango en segundos [Min, Max].
- i) Máxima desviación de potencia activa y reactiva en una ventana de 1 min, en \pm MW/min y \pm MVar/min.

Para cuantificar requerimientos de recuperación de servicio:

- j) Tipo de consumo: Residencial, comercial, industrial, de servicio público (hospitales, clínicas, reparticiones públicas).

Artículo 32.

Para efectos de determinar los rangos de pérdida de generación de potencia activa y el número de veces de ocurrencia anual, el Coordinador utilizará la estadística de fallas de desconexión intempestiva de unidades de generación de que disponga en los últimos cinco años.

Título 4. Comunicación entre el Coordinador y las Empresas Coordinadas

Artículo 33.

Las empresas coordinadas deberán proporcionar al Coordinador, en medio electrónico, la información técnica especificada en el Título 3 de acuerdo al formato definido en el Título 7 “Formatos de antecedentes técnicos”, ambos del presente Capítulo.

Artículo 34.

La información técnica proporcionada por las empresas coordinadas será procesada y consolidada por el Coordinador, quién deberá mantener y publicar en el sitio web una versión actualizada, al menos semestralmente, en formatos compatibles con las herramientas y aplicaciones computacionales de uso común, esto es, en archivos tipo Portable Document Format (pdf*), TEXTO (txt*), EXCEL (XLS*), BASE de DATOS u otros de características similares, de acuerdo al tipo de información que se disponga.

Título 5. Plazos Involucrados

Artículo 35.

El Coordinador deberá elaborar el IDPSSCC dentro de los primeros tres meses de cada año y enviar anualmente, así como cualquier revisión anual que le realice, a la Comisión para su aprobación y a la Superintendencia para su conocimiento.

Artículo 36.

Las empresas coordinadas, anualmente, deberán actualizar y enviar al Coordinador la información técnica especificada en el Título 3 del presente Capítulo a más tardar el 30 de septiembre de cada año.

Artículo 37.

El Coordinador deberá publicar anualmente en su página web la información técnica recopilada especificada en el Título 3 del presente Capítulo a más tardar el 30 de noviembre de cada año.

Artículo 38.

El Coordinador deberá enviar a más tardar el 1 de marzo de cada año a las empresas coordinadas una versión preliminar del IDPSSCC y ellas dispondrán hasta el 15 de marzo respectivo para extender al Coordinador sus comentarios u observaciones.

A continuación, el Coordinador deberá enviar a más tardar el 31 de marzo el IDPSSCC a la Comisión para su aprobación y a la Superintendencia para su conocimiento.

Título 6. Funciones y Obligaciones

Párrafo 1. De las funciones de operación del Coordinador

Artículo 39.

Será responsabilidad del Coordinador solicitar a las empresas coordinadas la información técnica especificada en el Título 3 del presente Capítulo.

Artículo 40.

Será responsabilidad del Coordinador llevar un sistema de información que permita la emisión de reportes sobre la información técnica recopilada.

Artículo 41.

El Coordinador podrá adoptar las medidas necesarias que permitan verificar la validez y consistencia de la información técnica que se utilice.

Párrafo 2. De las obligaciones de las empresas coordinadas

Artículo 42.

Será responsabilidad de las empresas coordinadas, que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC, proporcionar anualmente al Coordinador la información técnica especificada en el Título 3 del presente Capítulo, e informarle cualquier cambio en dicha información, antes de los 10 días hábiles inmediatamente siguientes de ocurridos.

Título 7. Formato de Antecedentes Técnicos

Artículo 43.

Las siguientes tablas indican los formatos de los antecedentes técnicos que las empresas coordinadas deberán completar. Para facilitar la incorporación de los datos requeridos se incluyen algunos ejemplos con valores referenciales. El Coordinador podrá modificar los formatos de entrega de información cuando lo estime necesario, informándolos oportunamente a las empresas coordinadas.

| Formato de antecedentes técnicos para unidades de generación o equipos | | | | | | |
|--|-------------|---------|--------------|----------------|-------------|---------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación de la unidad o equipo: Nombre, Propietario u Operador, Tipo (Hidro,Pasada,Embalse,Térmica, equipo), barra conexión a SI y características generales. | Abanico 1 | Endesa | Hidro-pasada | Abanico 1 13.8 | Comentarios | |
| b) Fecha de entrada en servicios o año proyectada en servicio, mm-aa. | mar-13 | | | | | |
| c) Puntos de conexión al SI | Abanico 154 | | | | | |
| d) Tensión nominal, en kV. | 13.8 | | | | | |
| e) Potencia aparente nominal, en MVA. | 30 | | | | | |
| f) Factor de potencia nominal, en %. | 90 | | | | | |
| g) Potencia activa máxima bruta, en MW. | 20 | | | | | |
| h) Potencia activa mínima técnica, en MW. | 0 | | | | | |
| Para cuantificar recursos de control de frecuencia: | | | | | | |
| i) Habilitación para prestar el servicio de control primario de frecuencia, SI ó No. | SI | | | | | |
| j) Habilitación para prestar el servicio de control secundario de frecuencia, SI ó No. | NO | | | | | |
| k) Para las unidades de generación de embalse, la potencia activa máxima bruta en función de la cota del embalse. | MW1 | Cota1 | MW2 | Cota2 | MW3 | Cota3 |
| l) Estatismo permanente (rango de ajuste y valor actual o proyectado), valor en %. | | | | | | |
| m) Constante de inercia (H) del conjunto máquina motriz – generador, valor en segundos expresados en referencia a la potencia activa nominal de generación (Pgn en MW). | 4 | | | | | |
| n) Gradiente de toma de carga y de reducción de carga (valor referencial) , en MW/minutos. | 3 | | | | | |
| o) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo subfrecuencia: operación relé de baja frecuencia, valor de operación en Hz. | 47 | | | | | |
| p) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo sobrefrecuencia : operación relé de sobre frecuencia, valor de operación en Hz. | 52 | | | | | |
| q) Restricciones por criterios de seguridad del sistema para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz. | 48 | | | | | |
| r) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia activa y de frecuencia: | | | | | | |
| - Para generación de potencia activa: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 0.5 | 744 | | | |
| - Para la frecuencia: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 5 | 744 | | | |
| - Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo (SI ó NO) | SI | | | | | |
| - Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO (Si ó NO) | NO | | | | | |
| - Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad (Si ó NO) | SI | | | | | |
| - Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia activa y de frecuencia o se requieren adecuaciones previas (Si ó NO) | NO | | | | | |
| - Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de velocidad y del modo de control con el cual está operando (Si ó NO) | SI | | | | | |

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

| Caracterización | Valores | | | | | |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| Para cuantificar recursos de control de tensión: | | | | | | |
| s) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, SI ó NO. | SI | | | | | |
| t) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVar. | 10 | | | | | |
| u) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVar. | 5 | | | | | |
| v) Valores similares a t) y u) , pero con factor de potencia igual a 95%. | 7 | 4 | | | | |
| w) Error en estado estacionario del controlador de tensión, valor expresado en %. | 0.2 | | | | | |
| x) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad | | | | | | |
| - Para generación de potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 0.5 | 744 | | | |
| - Para la tensión: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 5 | 744 | | | |
| - Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo, (SI ó NO) | SI | | | | | |
| - Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO, (Si ó NO) | NO | | | | | |
| - Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad, (Si ó NO) | SI | | | | | |
| - Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas, (Si ó NO) | NO | | | | | |
| - Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando, (Si ó NO) | SI | | | | | |
| - Dispone de las medidas de potencia reactiva y tensión, en bornes de cada unidad de generación, en el SITR, (Si ó NO) | SI | | | | | |
| Para cuantificar recursos de recuperación de servicio: | | | | | | |
| y) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de partida autónoma, SI ó NO. | NO | | | | | |
| z) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de aislamiento del sistema. | SI | | | | | |
| aa) Tiempo de partida en caliente, tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plena carga.. | 10 | | | | | |
| bb) Tiempo de partida en frío, tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar plena carga. | 60 | | | | | |
| cc) Tiempo de autonomía de generación de energía a plena carga, tiempo medido en horas. | 24 | | | | | |
| dd) Cuenta con capacidad para sincronizarse al sistema bajo cualquier condición de operación (Si ó NO) | NO | | | | | |

| Formato de antecedentes técnicos equipos de compensación reactiva | | | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación del equipos de compensación reactiva (compensadores estáticos de reactivos, condensador sincrónico, banco de condensadores, banco de reactores, otro): Nombre, Propietario u Operador, Tipo, Nombre barra conexión al SI y características generales. | CER P.Azu | Transelect | CER | P.AZ 13.2 | comentarios | |
| b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mm-aa. | feb-14 | | | | | |
| c) Puntos de conexión al SI. | P.AZ 220 | | | | | |
| d) Tensión nominal, en kV. | 13.2 | | | | | |
| e) Tensión máxima de operación, en kV. | 14.124 | | | | | |
| f) Tensión mínima de operación, en kV. | 9.24 | | | | | |
| g) Tipo de control: continuo o discreto. | Continuo | | | | | |
| Para cuantificar recursos de control de tensión: | | | | | | |
| h) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, SI ó NO. | SI | | | | | |
| i) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVA. | 10 | | | | | |
| j) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVA. | 6 | | | | | |
| k) Error en estado estacionario del controlador de tensión, solo para el tipo de control continuo, valor expresado en %. | 0.1 | | | | | |
| l) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponible para el monitoreo y registro de potencia reactiva y tensión de control: | | | | | | |
| - Para la potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo, en muestras por unidad segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 2 | 744 | | | |
| - Para la tensión controlada: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por unidad segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 2 | 744 | | | |
| - Indicar además si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo, (Si ó NO). | SI | | | | | |
| - Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO, (Si ó NO). | NO | | | | | |
| - Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad, (Si ó NO). | NO | | | | | |
| - Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas, (Si ó NO). | NO | | | | | |
| - Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando, (Si ó NO) | NO | | | | | |
| - Dispone del envío de la potencia reactiva y de tensión de control a través del SITR, (Si ó NO). | SI | | | | | |

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

| Formato de antecedentes técnicos equipos transformación | | | | | | |
|---|--------------|---------|---------|-------------|---------|---------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación de la subestación de transformación: Nombre, Propietario u Operador, Tipo (2E ó 3E), localización y características generales. | | | 3E | Comentarios | | |
| b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, en mm-aa. | Sep-80 | | | | | |
| c) Nombre barra e conexión al SI en nivel de tensión: | | | | | | |
| - AT: Barra de conexión. | A.Jahuel 500 | | | | | |
| - MT: Barra de conexión. | A.Jahuel 220 | | | | | |
| - BT: Barra de conexión. | A.Jahuel 66 | | | | | |
| d) Capacidad y tensión nominal en nivel de tensión: | | | | | | |
| - AT: MVA y kV. | 750 | 525 | | | | |
| - MT: MVA y kV. | 750 | 230 | | | | |
| - BT: MVA y kV. | 150 | 69 | | | | |
| Para cuantificar recursos de control de tensión: | | | | | | |
| e) Forma de actuación del cambiador de tap bajo carga: automático o manual. | Manual | | | | | |
| f) Ubicación del o los cambiadores de tap en nivel de tensión: | | | | | | |
| - AT: SI ó NO. | SI | | | | | |
| - MT: SI ó NO. | NO | | | | | |
| - BT: SI ó NO. | NO | | | | | |
| g) Paso del o los cambiadores de tap, valor en % de tensión nominal en nivel de tensión: | | | | | | |
| - AT: %. | 1.25 | | | | | |
| - MT: %. | 0 | | | | | |
| - BT: %. | 0 | | | | | |
| h) Posición mínima y máxima del cambiador de tap en nivel de tensión: | | | | | | |
| - AT: Min, Max | 1 | 17 | | | | |
| - MT: Min, Max | 0 | 0 | | | | |
| - BT: Min, Max | 0 | 0 | | | | |
| i) En el caso de disponer de cambiador de tap operado en forma automático, indicar el nombre de la barra de identificar barra de tensión controlada. | A.Jahuel 220 | | | | | |
| j) Características técnicas del equipamiento de monitoreo de la tensión controlada: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas. | xx | 5 | 744 | | | |

| Formato de antecedentes técnicos equipos de vinculación | | | | | | |
|---|------------|---------|-------------------|-------------|---------|---------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario u Operador, Tipo y características generales. | | | En enlace o línea | comentarios | | |
| b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, mm-aa | Ago-80 | | | | | |
| c) Puntos de conexión al SI. | Itahue 154 | | | | | |
| d) Tensión nominal, en kV. | 154 | | | | | |
| Para cuantificar recursos de recuperación de servicio: | | | | | | |
| e) Capacidad de corriente de interrupción, en kA. | 20 | | | | | |
| f) Capacidad de corriente de sincronización, en kA. | 10 | | | | | |
| g) Rangos máximos de variaciones de tensión y de frecuencia para sincronizar | Vmin | Vmax | Fmin | Fmax | | |

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

| Formato de antecedentes técnicos equipos de consumos para recursos de SSCC | | | | | | |
|--|---------------|----------------|-------------|------------------------------------|-------------|-------------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación del retiro de energía: Nombre, Propietario u Operador, tipo de cliente (libre o regulado) y características generales. | Huachipato | Libre | Talcahuano | Siderurgica | | |
| b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, en mm-aa. | ene-50 | | | | | |
| c) Puntos de conexión al SI. | S.Vicente 154 | | | | | |
| d) Tensión nominal, en kV. | 154 | | | | | |
| e) Las empresas distribuidoras deben identificar e informar aquellos clientes no sometidos a regulación de precios que se conecten a nivel de distribución y que técnicamente no puedan ser desconectados de manera independiente de clientes sujetos a regulación de precios: Nombre, localización, MW y características generales. | Sprole | Alimentador xx | 4 | Procesamiento de productos lácteos | | |
| Para cuantificar recursos de control de frecuencia: | | | | | | |
| f) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga para demanda máxima y para demanda mínima por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia). | % x Tasa1 | % x Umbral1 | % x Tasa2 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 |
| g) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia). | % x Tasa1 | % x Umbral1 | % x Tasa2 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 |
| h) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja frecuencia permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de frecuencia. | % x Umbral1 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 | | |
| i) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja frecuencia. | | | | | | |
| Para cuantificar recursos de control de tensión: | | | | | | |
| j) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión). | % x Tasa1 | % x Umbral1 | % x Tasa2 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 |
| k) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión). | % x Tasa1 | % x Umbral1 | % x Tasa2 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 |
| l) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja tensión permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de tensión. | % x Umbral1 | % x Umbral2 | % x Umbral3 | % x Umbral4 | | |
| m) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja tensión. | | | | | | |

| Formato de antecedentes técnicos equipos de consumos para requerimientos de SSCC | | | | | | |
|---|---------------|---------|---------|-------------|---------|---------|
| Caracterización | Valores | | | | | |
| | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 | Valor 4 | Valor 5 | Valor 6 |
| a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario, Tipo de consumo (libre o regulado) y características generales. | Huachipato | CAP | Libre | Siderurgica | | |
| b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, en mm-aa. | ene-15 | | | | | |
| c) Puntos de conexión al SI. | S.Vicente 154 | | | | | |
| d) Tensión nominal, en kV. | 154 | | | | | |
| Para cuantificar requerimientos de control de frecuencia y de tensión: | | | | | | |
| e) Desviaciones máxima de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia, en \pm MW y \pm MVar. | 70 | 10 | | | | |
| f) Desviación estándar de las desviaciones de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia, en \pm MW y \pm MVar. | 40 | 5 | | | | |
| g) Período medio de las fluctuaciones de potencia activa y e potencia reactiva, en segundos. | 30 | | | | | |
| h) Desviación estándar de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva en torno al período medio, rango en segundos [Min,Max]. | 20 | 40 | | | | |
| Para cuantificar requerimientos de recuperación de servicio: | | | | | | |
| i) Prioridad de abastecimiento del consumo: Residencial, comercial, industrial, residencial-comercial, de servicio público (hospitales, clínicas, reparticiones públicas), estratégicas de seguridad nacional | Comercial | | | | | |

Capítulo 3. DECLARACIÓN DE COSTOS DE EQUIPOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Título 1. Objetivos y alcances

Artículo 44.

El objetivo del presente Capítulo, es regular los siguientes aspectos relacionados a la declaración de costos de instalaciones y equipos para la prestación de servicios complementarios, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 39 del Reglamento de SSCC:

- a) Las comunicaciones formales entre el Coordinador y las empresas coordinadas.
- b) Los mecanismos y plazos involucrados.
- c) Los criterios a seguir por las empresas coordinadas para el cálculo de los costos que declaren y las fórmulas para los costos que sean consistentes con los mecanismos de remuneración establecidos en la presente NT.
- d) El formato único de información que deberán utilizar las empresas coordinadas para declarar y justificar sus costos.
- e) El procedimiento y plazo para que el Coordinador revise los costos declarados por las empresas coordinadas.
- f) El procedimiento y plazo para verificar los costos declarados por las empresas coordinadas, a solicitud de una empresa coordinada o de oficio.

Título 2. Costos CSC a informar por los coordinados

Artículo 45.

Las empresas coordinadas deberán informar y actualizar al Coordinador los CSC de sus instalaciones o equipos, conforme a los términos y condiciones que se establecen en la presente NT.

Artículo 46.

En el caso en que la implementación y/o prestación de un SC sea realizada mediante licitaciones, las empresas coordinadas podrán declarar este costo, el cual podrá ser utilizado como antecedente por el Coordinador para efectos de la elaboración o actualización del Estudio de Costos.

Artículo 47.

Los CSC a informar y actualizar comprenden las siguientes componentes:

- 1) Costo de inversión (Componente I), expresado en USD, de la instalación y/o habilitación, instruida por el Coordinador:
 - a) Los equipos necesarios para participar en el control de frecuencia primaria (CPF) y/o secundaria (CSF), según sea el caso (Subcomponente ICPF o ICSF respectivamente)
 - b) Los equipos necesarios para participar en el CT (Subcomponente ICT)
 - c) Los equipos destinados exclusivamente a apoyar PRS (Subcomponente IPRS)
- 2) Costo anual adicional, expresado en USD/año, por el mantenimiento (Componente M) de:
 - a) Los equipos necesarios para participar en el CPF y/o CSF, según sea el caso (Subcomponente MCPF o MCSF respectivamente)
 - b) Los equipos necesarios para participar en el CT (Subcomponente MCT)
 - c) Los equipos destinados exclusivamente a apoyar PRS (Subcomponente MPRS)
- 3) Costo de Operación (Componente O), expresado en USD/evento, de equipos destinados a apoyar exclusivamente el PRS.
- 4) Costo del Combustible Adicional (Componente CA), expresado en USD/MWh, en que una empresa coordinada incurra cuando participe en el CPF o CSF, o que se derive de la operación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, o que preste un SC con un costo variable superior al costo marginal, por instrucción del Coordinador.

Adicionalmente, para las Componentes M se informará el porcentaje de la misma que corresponde a costos fijos (%MF), entendiendo por tales aquellos costos que son independientes de la operación de las instalaciones o equipos que prestan SSCC.

Artículo 48.

Para efectos de la aplicación de la presente NT, se considera que:

- 1) Los costos de inversión y/o habilitación (CINV) incluyen los costos de estudios y evaluación de los recursos requeridos específicamente por el Coordinador, y que motiven su instalación a la empresa coordinada prestadora. En estos costos se excluyen los siguientes términos:
 - a) Los necesarios para el cumplimiento de las obligaciones constructivas individuales de cada instalación; y,
 - b) Aquellos cuya instalación ha sido decidida por la empresa coordinada propietaria o titular.
- 2) El costo anual adicional por el mantenimiento (Componente M) corresponde a los costos de los mantenimientos requeridos exclusivamente para la prestación de los SSCC.

Artículo 49.

Las empresas coordinadas deberán actualizar las Componentes I, M, CA y O de los CSC de sus instalaciones o equipos que presten SSCC una vez por año calendario. En el caso particular de la componente de Mantenimiento, ésta debe ser consistente con la declaración del mantenimiento de la definición del CVNC, de forma de asegurar que el pago esté en un único concepto.

Artículo 50.

La empresa coordinada que incorpore equipos para provisión de SSCC deberá informar las Componentes I, M, CA y O de sus respectivos CSC al Coordinador, en forma previa al inicio de la operación de los mismos, debiendo para ello cumplir con las exigencias de la presente NT.

Artículo 51.

En los casos indicados en el Artículo 47 y Artículo 48 precedentes, las empresas coordinadas que informen o actualicen alguna de las componentes I, M, CA u O de los CSC de sus instalaciones o equipos eléctricos, deberán adjuntar un IDCSC en la forma y contenidos que se establecen en la presente NT.

Artículo 52.

Las empresas coordinadas tendrán un plazo de 45 días, contados desde la aprobación por parte de la Comisión del IDPSSCC, para informar o actualizar al Coordinador los CSC de sus instalaciones o equipos.

Título 3. Informe de declaración de CSC**Párrafo 1. Condiciones generales****Artículo 53.**

La información de las componentes de CSC se realizará a través de la presentación al Coordinador de un IDCSC que contendrá todos los valores de la siguiente matriz con sus respectivas fórmulas de indexación cuando corresponda:

| CSC Informados | | I (inversión y/o habilitación) | M (mantenimiento adicional) | %MF (porción fija de M) | CA (combustible adicional) | O (operación) |
|--|-----|-----------------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------|
| | | USD | USD/año | % | USD/MWh | USD/Evento |
| 1 Control de Frecuencia | CPF | ICPF | MCPF | %MFCPF = 0% | CACPF | |
| | CSF | ICSF | MCSF | %MFCSF = 0% | CACSF | |
| 2 Control de Tensión | CT | ICT | MCT | %MFCT | | |
| 3 Planes de Recuperación del Servicio | PRS | IPRS | MPRS | | | OPRS |

En la cual:

- 1) ICPF = CINV asociado a equipamiento para CPF.
- 2) ICSF = CINV asociado a equipamiento para CSF.
- 3) ICT = CINV asociado a equipamiento para CT.
- 4) IPRS = CINV asociado a equipamiento para Planes de Recuperación de Servicio.
- 5) MCPF = CAM asociado a equipamiento para CPF.
- 6) MCSF = CAM asociado a equipamiento para CSF.
- 7) MCT = CAM asociado a equipamiento para CT.
- 8) MPRS = CAM asociado a equipamiento para Planes de Recuperación de Servicio.
- 9) CACPF= Costo de Combustible Adicional asociado a la prestación de CPF.
- 10) CACSF= Costo de Combustible Adicional asociado a la prestación de CSF.
- 11) OPRS = Costo de operación del equipamiento para Planes de Recuperación de Servicio.

- 12) %MFCPF = Porción fija del CAM asociado a equipamiento para CPF, expresada como porcentaje del mismo. Se asume por defecto que es igual a 0%.
- 13) %MFCSF = Porción fija del CAM asociado a equipamiento para CSF, expresada como porcentaje del mismo. Se asume por defecto que es igual a 0%.
- 14) %MFCT = Porción fija del CAM asociado a equipamiento para CT, expresada como porcentaje del mismo.

Artículo 54.

El cálculo que sustenta el IDCSC deberá diferenciar los costos de los mantenimientos fijos atribuibles exclusivamente a la prestación de los SSCC, especificando los criterios adoptados y las simulaciones que sustentan las estimaciones de uso de dichos recursos, de acuerdo a los términos indicados en el Párrafo 3 del presente Título.

Artículo 55.

En caso que las instalaciones que prestan SSCC estén asociadas a una unidad generadora, se informará una matriz para cada unidad generadora que corresponda a la empresa coordinada en los términos fijados en el Artículo 53 de la presente NT. De tratarse de instalaciones diferentes a las unidades generadoras, la empresa coordinada informará una matriz para cada instalación o equipo eléctrico que presta los SSCC.

Artículo 56.

Los valores de la matriz indicada en el Artículo 53 se expresarán en dólares estadounidenses (USD).

A estos efectos, aquellos ítems de costos cuya información de respaldo se encuentre originalmente expresada en pesos chilenos (CLP) se convertirán a USD empleando el tipo de cambio correspondiente al dólar observado al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de presentación del IDCSC y publicado por el Banco Central de Chile.

Artículo 57.

El IDCSC contendrá una justificación de cada una de las componentes de la matriz indicada en el Artículo 53 realizada sobre la base de la información de los rubros específicos de costos empleados para su determinación que se establecen bajo el presente Capítulo en los artículos siguientes.

Párrafo 2. CSC por inversión y/o habilitación**Artículo 58.**

Las componentes ICPF e ICSF se determinarán considerando el Costo de Inversión para que la instalación o equipo eléctrico preste los servicios de CPF y CSF, respectivamente, y que sean adicionales a los requerimientos mínimos establecidos al respecto en la NTSyCS. A continuación se presenta un listado referencial de las inversiones que a lo menos podrían requerirse para el CPF y CSF:

- 1) Reemplazo, reparación o adecuación de reguladores de velocidad.
- 2) Reemplazos o reparaciones del sistema de control general de caldera (combustible, aire, tiro inducido, agua de alimentación, atemperadores).
- 3) Instalaciones de mando: válvulas de control de vapor, combustible, agua de alimentación, bombas de agua.
- 4) Equipos de supervisión de quemadores de máquinas.
- 5) Equipos de supervisión de turbina (control de vibraciones, expansión diferencial, expansión absoluta, posición de eje en cojinete de empuje, excentricidad).
- 6) Para máquinas de carbón: controles de molinos (de temperatura, de caudal de aire primario, confiabilidad del alimentador de carbón).
- 7) En ciclos combinados, equipo de control de turbina. Capacidad de regulación por parte de la turbina de vapor.
- 8) Motogeneradores: requerimientos de adaptación de estatismo.
- 9) Instalación de un control conjunto automatizado de varios generadores para el CSF o de AGC locales.

- 10) Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición que permitan verificar la presencia en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del CPF y/o CSF.
- 11) Equipos o componentes de compensación de energía activa.
- 12) Costos de habilitación del equipamiento, incluyendo los costos de estudios y evaluación necesarios a ese efecto.

Artículo 59.

La componente ICT se determinará por la adición de los rubros específicos asociados a los CINV requeridos para que la instalación o equipo preste los servicios de CT requeridos por el Coordinador de acuerdo a lo definido en el IDPSSCC y que sean adicionales a los requerimientos mínimos establecidos al respecto en la NTSyCS. A continuación, se presenta un listado referencial de las inversiones que podrían requerirse para el CT:

- 1) Reemplazo o reparación de la excitación y controles de regulación de tensión de generador y/o auxiliares para la regulación automática.
- 2) Reemplazo de reguladores antiguos por controles digitales microprocesados.
- 3) Reemplazo de excitatriz rotativa por regulador electrónico estático.
- 4) Reparación de reguladores bajo carga de transformadores.
- 5) Instalación de telemando de taps.
- 6) Otros equipos o componentes de compensación de potencia reactiva.
- 7) Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición que permitan verificar la presencia en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del CT.
- 8) Costos de habilitación del equipamiento, incluyendo los costos de estudios y evaluación necesarios a ese efecto.

Artículo 60.

La componente IPRS se determinará por la adición de los siguientes rubros de costos CINV:

- 1) Costos asociados al equipamiento, ingeniería, montaje, puesta en servicio y/o habilitación, costos de administración del proyecto u otros debidamente justificados requeridos para prestar el servicio de Partida Autónoma.
- 2) Costos asociados al equipamiento, ingeniería, montaje, puesta en servicio y/o habilitación, costos de administración del proyecto u otros debidamente justificados requeridos para prestar el servicio de Aislamiento Rápido.
- 3) Costos de habilitación del equipamiento, incluyendo los costos de estudios y evaluación necesarios a ese efecto.

A continuación se presenta un listado referencial de las inversiones que pueden requerirse para los sistemas asociados al PRS:

- 1) Instalación de generadores de Partida Autónoma (motogeneradores o turbinas de gas).
- 2) Adaptación de instalaciones complementarias para asegurar el éxito de una Partida Autónoma.
- 3) Instalación de automatismos para forzar el Aislamiento Rápido.
- 4) Modificación de sistemas de comunicaciones con el fin de asegurar su disponibilidad en un proceso de PRS.
- 5) Instalación de sistemas de comunicación con otros CC por instrucción del PRS.
- 6) Modificaciones de sistemas de alimentación de servicios auxiliares para asegurar la capacidad de maniobra en el caso de un apagón, instalación de grupos electrógenos, UPS, etc.
- 7) Instalaciones de transmisión y equipos de vinculación, toda vez que los mismos no estén remunerados como parte de la actividad de transmisión.
- 8) Inversiones requeridas para la instalación de equipos de medición que permitan verificar la presencia en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del PRS.

Artículo 61.

En todos los rubros de las componentes descritas en la presente NT, se incluirán inversiones que podrían resultar necesarias para la verificación de la operación de uno o más SSCC:

- 1) Habilidadación de instalaciones y/o auditorías técnicas y pruebas de operatividad.

- 2) Inversiones requeridas para la instalación de equipos que permitan verificar la presencia en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del SC.
- 3) Requerimientos de instalación de equipamiento de respaldo para la verificación de la operación de los SSCC en el caso de indisponibilidades del SITR. El Coordinador puede detectar la necesidad de la instalación de sistemas de almacenamiento y registro local de la información por parte de los coordinados para el caso de indisponibilidades del SITR.

Párrafo 3. CSC por mantenimiento

Artículo 62.

Las componentes MCPF y MCSF se determinarán considerando los siguientes rubros de costos que deberán ser declarados y justificados independientemente de la metodología de cálculo:

- 1) Identificar las instalaciones asociadas con CPF y CSF:
 - a) Mantenimientos de equipos de compensación de energía activa.
 - b) Mantenimientos adicionales a equipos de tele medición,
 - c) Mantenimientos adicionales a equipos de control,
 - d) Mantenimientos adicionales al regulador de velocidad,
 - e) Mantenimientos adicionales a los controles de la turbina,
 - f) Mantenimientos adicionales a los equipos citados en el Artículo 58 de esta NT relacionados con la prestación del SC.
 - g) Otros mantenimientos adicionales que sean debidamente justificados en el IDCSC.
- 2) Asignar la proporción del costo de mantenimiento adicional que sea fija, entendiendo por fijos a aquellos costos que sean independientes de la energía inyectada por la unidad generadora o equipos de compensación de energía activa, a la que están asociadas las instalaciones que realizan CPF y/o CSF.
- 3) Se considerará por defecto que los valores %MFCPF y %MFCSF son iguales a 0%, excepto que la empresa coordinada justifique en el IDCSC un valor distinto para alguno de ellos.

Artículo 63.

La componente MCT se determinará por la adición de los siguientes rubros de costos adicionales asignables al CT por participar de la prestación de SSCC y que deberán ser declarados y justificados independientemente:

- 1) Costos de mantenimiento y reparación adicionales del estator de los generadores.
- 2) Costos de mantenimiento y reparación adicionales del rotor del generador.
- 3) Costos adicionales asociados a los sistemas de excitación.
- 4) Costos adicionales asociados a transformadores.
- 5) Costos adicionales asociados al mantenimiento de los equipos indicados en el Artículo 59 de esta NT.
- 6) Otros mantenimientos adicionales que sean debidamente justificados en el IDCSC.
- 7) Costos asociados a otros equipos o componentes de compensación de potencia reactiva.

Artículo 64.

La componente MPRS se determinará por la adición de los siguientes rubros de costos:

- 1) Los costos de mantenimiento de las instalaciones asociadas a la Partida Autónoma.
- 2) Los costos de mantenimiento de las instalaciones asociadas al Aislamiento Rápido.
- 3) Los costos asociados al mantenimiento de los equipos citados en el Artículo 60.
- 4) Los costos asociados a las pruebas de los equipos de Partida Autónoma y Aislamiento Rápido necesarias para verificar su disponibilidad en el PRS.
- 5) Otros mantenimientos que sean debidamente justificados en el IDCSC.
- 6) Costos asociados a instalaciones de transmisión y equipos de vinculación, toda vez que los mismos no estén remunerados como parte de la actividad de transmisión.

Párrafo 4. CSC de operación**Artículo 65.**

Los costos asociados a la Componente O de la operación de una unidad generadora destinada exclusivamente a apoyar los PRS, en Componente OPRS, y se determinará por la adición de los siguientes términos:

- 1) Partida Autónoma: costos de operación por Partida Autónoma, considerando los costos de arranque del generador y el combustible del equipamiento para la Partida Autónoma en caso de haberse recurrido a su operación frente a un colapso parcial o total del SI.
- 2) Aislamiento Rápido: costos de operación del arranque rápido considerando el combustible utilizado en caso de haberse recurrido a su operación frente a un colapso parcial o total del SI.

Párrafo 5. CSC de combustible adicional**Artículo 66.**

Los coordinados que incurran en costos por uso de combustible adicional, Componente CA, debido a la prestación de SSCC asociados al CPF y/o CSF, al plan de recuperación de servicio u operación a costo variable superior al costo marginal por prestación de un SC, podrán declarar el costo de combustible adicional, expresado en USD/MWh, utilizados por sus unidades generadoras o equipos.

Para estos efectos, la empresa coordinada deberá realizar pruebas a su unidad con el objetivo de determinar el consumo de combustible adicional en que incurre su unidad por pasar de un punto de operación a otro, para distintos niveles de generación. Los niveles de generación entre los cuales realizará dicha medición, deberán corresponder al rango de potencia comprendido entre el mínimo técnico de operación y la potencia bruta máxima de la unidad, de modo de determinar los costos adicionales de combustible en que incurren.

Párrafo 6. Información adicional

Artículo 67.

El IDCSC contendrá asimismo a lo menos los siguientes parámetros de las instalaciones o equipos eléctricos:

- 1) Margen de Reserva Efectivo de frecuencia definido en el Artículo 21 del Reglamento de SSCC, expresado en MW, y calculado como el promedio ponderado por la cantidad de días de cada mes del Margen de Reserva Efectivo mensual registrado en los doce meses previos a la presentación del IDCSC. Para instalaciones o equipos eléctricos nuevos o que aún no dispongan como mínimo de doce meses de registros de operación, el Coordinador estimará el Margen de Reserva Efectivo como el producto de la potencia máxima de la instalación o equipo eléctrico multiplicada por el cociente entre la Reserva en Giro Total promedio de los últimos doce meses completos anteriores a la fecha de presentación del IDCSC, y la suma de las inyecciones totales promedio en el mismo período y la Reserva en Giro Total mencionada.
- 2) Carga de reactivo (Q) expresada en MVar, y de potencia activa media (P) expresada en MW en los momentos en que la instalación o equipo eléctrico estuvo despachado en el último año. Para instalaciones o equipos eléctricos nuevos o que aún no dispongan como mínimo de doce meses de registros de operación, el Coordinador estimará P como la potencia media despachada de la instalación o equipo eléctrico en el último Programa de Operación para 12 meses publicado para hidrología media, y Q en función de P y un factor de potencia de referencia equivalente al valor de diseño de la instalación o equipo eléctrico.
- 3) Vida útil de cada instalación o equipamiento para el cual se informan costos de inversión.
- 4) Costos Fijos Totales anuales asociados a la instalación o equipamiento respectivo, expresados en USD/año, incluyendo costo anual de reposición de todos los activos que conforman la instalación o equipamiento según corresponda. En el caso de costos fijos incurridos, la información deberá ser verificable y relacionada con la información contable. Para valorizar, la empresa coordinada describirá en el IDCSC la metodología empleada para asignar a cada instalación o equipamiento costos fijos comunes a instalaciones compuestas o más de una unidad generadora. En el caso del costo anual de reposición, la empresa coordinada deberá respaldar los mismos con información del mercado.
- 5) Antecedentes y argumentos que justifiquen y garanticen que los costos incluidos en el IDCSC, declarados conforme a lo establecido en la presente NT, corresponden a costos asociados exclusivamente a los SSCC. En particular, para el caso de unidades

generadoras, se deberá demostrar que dichos costos no se encuentran incluidos en los Costos Variables no Combustibles informados al Coordinador. Asimismo, no se podrán incluir costos que estén siendo remunerados por el pago de tarifas de otros servicios, u otros mecanismos de remuneración.

Artículo 68.

El IDCSC contendrá la información de los Costos Fijos Totales anuales asociados a la instalación o equipo eléctrico, expresados en USD/año, incluyendo costo anual de reposición de todos los activos que conforman la instalación o equipo eléctrico. En el caso de costos fijos incurridos, la información deberá ser verificable y relacionada con la información contable. Para valorizar, la empresa coordinada describirá en el IDCSC la metodología empleada para asignar a cada instalación o equipo eléctrico costos fijos comunes a más de una instalación o equipo eléctrico. En el caso del costo de reposición, la empresa coordinada deberá respaldar los mismos con información del mercado.

Título 4. Observaciones y aceptación a los CSC informados

Artículo 69.

Las observaciones a que se refiere el presente Título se relacionan estrictamente al cumplimiento, por parte de las empresas coordinadas, propietarias o titulares de instalaciones o equipos que prestan el SC, de las formalidades establecidas a efectos de la información de CSC en la presente NT, en particular de las condiciones exigidas para la elaboración del IDCSC.

Artículo 70.

A contar de la fecha en que el Coordinador publique la información referida a los informes de declaración de costos de las empresas coordinadas responsables de las instalaciones o equipos que prestan los SSCC, tanto el Coordinador como cualquiera empresa coordinada tendrán un plazo máximo de 15 días para hacer observaciones fundadas a dichos informes de declaración de costos.

Artículo 71.

Una vez finalizado el plazo indicado en el artículo precedente, y de existir observaciones al informe mencionado, la empresa coordinada propietaria o titular de la instalación o equipo que presta el SC tendrá un plazo de 10 días para entregar al Coordinador las respuestas fundadas a las observaciones recibidas.

Artículo 72.

En el plazo de 10 días contados desde la fecha en que la empresa coordinada propietaria o titular de la instalación o equipo que presta el SC dé respuesta a las observaciones al IDCSC, el Coordinador comunicará su conformidad o no con la información entregada. En el caso que los valores de los componentes no sean aceptados, el Coordinador podrá efectuar consultas u observaciones adicionales a la información entregada por la empresa coordinada, dentro de la misma comunicación, las que deberán ser respondidas por ésta en un plazo máximo de 3 días.

Artículo 73.

Las respuestas a las observaciones adicionales serán analizadas por el Coordinador en un plazo de 3 días a contar de la entrega de las respuestas por parte de la empresa coordinada propietaria o titular de la instalación o equipo que presta el SC, luego de lo cual el Coordinador aceptará o no el valor de las componentes de la matriz de CSC informados.

Artículo 74.

Para aquellos componentes de la matriz de CSC informada no aceptados se mantendrá el valor vigente de los mismos a la fecha de inicio del proceso de información o actualización o en su defecto el valor informado para instalaciones o equipos de características similares en tecnología y rango de potencia que operen interconectadas al SI.

Artículo 75.

En caso de que al menos uno de los componentes de la matriz de CSC informada no sea aceptado, el Coordinador podrá decidir la realización de la Auditoría Extraordinaria de Oficio de los mismos, prevista en el párrafo tercero del Artículo 15 del Reglamento de SSCC.

Título 5. Auditorías**Artículo 76.**

El Coordinador realizará las siguientes Auditorías de CSC informados:

- 1) Auditoría Regular, cada 2 años y financiada por el Coordinador en cumplimiento del párrafo segundo del Artículo 15 del Reglamento SSCC.
- 2) Auditoría Extraordinaria de Oficio, motivada en las situaciones previstas en el Artículo 75 de la presente NT y financiadas por el Coordinador.
- 3) Auditoría Extraordinaria a Petición de una empresa coordinada, prevista en el párrafo tercero del Artículo 15 del Reglamento SSCC y financiadas por el solicitante.
- 4) Auditoría Extraordinaria requerida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, financiada por el Coordinador, según lo dispuesto en el párrafo tercero del Artículo 15 del Reglamento SSCC.

Artículo 77.

Las Auditorías previstas en los incisos 1), 2) y 3) del Artículo 76 de la presente NT se registrarán por las condiciones generales establecidas en el presente Título.

Adicionalmente, toda empresa coordinada podrá requerir, a su costo, una Auditoría de los CSC informados por un coordinado, siempre y cuando los valores objeto de la solicitud no estén siendo auditados o no hayan sido auditados en el mismo proceso de actualización.

Artículo 78.

La Auditoría prevista en el inciso 1) del Artículo 76 de la presente NT comprenderá la totalidad de las componentes de la matriz de CSC informada.

Artículo 79.

La Auditoría prevista en el inciso 2) del Artículo 76 de la presente NT comprenderá las componentes de la matriz de CSC informada que no hayan sido aceptadas en los términos del Artículo 75 de la presente NT.

Artículo 80.

La Auditoría prevista en el inciso 3) del Artículo 76 de la presente NT comprenderá aquellas componentes de la matriz de CSC informada que sean objeto de la petición del coordinado.

Artículo 81.

Para la realización de Auditorías de CSC informados, se deberán cumplir las siguientes condiciones generales:

1) La Auditoría deberá:

- a) Determinar si la información presentada por la empresa coordinada se ajusta a estándares nacionales o internacionales y a la instalación o equipo eléctrico analizado.
- b) Determinar si los precios de los repuestos, insumos y mano de obra son valores representativos del mercado nacional y en la ubicación geográfica de la instalación o equipo eléctrico. Para estos efectos, las empresas coordinadas podrán respaldar su información con facturas u órdenes de compra.
- c) Modificar o reemplazar los datos que a juicio del Auditor no cumplan los requisitos indicados en la presente NT. De ser necesario se podrán estimar los datos faltantes sobre la base del levantamiento realizado, los estándares nacionales o internacionales y los precios de mercado representativos.

- d) El Auditor deberá aplicar la presente NT y mostrar los resultados y formatos indicados en el mismo.
-
- 2) Para cada convocatoria a la realización de una Auditoría de CSC el Coordinador publicará los Términos de Referencia para la ejecución de la misma, los cuales se ajustarán a los aspectos considerados en el Anexo Técnico “Desarrollo de Auditorías Técnicas”.

Capítulo 4. INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Título 1. Objetivos y Alcances

Artículo 82.

El objetivo del presente capítulo, es establecer los mecanismos técnicos a los cuales se sujetarán las instrucciones de operación de los SSCC, que deberá emitir el Coordinador, para activar y/o desactivar la operación de dichos servicios, en cumplimiento con lo dispuesto en los Artículos 36, 37 y 40 del Reglamento de SSCC.

Artículo 83.

El alcance del presente capítulo incluye las siguientes materias en relación con las instrucciones de operación de los SSCC:

- a) Las definiciones generales.
- b) Establecer los procedimientos de comunicación para instruir la operación de SSCC de activación manual, sea esto en la programación de la operación, como en la operación en tiempo real.
- c) Establecer los procedimientos de comunicación para instruir la programación de los SSCC de operación automática y sus plazos.
- d) Diferenciar el tratamiento de las instrucciones de operación de SSCC de activación manual y automáticas.
- e) Establecer el manejo de la información a efectos de la activación y/o desactivación de la operación de los SSCC.
- f) Establecer las responsabilidades entre los agentes que participan en la emisión y recepción de las instrucciones de operación de los SSCC.
- g) Los criterios que el Coordinador utilizará para registrar las instrucciones de operación para efectos de remunerar dichos SSCC.

Título 2. Generalidades

Artículo 84.

Se entenderá por instrucción de operación de los SSCC a toda instrucción emanada por el Coordinador, destinada a activar y/o desactivar la operación de los SSCC, con el propósito de obtener una operación segura, confiable y económica del SI, de acuerdo a los estándares establecidos en NTSyCS.

Artículo 85.

Las instrucciones de operación de los SSCC establecidas en esta Norma, aplicarán sobre los SSCC previamente definidos en el IDPSSCC vigente al momento de emisión de la instrucción de operación y que hayan sido habilitados de acuerdo al Anexo Técnico de la NTdeSyCS “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

Artículo 86.

Las instrucciones de operación de los SSCC establecidas en esta Norma, serán obligatorias para las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC.

Artículo 87.

Las instrucciones de operación de los SSCC relacionadas con el CPF y CSF deberán instruirse conforme al IDPSSCC o al Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva definido por la NTSyCS vigente al momento de emisión de la instrucción de operación.

Artículo 88.

Las instrucciones de operación de los SSCC relacionadas con el CT deberán instruirse conforme a los requerimientos exigidos en la NTSyCS para cada uno de los estados en que se encuentre operando el SI.

Artículo 89.

Las instrucciones de operación de los SSCC relacionadas con los PRS deberán instruirse conforme a los requerimientos exigidos en la NTSyCS y al Estudio de PRS vigente al momento de emisión de la instrucción de operación.

Artículo 90.

Para efectos del presente procedimiento, se distinguen 2 tipos de instrucciones de operación de los SSCC:

- 1) las instrucciones de operación de despacho (IODSSCC) emitidas en tiempo real por el Coordinador; y,
- 2) las instrucciones de operación programadas (IOPSSCC) emitidas por el Coordinador en la programación de la operación.

Artículo 91.

Se entenderá por IODSSCC a toda instrucción en tiempo real, emitida por el Coordinador a los CC, destinada a activar y/o desactivar la operación de los SSCC. La IODSSCC será emitida por el Coordinador en forma directa a un CC o por intermedio de un CC a una empresa coordinada en caso de delegación.

Artículo 92.

Se entenderá por IOPSSCC a toda instrucción emitida por el Coordinador en la programación de la operación, destinada a la activación y/o desactivación programada de los SSCC, identificando e individualizando los equipos que prestan los SSCC, ya sea en el programa semanal, programa diario o en el programa de perfil de tensiones y gestión de potencia reactiva, que servirán como referencia para que el Coordinador emita una IODSSCC.

Artículo 93.

Tanto en la programación de la operación como en el despacho en tiempo real, el Coordinador podrá solicitar cambios a los modos de activación de los SSCC, ya sea de automático a manual o viceversa, así como su estado de operación, ya sea activado o desactivado en mérito del cumplimiento de los estándares establecidos en la NTSyCS y de la operación económica.

Título 3. COORDINACIÓN CON LAS EMPRESAS**Párrafo 1. Comunicación en la programación de la operación e información relacionada con las IOPSSCC.****Artículo 94.**

Una IOPSSCC emitida por el Coordinador será informada a las empresas que operen o exploten los equipos de SSCC por intermedio de los mecanismos formales de comunicación de la programación de la operación, ya sea en la programación semanal, la programación diaria o en el programa de perfil de tensiones y gestión de potencia reactiva. El detalle de la información a indicar en la programación de la operación de los equipos que prestan los SSCC se describe desde el Artículo 96 al Artículo 102 siguientes de esta Norma.

Artículo 95.

Una IOPSSCC emitida en la programación de la operación para activar y/o desactivar la operación del CPF y/o CSF en unidades generadoras o en equipos de compensación de energía activa, deberá indicar al menos la siguiente información:

- a) Tipo de SSCC activados, indicando para cada unidad generadora o equipo de compensación de energía activa que se encuentre habilitado, el tipo de control de frecuencia que realiza (CPF y/o CSF).
- b) Para cada período de la programación, los montos asignados de reservas de potencia activa para las unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa participantes del CPF y/o del CSF, en conjunto con la RG de cada una de ellas producto de la asignación del control primario y secundario de frecuencia. Los montos totales de reservas de potencia activa requeridos, se determinarán de acuerdo a lo establecido en el IDPSSCC

vigente al momento de emisión de la IOPSSCC o al Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reserva.

Artículo 96.

En el caso que el CSF se realice a través de un AGC u otro sistema de control, la IOPSSCC deberá indicar al menos la siguiente información:

- a) Tipo de SSCC activados, indicando para cada unidad generadora y/o equipo de compensación de energía activa que se encuentre habilitado, el tipo de control de frecuencia que realiza.
- b) Las consignas de potencia asignadas entre las unidades generadoras y/o equipo de compensación de energía activa para el CSF, cuya reserva secundaria total considerará los montos establecidos en el Informe DPSSCC vigente al momento de emisión de la IOPSSCC o en el Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reserva.

Artículo 97.

Una IOPSSCC emitida en el programa del perfil de tensiones y gestión de potencia reactiva destinada a activar manualmente la operación de equipos que presten SSCC relacionados con el control de tensión, deberá indicar al menos la siguiente información:

- a) Tipo de SSCC activados, indicando en este caso, el equipo que presta servicios relacionados con el CT.
- b) Para cada período de la programación de la operación, indicar al menos los valores de la tensión en las barras controladas y los recursos de compensación disponibles.
- c) Si corresponde, se deberá informar aquellos equipos programados para mantener reserva de potencia reactiva durante su operación.
- d) Adicionalmente, para efectos de realizar las correcciones y ajustes necesarios para el despacho en tiempo real a los niveles de tensión indicados en las IOPSSCC, se indicará para cada período de la programación, los equipos que estén habilitados y disponibles para dar los SSCC de CT.

Artículo 98.

En el caso que los equipos destinados al CT activen su operación de manera automática, la programación de la operación deberá indicar al menos la disponibilidad de los equipos que participan en el CT automático, en el caso que alguno se encuentre indisponible por un mantenimiento programado o por una falla informada por la empresa coordinada.

Artículo 99.

Una IOPSSCC emitida en la programación de la operación destinada a activar la operación de SSCC, que suponen la operación de unidades de generación a un costo mayor que el costo marginal del sistema, deberá indicar al menos la siguiente información:

- a) Tipo de SSCC activados.
- b) Para cada período de la programación, indicar la o las unidades de generación que prestan los SSCC.
- c) Montos de Potencia activa para la unidad de generación.

Artículo 100.

En la programación de la operación, se informará para cada período los recursos de los SSCC habilitados y disponibles con los que cuenten las instalaciones de generación y/o equipos (Partida Autónoma y Aislamiento Rápido) para que el Coordinador emita las instrucciones de operación en tiempo real de acuerdo a los PRS vigentes.

Artículo 101.

En la programación de la operación, se informará para cada período los recursos de los SSCC habilitados y disponibles relacionados con los esquemas de desprendimiento automáticos y manuales de carga, junto a los bloques de carga disponibles.

Artículo 102.

Las empresas coordinadas podrán, en caso justificado, solicitar correcciones a las IOPSSCC, haciendo llegar sus observaciones al Coordinador dentro de los plazos estipulados en la programación de la operación, en los cuales fueron emitidas dichas IOPSSCC.

Artículo 103.

Para efectos de emitir las IOPSSCC por parte del Coordinador, las empresas coordinadas deberán informar los trabajos que indisponen los equipos necesarios para prestar los SSCC, los cuales podrán ingresarse por intermedio de las solicitudes de intervención y desconexión en los servicios electrónicos habilitados para ello.

Párrafo 2. Comunicación en la operación en tiempo real e información relacionada con las IODSSCC.**Artículo 104.**

Los sistemas formales de información y de comunicaciones para efectos de emitir una IODSSCC entre el Coordinador y los CC de las empresas coordinadas que operen o exploten los equipos que presten los SSCC, se efectuarán de acuerdo a las exigencias mínimas establecidas en el Capítulo 4 de la NTSyCS y a lo indicado por el Coordinador para tales efectos, al respecto se dispone de:

- a) Un sistema de información en tiempo real (SITR).
- b) Sistemas de comunicaciones de voz.
- c) Un sistema de monitoreo.
- d) Un sistema de comunicación de voz por vía satelital para casos de emergencia.

Artículo 105.

Para efectos de emitir una IODSSCC, en todo momento el Coordinador deberá poseer el listado actualizado de los mecanismos de los equipos que prestan los SSCC de activación automática y manual que se encuentran habilitados y disponibles para operar, junto a los montos pronosticados de las variables eléctricas que son capaces de aportar a las

respectivas zonas de operación, pudiendo ordenar su verificación por cuenta de la empresa coordinada correspondiente si lo estima pertinente.

Artículo 106.

La activación o desactivación manual de la operación en tiempo real de equipos que presten SSCC al SI sólo podrá efectuarse por intermedio de una IODSSCC emitida por el Coordinador o por un CC en caso de delegación.

Artículo 107.

Los equipos que prestan SSCC que posean mecanismos de activación automática, operarán de acuerdo a la lógica de control y a los automatismos propios de sus esquemas previamente habilitados por el Coordinador sin la intervención de una IODSSCC.

Artículo 108.

En el caso que hayan operado los equipos que prestan los SSCC con activación automática y que tengan acción de control discreta, sólo por intermedio de una IODSSCC emitida por el Coordinador o por un CC en caso de delegación, el equipo que presta el SC puede volver al estado previo a la operación.

Artículo 109.

Cada vez que el Coordinador emita una IODSSCC, deberá llevar un registro, que considere la información relevante para efectos de llevar un adecuado control de la operación del sistema y para la remuneración de dichas prestaciones. La información necesaria que se deberá registrar, se detalla desde el Artículo 111 al Artículo 120 siguientes de esta Norma, la cual dependerá del SC a operar.

Artículo 110.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador para activar la operación del CPF y CSF en unidades generadoras o en equipos de compensación de energía activa, deberá registrar al menos la siguiente información:

- a) Tiempo (hh:mm) en que la IODSSCC activa y/o desactiva la operación del SC.
- b) Tiempo efectivo (hh:mm) en que el equipo que presta el SC activa y/o desactiva su operación.
- c) Identificación de las unidades de generación o equipos de compensación de energía activa que sean instruidos para realizar el CPF o CSF.
- d) Tipo de SSCC activados, indicando para cada unidad generadora o equipo de compensación de energía activa el tipo de control de frecuencia (CPS o CSF).
- e) La asignación de las reservas entre las unidades generadoras o equipos participantes del CPF y del CSF.

Artículo 111.

En el caso que alguna unidad generadora o equipo de compensación de energía activa que participe en el CPF o en el CSF, deba desactivar su operación por motivos técnicos o económicos, el Coordinador deberá reasignar los montos de reserva en otras unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa considerando criterios de seguridad y de operación económica del SI.

Artículo 112.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador, destinada a activar y/o desactivar la operación de equipos que presten SSCC relacionados con el CT, deberá registrar al menos la siguiente información:

- a) Tiempo (hh:mm) en que la IODSSCC activa y/o desactiva la operación del SC.
- b) Tiempo efectivo (hh:mm) en que el equipo que presta el SC activa y/o desactiva su operación.
- c) Identificación de los equipos instruidos para realizar el CT.

Artículo 113.

Los CC deberán informar al Coordinador en el caso que los equipos que presten los SSCC relacionados con el CT, que posean mecanismos de acción de control discreta, hayan activado su operación de manera automática, de tal manera que el Coordinador pueda registrar la operación de dichos SSCC.

Artículo 114.

Los CC deberán informar al Coordinador en el caso que alguno de los equipos que presten los SSCC relacionados con el CT, que posean mecanismos de acción de control continua presente alguna indisponibilidad o comportamiento indeseado en su operación, para que el Coordinador pueda registrar la indisponibilidad de dicho SC y reasignar el SC con otros equipos si es necesario.

Artículo 115.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador, destinada a activar la operación de un SC, que supone la operación de unidades de generación a un costo mayor que el costo marginal del sistema, deberá registrar al menos la siguiente información:

- a) Tiempo (hh:mm) en que la IODSSCC activa y/o desactiva la operación del SC.
- b) Tiempo efectivo (hh:mm) en que el equipo o unidad de generación que presta el SC activa y/o desactiva su operación.
- c) Indicar la o las unidades de generación que prestan el SC.
- d) Tipo de SC que presta la unidad de generación.
- e) Montos de potencia activa solicitados para la unidad de generación.

Artículo 116.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador o un CC en caso de delegación, destinada a prestar apoyo a los PRS deberá registrar al menos la siguiente información:

- a) Tiempo (hh:mm) en que la IODSSCC activa y/o desactiva la operación del SC.
- b) Tiempo efectivo (hh:mm) en que el equipo que presta el SC activa y/o desactiva su operación.
- c) Identificar el equipo o unidad generadora instruida para operar.

- d) Tipo de SC requerido, que en este caso particular será PRS.
- e) Montos de potencia activa requeridos en los casos que corresponda.

Artículo 117.

Los CC deberán informar al Coordinador, en el caso que los equipos que presten servicios relacionados con el PRS hayan activado su operación de manera automática, de tal manera que el Coordinador pueda registrar la operación de dicho SC, de acuerdo a lo indicado en el artículo anterior.

Artículo 118.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador, destinada a activar la operación manual de esquemas de desprendimientos de carga, registrará al menos la siguiente información:

- a) Monto solicitado por el Coordinador en MW y motivo de la solicitud.
- b) Tiempo (hh:mm) en que la IODSSCC activa y/o desactiva la operación del SC.
- c) Tiempo efectivo (hh:mm) en que el equipo que presta el SC activa y/o desactiva su operación.
- d) Tipo de SC requerido.
- e) Identificación del esquema de desprendimiento de carga.

Artículo 119.

Los CC deberán informar al Coordinador, en el caso que los mecanismos de los EDAC hayan activado su operación automáticamente, de tal manera que el Coordinador pueda registrar la operación de dicho SC, de acuerdo a lo indicado en las letras c),d) y e) del artículo anterior.

Título 4. RESPONSABILIDADES

Párrafo 1. Del Coordinador

Artículo 120.

Será responsabilidad del Coordinador emitir las instrucciones de operación, tanto programadas como en tiempo real, destinadas a activar y/o desactivar la operación de los equipos que prestan los SSCC, de acuerdo a los estándares de la NTSyCS y al criterio de minimización de los costos de operación del SI.

Artículo 121.

Será responsabilidad del Coordinador llevar un sistema de información para la emisión de las instrucciones de operación de los equipos que prestan los SSCC, con la debida identificación de cada uno de ellos, para que las empresas coordinadas y sus CC tomen conocimiento de éstas.

Artículo 122.

Cada vez que se emita una IODSSCC, que active y/o desactive la operación de un SC, el Coordinador deberá monitorear y analizar la operación de los SSCC, para asegurar que éstos cumplan con lo especificado y se ajusten a lo establecido en la NTSyCS, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Párrafo 2. De las empresas coordinadas y sus CC

Artículo 123.

Toda empresa coordinada que opere y/o explote los equipos que prestan los SSCC, debe cumplir las instrucciones de operación de los SSCC que el Coordinador imparta.

Artículo 124.

Cada empresa coordinada que opere y/o explote los equipos que prestan los SSCC es responsable de mantener actualizada la información técnica, de operación y control a fin de asegurar que sus instalaciones respondan según lo previsto en la programación y el despacho en tiempo real.

Artículo 125.

Toda empresa coordinada o CC operador de un equipo que preste SC, que tuviera dificultades técnicas para el cumplimiento de la función en las condiciones ordenadas por una instrucción de operación, debe informarlo inmediatamente al Coordinador, a través de los canales formales, a fin de que éste reorganice las prestaciones entre el resto de los participantes o equipos que prestan el SC.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, si Coordinador concluye que la prestación del SC es insatisfactoria, ordenará la suplencia del servicio por cuenta del resto de equipos que se encuentren programados y disponibles dentro del período horario.

Capítulo 5. REMUNERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Título 1. Objetivos y alcances

Artículo 126.

El objetivo del presente Capítulo, es regular las siguientes materias en relación con las remuneraciones de los SSCC:

- a) Las definiciones generales.
- b) Establecer las fórmulas para determinar el nivel de remuneración de los SSCC.
- c) Establecer las condiciones de reajustabilidad de los parámetros económicos que correspondan, en consistencia con las normas que regulan la valorización de transferencias de energía y potencia y demás normativa vigente.
- d) Establecer montos y fechas de pago entre las empresas coordinadas.
- e) Determinar el monto y los plazos en que cada empresa coordinada de generación debe realizar la compensación monetaria a los clientes desconectados por prestación de servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión o por contingencia específica, así como servicios de desprendimiento manual de carga.

Artículo 127.

Los SSCC a remunerar serán los establecidos en el IDPSSCC, elaborado por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 6 del Reglamento de SSCC.

Para estos efectos, se remunerarán las siguientes categorías generales:

- a) Servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS.
- b) Servicios relacionados con el control de tensión, según establece la NTSyCS.
- c) Servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante el período de operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema.

- d) Servicios relacionados con el PRS.
- e) Servicios de desprendimiento de carga automático o manual.

Título 2. Generalidades.

Artículo 128.

La determinación de los montos con los que se remunerará la prestación de los servicios complementarios se efectuará junto con la valorización de las transferencias de energía, considerando para la determinación de dichos montos, el mismo período de operación utilizado para la valorización de las transferencias de energía.

Artículo 129.

Participarán de la remuneración de los SSCC, en los términos de la presente NT, aquellas instalaciones y/o equipos de empresas coordinadas, prestadoras de SSCC, cuya operación y/o disponibilidad se hubiere verificado durante el Período de Operación y que cumplan las condiciones y exigencias establecidas en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 130.

En el caso de los recursos para la prestación de SSCC que no fueron utilizados durante el período de operación correspondiente, éstos se remunerarán por la componente de inversión, habilitación y costos de mantenimiento adicional correspondientes, salvo en los casos en que no se haya podido verificar la disponibilidad del servicio según los términos establecidos en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 131.

En el caso de equipos cuya instalación y/o habilitación haya sido instruida por el Coordinador, para efectos de la aplicación de la presente NT, estos serán remunerados durante un período

igual a su vida útil, mientras su operación y/o disponibilidad se hubiere verificado. Los equipos señalados podrán ser remunerados por un período mayor a su vida útil, en tanto su operación sea requerida, según se determine en el IDPSSCC correspondiente, en los términos y condiciones que establece la presente NT.

Artículo 132.

Corresponderá a las empresas coordinadas de generación que efectúen inyecciones de energía y/o potencia al sistema o retiros destinados a clientes finales según corresponda, remunerar los SSCC conforme a lo establecido en el Reglamento de SSCC y la presente NT.

Artículo 133.

Para cada instalación o equipo eléctrico j , el costo de inversión y/o habilitación de la instalación que presta el servicio complementario correspondiente, será anualizado empleando la siguiente fórmula:

$$ACIH_j = \frac{CIH_j \times T_a}{1 - (1 + T_a)^{-n}}$$

Dónde:

CIH_j : Costo de inversión y/o habilitación de la instalación o equipo eléctrico j que está habilitado para prestar el servicio, determinado a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente.

n : Número de años de vida útil de la instalación o equipo eléctrico j , determinado a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente.

T_a : Tasa de descuento anual estipulada en el Artículo 182º de la Ley.

Título 3. Remuneración por control de frecuencia

Artículo 134.

La remuneración por la prestación de los servicios relacionados con el Control de Frecuencia Primario y Secundario considerará los siguientes costos:

- a) Costo de Inversión.
- b) Costo de Habilitación.
- c) Costo de Mantenimiento Adicional.
- d) Costo de Combustible Adicional.

Los costos indicados en los literales a), b) y c) anteriores serán establecidos a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente, informados y actualizados por el Coordinador.

El costo de combustible adicional, señalado en la letra d), será determinado por el Coordinador sobre la base de los costos declarados por las empresas según el literal c) del artículo 18 del Reglamento SSCC.

Párrafo 1. Remuneración por control primario de frecuencia

Artículo 135.

Los conceptos indicados en el Artículo 134, se remunerarán mensualmente a la empresa coordinada por la instalación o equipo eléctrico j , por la prestación de control primario de frecuencia, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RSCPF_j = \left(\frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} + CCA_j \right) * FD_CPF_j$$

Donde:

$RSCPF_j$: Remuneración mensual correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j por la prestación de su servicio de control primario de frecuencia, expresado en USD.

$ACIH_j$: Anualidad, calculada de acuerdo a lo indicado en el Artículo 133 de esta NT, del costo de inversión y/o habilitación correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio, expresado en USD/año.

$CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento de las instalaciones correspondientes a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio de control primario de frecuencia, expresado en USD/año, determinado a partir del Estudio de Costos vigente.

- CCA_j : Costo de combustible adicional, de acuerdo al Artículo 66 de esta NT, correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j debido a la prestación del servicio durante el Período de Operación, expresado en USD.
- FD_CPF_j : Factor de desempeño correspondiente al servicio de control primario de frecuencia, según lo establecido en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Párrafo 2. Remuneración por control secundario de frecuencia

Artículo 136.

Los conceptos indicados en el Artículo 134, se remunerarán mensualmente a la empresa coordinada por la instalación o equipo eléctrico j , por la prestación de control secundario de frecuencia, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RSCSF_j = \left(\frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} + CCA_j \right) * FD_CSF_j$$

Donde:

- $RSCSF_j$: Remuneración mensual correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j por la prestación de su servicio de control secundario de frecuencia, expresado en USD.
- $ACIH_j$: Anualidad, calculada de acuerdo a lo indicado en el Artículo 133 de esta NT, del costo de inversión y/o habilitación correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio, expresado en USD/año.
- $CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento de las instalaciones correspondientes a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio de control secundario de frecuencia, expresado en USD/año, determinado a partir del Estudio de Costos vigente.
- CCA_j : Costo de combustible adicional, de acuerdo al Artículo 66 de esta NT, correspondiente a la instalación o equipo eléctrico j debido a la prestación del servicio durante el Período de Operación, expresado en USD.

FD_CSF_j Factor de desempeño correspondiente al servicio de control secundario de frecuencia, según lo establecido en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 137.

Para aquellas unidades generadoras que presten SSCC de control de frecuencia primaria y/o secundaria a través de equipos de compensación de energía activa, se remunerará por conceptos de inversión y mantenimiento adicional sólo a la correspondiente unidad generadora, no estando afectos a dicha remuneración los equipos indicados. La prestación de SSCC en la modalidad indicada, debe haber sido considerada previamente en el IDPSSCC vigente.

Artículo 138.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, en el caso que el Coordinador, mediante el IDPSSCC, identifique la necesidad de instalar equipos de compensación de energía activa sin que éstos se utilicen para reemplazar la reserva en giro de una unidad generadora en particular, se remunerará por conceptos de inversión y mantenimiento adicional a los señalados equipos, conforme se establece en el Artículo 135 y Artículo 136 del presente Capítulo. Dicha remuneración será incompatible con lo señalado en el Artículo 141 de la presente NT.

Artículo 139.

Las remuneraciones correspondientes a las instalaciones y/o equipos que prestaron el servicio de control de frecuencia primaria y/o secundaria por orden del Coordinador, serán aportadas por todas las empresas coordinadas de generación que inyectaron energía durante el Período de Operación, incluyendo las que prestaron el servicio, a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.

Título 4. Remuneración por reserva en giro

Artículo 140.

Los montos a remunerar a las empresas coordinadas que prestan el servicio de reserva en giro, con motivo del control de frecuencia por instrucción del Coordinador, se determinarán según se detalla a continuación:

- a) Se determina el Margen de Reserva efectivo horario para las unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia según la expresión:

$$MRE_{i,h} = PMax_{i,h} - PDesp_{i,h}$$

Donde:

$MRE_{i,h}$: Margen de Reserva Efectivo de la unidad generadora i en la hora h , expresada en MW.

$PMax_{i,h}$: Potencia máxima neta de la unidad generadora i en la hora h , de acuerdo a lo informado por el Coordinador en el Programa Diario correspondiente o declarada al Coordinador en la operación real, expresada en MW.

$PDesp_{i,h}$: Potencia media neta efectivamente despachada para la unidad generadora i en la hora h , expresada en MW.

No se considerará, dentro del margen de reserva efectivo, aquella potencia disponible que pudiese haber sido brindada por la unidad marginal del sistema ni aquella proporcionada por unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

- b) Se determina el margen horario de Reserva Total del sistema como:

$$RTot_h = \sum_{i=1}^n (MRE_{i,h})$$

Donde:

$RTot_h$: Reserva total del sistema para la hora i .

n : Número de unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia.

- c) Para cada unidad generadora del sistema, se determina la cuota horaria de reserva en giro como:

$$C_{i,h} = RTot_h \cdot \frac{(PDesp_{i,h} + MRE_{i,h})}{\sum_{j=1}^m (PDesp_{j,h} + MRE_{j,h})}$$

Donde:

$C_{i,h}$: Cuota de la unidad generadora i para la hora h , expresada en MW.

m : Número de unidades generadoras en operación durante la hora h , excluyendo aquellas unidades que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

No se considerará en la determinación de la cuota a aquellas unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

- d) Tanto para las unidades generadoras que no prestaron el servicio de control de frecuencia como para aquellas que lo prestaron, se calculará el valor por reserva en giro mensual de la siguiente manera:

$$VR_i = \sum_{h=1}^{htot} (C_{i,h} - MRE_{i,h}) \times \text{Max}\{CMg_{i,h} - COP_{i,h}, 0\}$$

Donde:

VR_i : Valor por reserva en giro para la unidad generadora i , expresado en USD.

$C_{i,h}$: Cuota de reserva en giro de la unidad generadora i en la hora h , expresado en MW.

$CMg_{i,h}$: Costo marginal horario en la barra de valorización de la unidad generadora i para la hora h , expresado en USD/MWh.

$COP_{i,h}$: Costo Unitario de Operación de la unidad generadora i en la hora h ,

expresado en USD/MWh.

htot: Total de horas del mes.

Se calcula el monto mensual total a remunerar por concepto de reserva en giro de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$VRp = \sum_{i=1}^{NC} \text{Máx}(VR_i, 0)$$

$$VRn = \sum_{i=1}^{NC} \text{Mín}(VR_i, 0)$$

$$VRr = \text{Mín}(VRp, -VRn)$$

Donde:

VRp: Suma total de los valores por reserva en giro positivos del mes.

VRn: Suma total de los valores por reserva en giro negativos del mes.

NC: Número total de Unidades Generadoras

- e) El monto total que debe compensar una unidad generadora en el Período de Operación, se obtiene de la siguiente expresión:

$$VRpr_i = \frac{\text{Máx}(VR_i, 0)}{VRp} VRr$$

Donde:

VRpr_i: Valor que debe compensar la unidad generadora *i*

- f) Finalmente, a cada unidad generadora que resulte con un valor por reserva en giro positivo en el mes, le corresponderá remunerar el monto *VRpr_i* determinado en el literal e) que será distribuido entre todas las unidades generadoras que resulten con valores negativos por reserva en giro mensual, en la proporción en que cada una de estas últimas participe del total de los valores por reserva en giro mensual negativos del mes *VRn*.

$$VRnr_i = \frac{\text{Mín}(VR_i, 0)}{VRn} VRr$$

Donde:

$VRnr_i$: Remuneración de la unidad generadora i .

Artículo 141.

Para aquellas unidades generadoras que presten SSCC de control de frecuencia primaria y/o secundaria a través de equipos de compensación de energía activa, se considerará el aporte de dichos equipos como parte de su margen de reserva efectivo de acuerdo a lo instruido por el Coordinador, para efectos del cálculo de los pagos por reserva en giro a que se refiere el Artículo 140 de la presente NT. La prestación de SSCC en la modalidad indicada, debe haber sido considerada previamente en el Informe DPSSCC vigente.

Título 5. Remuneración por control de tensión

Artículo 142.

La remuneración por la prestación de los servicios relacionados con el control de tensión considerará los siguientes costos:

- a) Costo de Inversión.
- b) Costo de Habilitación.
- c) Costo de Mantenimiento Adicional.

Los costos anteriormente señalados serán establecidos a partir del Estudio de Costos vigente, informados y actualizados por el Coordinador.

Artículo 143.

Los costos indicados en el artículo anterior, se remunerarán mensualmente a la empresa coordinada por la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j , de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RSCT_j = \left(\frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} \right) * FD_{CT_j}$$

Donde:

$RSCT_j$: Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j , por la prestación del servicio de control de tensión, expresado en USD.

$ACIH_j$: Anualidad, calculada de acuerdo al Artículo 133 de esta NT, del costo de inversión y/o habilitación de las instalaciones pertenecientes a unidad generadora o equipo de compensación reactiva j que prestan el servicio, expresado en USD/año.

$CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento de las instalaciones correspondientes a la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j que prestan el servicio, expresado en USD/año.

FD_{CT_j} Factor de desempeño correspondiente al servicio de control de tensión, según lo establecido en el Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 144.

Las remuneraciones de las instalaciones o equipos que prestaron el servicio de control de tensión por orden del Coordinador, definidas en el artículo anterior, serán aportadas por todas las empresas coordinadas de generación que inyectaron energía durante el Período de Operación, incluyendo las que prestaron el servicio, a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.

Título 6. Remuneración por operación de unidades de generación a costo variable superior al costo marginal del sistema

Artículo 145.

La prestación de servicios complementarios instruidos por el Coordinador, que suponen la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal de la barra de valorización de dicha unidad, se remunerará mensualmente a través del pago a la empresa coordinada por la unidad generadora i según la siguiente expresión:

$$R_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Máx}\{CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0\} \times E_{i,h}$$

Donde:

R_i : Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un Costo Variable superior al Costo Marginal, durante el período mensual, expresado en USD.

$CVd_{i,h}$: Costo variable de operación neto vigente para la unidad generadora i , para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h . En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente, incluyendo las centrales en serie hidráulica directamente afectadas.

Para efectos de la presente NT, se entiende por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h .

$CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h .

$htot$: Total de horas del mes.

$E_{i,h}$: Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h , para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.

Artículo 146.

Los montos de remuneraciones que resulten de la prestación de servicios complementarios que supone la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal de la barra de valorización de dicha unidad, definidos en el artículo anterior, serán aportados por todas las empresas coordinadas de generación del sistema que retiraron energía durante el Período de Operación, a prorrata de sus retiros físicos horarios de energía destinados al abastecimiento de clientes finales.

Título 7. Remuneración por PRS

Artículo 147.

La remuneración por la prestación de los servicios relacionados con el PRS, es decir, entre otros, Partida Autónoma, Aislamiento Rápido, considerará los siguientes costos:

- a) Costo de Inversión.
- b) Costo de Habilitación.
- c) Costo de Mantenimiento Adicional.
- d) Costo de operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a la prestación del servicio.

Los costos señalados son los establecidos a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente, informados y actualizados por el Coordinador.

Artículo 148.

Los conceptos indicados en las letras a), b) y c) del artículo anterior, se remunerarán mensualmente a la empresa coordinada por el equipo j, destinado exclusivamente a apoyar los PRS, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RPRS_j = \left(\frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} \right) * FD_PRS_j$$

Donde:

- RPRS_j*: Remuneración mensual correspondiente al equipo j, destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresado en USD.
- ACIH_j*: Anualidad, calculada de acuerdo al Artículo 133 de esta NT, del costo de inversión y/o habilitación correspondiente al equipo j destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresado en USD/año.
- CAAM_j*: Costo anual adicional de mantenimiento correspondiente al equipo j destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresado en USD/año.
- FD_PRS_j*: Factor de desempeño correspondiente al servicio de plan de recuperación de servicio, según lo establecido en Capítulo 6 “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 149.

Los montos de remuneraciones asociados a los Costos de Inversión, Costo de Habilitación y Costo de Mantenimiento Adicional definidos en el artículo anterior, serán aportados en doce cuotas mensuales por todas las empresas coordinadas de generación que participan en las transferencias de potencia, a prorrata de las potencias de suficiencia de sus respectivas unidades generadoras.

Artículo 150.

El concepto indicado en la letra d) del Artículo 147, se remunerará mensualmente a la empresa coordinada por el equipo j, destinado exclusivamente a apoyar los PRS, de acuerdo al costo de operación que resulte del Estudio de Costos.

Artículo 151.

Los montos de remuneraciones correspondiente al costo de operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a la prestación del servicio de PRS, definidos en el artículo anterior, serán aportados por todas las empresas coordinadas de generación del sistema que inyectaron energía con unidades generadoras durante la hora anterior a la falla que indujo la actuación de plan de recuperación de servicio, a prorrata de dichas inyecciones físicas de energía de esa misma hora. Para estos efectos se entenderá la hora inmediatamente anterior definida en la valorización de las transferencias de energía.

Título 8. Remuneración por servicios de desprendimiento de carga

Artículo 152.

La remuneración por la prestación de los servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión o EDAC activados por señal específica, así como servicios de desprendimiento manual de carga considerará únicamente la valorización de los eventos de desconexión de carga.

Para estos efectos, el desprendimiento manual de carga corresponde a las desconexiones solicitadas por el Coordinador a las que se refiere la NTSyCS y de carácter no programado.

Artículo 153.

La remuneración por servicios de desprendimiento de carga definido en el artículo anterior se hará a la empresa coordinada distribuidora o cliente no sometido a regulación de precios por su retiro j , una vez superado el número de desconexiones y/o tiempo de duración acumulado definido en la NTSyCS, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RSDC_j = CFCD \cdot \sum_{i=1}^n kW D_{i,j} \cdot DE_i$$

Donde:

- $RSDC_j$ Remuneración correspondiente al retiro j , asociada a los eventos de desconexión de carga, expresado en USD.
- $CFCD$ Costo de falla de corta duración definido en la NTSyCS, expresado en USD/kWh.
- $kWD_{i,j}$: Potencia de retiro j al momento del desprendimiento de carga del evento i , expresada en kW.
- DE_i : Duración del evento i , expresado en horas. Corresponde al tiempo en que tarda el Coordinador o el Centro de Control delegado por el Coordinador, según corresponda, en dar autorización para energizar las instalaciones afectadas.
- n : Número de eventos registrados por el Coordinador para cada punto de retiro, enumerados a contar del momento en que se superó el número de desconexiones o a contar del evento en que se alcanza el límite para el tiempo de duración acumulado.

Artículo 154.

A efectos de contabilizar el número de desconexiones y/o tiempo de duración acumulado definido en la NTSyCS por parte del Coordinador, sólo se considerará como desconexión o tiempo acumulado aquellas prestaciones que califiquen con el estado de “correcta” según el Anexo Técnico “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG” de la NTSyCS.

Artículo 155.

Los montos de remuneraciones a los retiros que resulten de la prestación de servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia o por desprendimiento manual de carga, definidos en el artículo anterior, serán aportados por las empresas coordinadas de generación, a prorrata de sus inyecciones físicas de energía al sistema, realizadas con unidades generadoras durante el período de control comprendido entre el comienzo del año calendario y el mes en que ocurrió la desconexión.

Artículo 156.

Los montos de remuneraciones que resulten de la prestación de servicios de desprendimiento automático de carga por contingencia específica y/o por subtensión, serán aportados por todas las empresas coordinadas de generación que inyectaron energía dentro de la zona afectada durante la hora previa a la operación de los desprendimientos automáticos de carga, a prorrata de las inyecciones físicas de energía durante la hora anteriormente señalada. Para estos efectos se entenderá la hora previa aquella definida en la valorización de las transferencias de energía.

Para estos efectos, la zona afectada corresponde a todas las instalaciones que en la hora previa a la falla se encuentren interconectadas con las barras del sistema asociadas a los usuarios que prestaron el servicio de desprendimiento de carga.

Título 9. Determinación de los pagos**Artículo 157.**

La valorización de los SSCC será realizada por el Coordinador durante el mes siguiente al que ellos se hayan prestado, según se describe a continuación:

- Para cada empresa coordinada y para cada categoría de servicio complementario prestado, descrito en la presente NT, el Coordinador calculará la suma de las remuneraciones, ya sean negativas o positivas, de cada una de las instalaciones de su propiedad que prestan los SSCC, determinándose para cada una de ellas un saldo neto negativo o positivo por concepto de prestación de SSCC.
- Para efectos de lo indicado en el Título 8 del presente Capítulo, las remuneraciones por las prestaciones de los servicios de desprendimiento de carga señalados en el Artículo 153 de la presente NT serán asignados como remuneraciones del respectivo suministrador.
- Cada monto a remunerar en dólares se expresará en pesos, multiplicando por la tasa de cambio del dólar observado promedio correspondiente al mes en que la empresa coordinada haya prestado los SSCC.
- El Coordinador elaborará un cuadro de pagos en que cada empresa coordinada con saldo neto negativo por remuneración de SSCC, pagará a cada una de las empresas coordinadas con saldo neto positivo por remuneración de SSCC, a prorrata de los saldos positivos de cada una de ellas.

- Adicionalmente, en relación a las remuneraciones por las prestaciones de los servicios de desprendimiento de carga, el Coordinador presentará un cuadro con los pagos que cada empresa coordinada suministradora deberá realizar a sus clientes finales por la prestación de los servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión, contingencia específica o por desprendimiento manual de carga.
- El Coordinador enviará a las empresas coordinadas un cálculo preliminar con los cuadros de pagos resultantes en pesos, junto con el balance preliminar de transferencias.
- Las empresas coordinadas tendrán el mismo plazo establecido para el balance preliminar de transferencias para realizar observaciones a los valores contenidos en el cálculo preliminar. Las observaciones deberán ser realizadas al Coordinador por correo electrónico, u otro medio que éste establezca.
- De presentarse observaciones al cálculo preliminar, el Coordinador deberá considerarlas y resolverlas con la entrega del cálculo definitivo de los cuadros de pagos, junto con el balance definitivo de transferencias vigente.

Artículo 158.

De acuerdo al cálculo definitivo emitido por el Coordinador, cada empresa coordinada deberá efectuar los pagos que le corresponda de acuerdo a los cuadros de pagos resultantes, sin perjuicio de que mantenga discrepancias con el cálculo, en los mismos plazos establecidos para los balances de transferencias.

Artículo 159.

Excepcionalmente, en caso que una empresa coordinada de generación se encuentre en situación de incumplimiento de su obligación de pago y haya sido suspendida del Balance de Transferencias, el Coordinador emitirá un nuevo cálculo de los cuadros de pago emitidos de acuerdo al Artículo 157 de esta NT.

Este nuevo cálculo sólo tendrá por objeto que las deudas de la empresa en situación de incumplimiento queden repartidas de acuerdo a como dicha empresa debió pagar cada categoría de SSCC prestado.

Artículo 160.

Las reliquidaciones a remuneraciones de SSCC, serán calculadas por el Coordinador, considerando el interés corriente simple para operaciones no reajustables en moneda nacional a menos de 90 días, para montos superiores a 5000 UF, interés que se devengará en numerales diarios a partir del día siguiente a aquél en que se efectuó el pago original, independientemente de los plazos y montos de la reliquidación que se elabora.

Capítulo 6. VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL CUMPLIMIENTO EFECTIVO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Título 10. Objetivos y alcances

Artículo 161.

El objetivo del presente Capítulo es establecer los mecanismos que permitan la verificación y el seguimiento del cumplimiento efectivo de cada uno de los servicios complementarios prestados, en concordancia con las exigencias establecidas en el Reglamento de SSCC, la normativa técnica y lo señalado en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios.

Artículo 162.

El alcance del presente Capítulo incluye las siguientes materias en relación con la verificación del cumplimiento efectivo de los SSCC.

- a) Establecer los mecanismos de comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el Coordinador para prestar servicios complementarios.
- b) Establecer los mecanismos de comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de aquellos servicios complementarios instruidos por el Coordinador.
- c) Establecer los mecanismos para la realización de pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los servicios complementarios.

Título 11. Generalidades

Artículo 163.

La verificación del cumplimiento de la prestación de los SSCC se realizará mediante el uso del SITR y sus aplicaciones EMS y/o a través de los equipos instalados y/o habilitados, que para esos fines se instruyan en el IDPSSCC.

Artículo 164.

Se entenderá por presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el Coordinador para prestar SSCC, a la disponibilidad de las mismas y sus respectivas funcionalidades destinadas a prestar por sí solos un determinado SC en el SI, previa habilitación y activación de éstos, de manera que se encuentren en un estado o condición tal que les permitan entregar los recursos disponibles para la prestación del SC de manera adecuada y oportuna, según lo requerido e instruido por el Coordinador.

Artículo 165.

La verificación de la presencia y prestación efectiva de los SSCC establecidas en la presente NT, se aplican sobre los SSCC previamente definidos en el IDPSSCC vigente al momento de la emisión de la instrucción de operación y que hayan sido habilitados previamente de acuerdo con el Anexo Técnico de la NTSyCS denominado “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

Artículo 166.

Se entenderá por funcionamiento oportuno de aquellos SSCC instruidos por el Coordinador, a la adecuada prestación del SC a través de la correcta actuación de las instalaciones y/o equipos habilitados y disponibles para entregar los recursos disponibles, de manera que dicha actuación permita el cumplimiento de las instrucciones impartidas por el Coordinador y de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

Artículo 167.

Se entenderá por pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los SSCC a los ensayos o auditorías que se realicen a los equipos que prestan un determinado SC, cuyo objetivo sea verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTSyCS o el IDPSSCC, de manera de obtener o mantener su calidad de habilitado para esos fines.

Artículo 168.

Será obligatorio para las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC interconectados al SI, comunicar al Coordinador respecto de la disponibilidad y el funcionamiento de sus instalaciones y recursos que prestan el servicio.

Título 12. Comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el coordinador para prestar servicios complementarios**Artículo 169.**

Ante cada instrucción emitida por el Coordinador para activar la operación de equipos que prestan un SC, las empresas coordinadas que presten dicho servicio deberán comunicar al Coordinador de manera inmediata cuando dicho recurso quede disponible o en servicio, a través de los canales de comunicación que establezca para cada caso el Coordinador. Estos canales pueden ser:

- a) SITR.
- b) Sistema de Monitoreo.
- c) Canal de Comunicación de Voz Operativa con el Coordinador.
- d) Página Web del Coordinador.

El detalle de los canales de comunicación que se deben utilizar para cada uno de los SSCC requeridos corresponderá a los señalados en los siguientes artículos de este Título.

Artículo 170.

La activación o disponibilidad de los equipos para prestar el servicio de CPF en unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa, deberá ser comunicada por la empresa coordinada que preste o explote el SC de manera automática a través del SITR, mediante una señal digital que dé cuenta del estado Activado/Desactivado de los equipos y/o controladores de frecuencia que presten la función de CPF.

En caso que esta señal digital no esté disponible a través del SITR, esta comunicación la deberá hacer la empresa coordinada inmediatamente activada la instalación o equipamiento que presta el servicio, a través del Canal de Comunicación de Voz Operativa con el

Coordinador, lo cual quedará debidamente registrado junto con la hora de la comunicación por el Coordinador.

Artículo 171.

La activación de un equipo para prestar el servicio de CSF en unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa, deberá ser comunicada por la empresa coordinada que preste o explote el SC de manera automática a través del SITR, mediante el envío de señales que den cuenta del estado de los equipos o controladores de frecuencia que presten la función de CSF a través del AGC.

Para las unidades generadoras, las señales a transmitir a través del SITR para efectos de determinar su disponibilidad para la prestación del SC de CSF a través del AGC serán, al menos, las siguientes:

- a) Estado Local/Remoto o Manual/Automático de la unidad generadora, que da cuenta que se encuentra bajo control del AGC.
- b) Límite de Potencia Activa Inferior para Regulación, que corresponde al mínimo valor de potencia activa (MW) que le puede enviar como consigna el AGC.
- c) Límite de Potencia Activa Superior para Regulación, que corresponde al máximo valor de potencia activa (MW) que le puede enviar como consigna el AGC.
- d) Potencia Activa generada.

Para los equipos de compensación de energía activa el IDPSSCC establecerá el equipamiento necesario para la verificación del cumplimiento de la prestación de los SSCC, según las características particulares que tenga cada uno de estos equipos.

En el caso que se realice un CSF manual, las señales a transmitir a través del SITR serán al menos las siguientes:

- a) Límite de Potencia Activa Inferior para Regulación Manual, que corresponde al mínimo valor de potencia activa (MW) que puede entregar la unidad generadora para prestar el CSF manual.
- b) Límite de Potencia Activa Superior para Regulación Manual, que corresponde al máximo valor de potencia activa (MW) que puede entregar la unidad generadora para prestar el CSF manual.
- c) Potencia Activa generada.

En el caso de CSF manual, y que estas señales no estén disponibles a través del SITR, la empresa coordinada deberá realizar esta comunicación inmediatamente de activada la instalación o equipamiento que presta el servicio, a través del Canal de Comunicación de Voz Operativa con el Coordinador, lo cual quedará debidamente registrado junto con la hora de la comunicación por el Coordinador.

Artículo 172.

Para efectos de verificar la presencia efectiva de un margen de reserva en giro de generación para el CF, aquellas unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa que participan en el CPF y CSF deberán enviar a través del SITR la medida de potencia activa generada en bornes de la máquina, medida en MW.

En cualquier instante, el aporte de una unidad generadora o equipos de compensación de energía activa a la reserva en giro se determinará como la diferencia entre la potencia activa máxima disponible que puede alcanzar la unidad en el respectivo instante, de acuerdo a sus condiciones técnicas y de operación, y su potencia activa inyectada al SI.

Artículo 173.

La activación o disponibilidad de un recurso o equipo para prestar el servicio de Control de Tensión (CT), deberá ser comunicada por la empresa coordinada que opere o explote el SC de manera automática a través del SITR, mediante una señal digital que dé cuenta del estado Activado/Desactivado de los equipos controladores de tensión y el de todos sus posibles modos de operación.

En caso que estas señales no estén disponibles para el SITR, la empresa coordinada comunicará a través del Canal de Comunicación de Voz Operativa con el Coordinador inmediatamente de activado el recurso, lo cual quedará debidamente registrado junto con la hora de la comunicación por el Coordinador.

Artículo 174.

Para efectos de verificar la presencia efectiva de un margen de capacidad de reactivos, aquellas instalaciones que participan en el CT deberán enviar a través del SITR las medidas de potencia reactiva inyectada o absorbida y la tensión, en bornes de la unidad generadora o del equipo de compensación de potencia reactiva, medidas en MVar y kV, respectivamente.

El margen de capacidad para inyectar reactivos de una unidad generadora o equipo de compensación de energía reactiva en un instante cualquiera se determinará como la diferencia entre la potencia reactiva máxima que puede inyectar en cada instante, de acuerdo a sus condiciones técnicas y operacionales, y su potencia reactiva generada.

El margen de capacidad para absorber reactivos de una unidad generadora o equipo de compensación de energía reactiva se determinará como la diferencia entre la potencia

reactiva mínima que puede absorber en cada instante, de acuerdo a sus condiciones técnicas y operacionales, y su potencia reactiva generada.

Artículo 175.

Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio a las unidades generadoras que cuenten con capacidad de Partida Autónoma, sin limitaciones o indisponibilidades que puedan restringir su inmediata puesta en servicio a solicitud del Coordinador, mientras mantengan su calidad de habilitado y desde la puesta en vigencia del respectivo PRS en que participan.

Artículo 176.

Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio a las unidades generadoras en servicio y que cuentan con capacidad de Aislamiento Rápido, sin limitaciones o indisponibilidades que puedan restringir su capacidad de Aislamiento Rápido, mientras mantengan su calidad de habilitado y desde la puesta en vigencia del respectivo PRS en que participan.

Artículo 177.

Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio al Equipamiento de Vinculación de islas eléctricas o para cierre de anillos, mientras mantengan su calidad de habilitado y desde la puesta en vigencia del respectivo PRS en que participan.

Artículo 178.

Para efectos de verificar la presencia efectiva de las instalaciones que participan en los EDAC, ya sea activados por baja frecuencia, baja tensión, o esquemas específicos, las empresas deberán enviar las siguientes señales a través del SITR:

- a) Estado Activado/Desactivado de cada escalón o etapa del esquema.
- b) Medida de potencia activa de carga disponible en cada escalón o etapa del esquema, medida en MW.

- c) Medida de potencia reactiva de carga disponible en cada escalón o etapa del esquema, medida en MVAR.
- d) Estado del interruptor equivalente asociado a cada escalón o etapa del esquema.

Se considerará disponible para participar en el EDAC a aquellos escalones o etapas que tengan el estado Activado, el estado del interruptor equivalente sea Cerrado y la medida de potencia activa o reactiva sea distinta de cero.

De acuerdo a las características técnicas propias de una Desconexión Manual de Carga (DMC), se considerará que todos los coordinados clientes se encuentran disponibles para desconectar carga de forma manual de las barras clasificadas por el Coordinador, de acuerdo a la información entregada por los coordinados clientes, ante una eventual solicitud del Coordinador. La aplicación de una desconexión manual de carga deberá realizarse en conformidad a lo establecido en el Anexo Técnico de la NTSyCS "Desconexión Manual de Carga".

Artículo 179.

El Coordinador verificará permanentemente a través del SITR que los esquemas EDAC cumplen con los porcentajes o montos de desprendimiento de carga establecidos para cada uno de ellos, a través de especificaciones técnicas, Estudio EDAC o instrucciones de operación del Coordinador, entre otras.

Artículo 180.

Cuando la(s) señal(es) que da(n) cuenta del estado Activado/Desactivado de un equipo para prestar el SC de CPF, CSF o CT es (son) enviada(s) a través del SITR, y ésta(s) quede(n) indisponible(s) por consecuencia de la caída del enlace de comunicación del SITR, RTU u otro equipo asociado, la empresa coordinada que presta ese SC deberá comunicar antes de 15 minutos, mediante el Canal de Comunicación de Voz Operativa con el Coordinador, el estado Activado/Desactivado en que permanecerán los respectivos equipos.

Esta información deberá ser actualizada al Coordinador a través del canal de comunicación voz, al menos, cada 1 hora y cada vez que cambie de estado. La empresa coordinada deberá normalizar el estado de la señal en un plazo no mayor a 5 días corridos.

Cada una de las comunicaciones quedará debidamente registrada por el Coordinador.

Artículo 181.

Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, el servicio complementario respectivo se considerará como no prestado desde el momento en que el Coordinador detecte la indisponibilidad de la señal, a menos que la empresa coordinada disponga de un medio alternativo para evaluar la disponibilidad efectiva de las instalaciones y/o equipos utilizados para prestar un servicio complementario mientras se regulariza la señal.

Los medios alternativos podrán ser presentados por el respectivo coordinado al Coordinador, mientras se encuentre implementando o regularizando las señales especificadas, en cuyo caso el Coordinador evaluará si dispone de los antecedentes suficientes para evaluar la disponibilidad y presencia efectiva del recurso.

Artículo 182.

Cuando la(s) señal(es) que da(n) cuenta del estado Activado/Desactivado de un equipo que participa en el desprendimiento de carga es (son) enviada(s) a través del SISTR, y ésta(s) quede(n) indisponible(s) a consecuencia de la caída del enlace de comunicación del SISTR, RTU u otro equipo asociado, la empresa coordinada respectiva deberá comunicar antes de 1 hora, mediante el Canal de Comunicación de Voz Operativa con el Coordinador, el estado Activado/Desactivado en que permanecerán los respectivos equipos.

Esta información deberá ser actualizada al Coordinador a través del canal de voz, al menos, cada 4 horas y cada vez que cambie de estado.

Cada una de las comunicaciones quedará debidamente registrada por el Coordinador.

Artículo 183.

Es de responsabilidad de cada empresa coordinada que presta o explota el servicio complementario, gestionar una mantención preventiva continua sobre sus instalaciones a efectos de mantener la disponibilidad de los SSCC.

En el momento en que una empresa coordinada tome conocimiento de que uno de sus equipos que presta o facilita un determinado SC ha fallado o se produce su desconexión intempestiva y, por lo tanto, pierde su capacidad de participar o asistir total o parcialmente en la prestación de dicho servicio, deberá comunicar de manera inmediata al Coordinador a través del Canal de Comunicación de Voz Operativa e ingresar el respectivo informe de falla

según lo establecido en el Anexo Técnico de la NTSyCS denominado “Informe de Falla de los Coordinados”, según corresponda.

De manera similar a lo indicado en el párrafo anterior se debe proceder ante el caso de una instalación que queda indisponible para participar o asistir en la prestación del SC una vez concluida una intervención por mantenimiento que involucra a dicha instalación, sea ésta programada o de curso forzoso.

No obstante lo anterior, el Coordinador podrá solicitar información complementaria a la indicada, a la empresa coordinada responsable de la operación del SSCC en cuestión, la que deberá ser entregada en los plazos que el Coordinador establezca.

Artículo 184.

En el momento en que una empresa coordinada tome conocimiento de que uno de sus equipos que prestan o asisten un determinado SC tiene una limitación en su capacidad para entregar todos los recursos habilitados para prestar dicho servicio, ésta deberá comunicar de manera inmediata al Coordinador a través del Canal de Comunicación de Voz Operativa y a través del documento que el Coordinador haya dispuesto para dar cuenta de esta limitación, que contenga, al menos, la hora inicial y final de la limitación, capacidad disponible del recurso durante la limitación y la causa de la limitación.

De manera similar a lo indicado en el párrafo anterior se debe proceder ante el caso de una instalación que queda limitada una vez concluida una intervención por mantenimiento que involucra a dicha instalación, sea ésta programada o de curso forzoso.

No obstante lo anterior, el Coordinador podrá solicitar información complementaria a la indicada, a la empresa coordinada responsable de la operación del SSCC en cuestión, la que deberá ser entregada en los plazos que el Coordinador establezca.

Artículo 185.

El Coordinador diseñará y elaborará reportes periódicos en los que se informen la disponibilidad o presencia efectiva de los equipos y sus recursos que participaron en los respectivos SSCC. Dichos reportes deberán realizarse con ocasión de la determinación de los montos con los que se remunerará la prestación de los servicios complementarios considerando el mismo período de operación utilizado para la valorización de las transferencias de energía.

Artículo 186.

El Coordinador publicará los reportes señalados en los artículos precedentes en su página web.

Título 13. Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de aquellos servicios complementarios instruidos por el Coordinador**Párrafo 1. Generalidades****Artículo 187.**

El Coordinador verificará el cumplimiento de los SSCC que se definan, mediante un sistema de muestreo periódico de señales de medidas y estados que se recibirán a través del SITR u otro medio que se especifique en IDPSSCC.

Cuando por alguna razón, a través del SITR, aplicaciones EMS o Sistema de Información Histórica, no se pueda verificar el funcionamiento oportuno de un SC, el Coordinador utilizará la información obtenida de los equipos registradores que para esos fines se especifiquen en el IDPSSCC vigente.

Artículo 188.

Previo al uso de las señales del SITR para la medición y verificación del cumplimiento de los SSCC, el Coordinador realizará un análisis de la calidad de estas medidas durante, al menos, un periodo de un mes previo a la activación del SC.

A través de este análisis se identificarán las señales que se utilizarán para la verificación del funcionamiento oportuno del SC y que serán aquellas que presenten un menor error medio y su desviación estándar, con respecto a los resultados del estimador de estado.

Artículo 189.

En el caso que las señales que permiten verificar el desempeño de las instalaciones y/o equipos que prestan los SSCC, se encuentren indisponibles, la empresa coordinada deberá normalizar el estado de la señal en un plazo no mayor a 5 días corridos.

Artículo 190.

El Coordinador mantendrá un registro actualizado del desempeño de todos los SSCC, con los que cuantificará la calidad del servicio prestado. Dicha información estará disponible para la consulta de los coordinados.

Artículo 191.

El Coordinador elaborará y mantendrá actualizada la información referente a las señales requeridas y utilizadas para verificar la prestación del SC.

Párrafo 2. Control primario de frecuencia**Artículo 192.**

El Coordinador realizará la evaluación del desempeño del Control de Frecuencia en el SI según lo establecido en la NTSyCS, a través del Anexo Técnico denominado "Desempeño del Control de Frecuencia".

Artículo 193.

El Coordinador efectuará en forma permanente el monitoreo y control del cumplimiento de los estándares asociados al Control de la Frecuencia en tiempo real, según lo establece la NTSyCS en el Título referido a la Supervisión del Control de Frecuencia y en el Anexo Técnico denominado "Desempeño del Control de Frecuencia".

Artículo 194.

El Coordinador verificará que todas las unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa que participen del CPF estén en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, ante una variación de frecuencia en el SI, siempre y cuando estén habilitados para este servicio y disponibles para cumplir dicha función.

Artículo 195.

El Coordinador verificará la oportuna participación de cada unidad generadora o equipos de compensación de energía activa en el CPF a través del sistema de monitoreo o equipos de registros que para esos fines se especifiquen en el IDPSSCC vigente.

Artículo 196.

Será obligación de las empresas coordinadas que prestan el SC de CPF implementar el sistema de monitoreo o de registros, con sus respectivos respaldo en caso de falla del sistema principal, manteniendo almacenados y disponibles las señales con el formato y la tasa de muestreo requeridas por el Coordinador, por un tiempo mínimo de 1 año.

Cuando el Coordinador lo requiera, las empresas coordinadas deberán enviar esos registros en el formato requerido y sin edición o modificación alguna.

Artículo 197.

Cada vez que se observe un Desempeño Deficiente o Insuficiente de una instalación que participa en el CPF, el Coordinador comunicará inmediatamente de esta situación a la empresa coordinada responsable de dicha instalación, la cual deberá enviar al Coordinador dentro de las 72 horas siguientes un plan de pruebas tendiente a verificar y corregir el mal desempeño detectado.

Artículo 198.

Para verificar el cumplimiento oportuno de unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa en la prestación del SC de CPF, el Coordinador realizará un procesamiento automático de los registros de señales que se establezcan en el IDPSSCC vigente.

Dicho procesamiento será definido en el IDPSSCC vigente y deberá estar acorde a las características de las señales muestreadas.

La evaluación del desempeño de una unidad generadora y/o equipo de compensación de energía activa que participa en el CPF se realizará tanto para operación normal como ante la ocurrencia de eventos en el SI que den origen a un informe de falla o que provoquen una excursión de la frecuencia por fuera de una banda que defina el Coordinador.

Párrafo 3. Control secundario de frecuencia

Artículo 199.

El Coordinador controlará y verificará la participación oportuna de cada unidad generadora y/o equipo de compensación de energía activa en el CSF a través de las señales correspondientes al AGC u otro sistema que realice dicho control, disponibles en el SITR:

Dichas señales serán, al menos, las siguientes:

- a) Consigna de potencia de cada unidad generadora.
- b) Modo de control con que participa.
- c) Potencia activa generada por cada unidad generadora y/o equipo.
- d) Factores de participación en el CSF de cada unidad generadora y/o equipo.
- e) Capacidad de potencia activa máxima y mínima de cada unidad generadora y/o equipo.
- f) Otras que se determinen en el IDPSSCC vigente.

Artículo 200.

En caso que el AGC no se encuentre operativo, el Coordinador controlará y verificará en forma permanente la participación de cada unidad generadora y/o equipo en el CSF manual que realice el Coordinador, analizando los registros de potencia activa de cada unidad y/o equipo disponible en el SITR, comparando dichos registros con las instrucciones enviadas por el Coordinador y los programas de generación diario. La verificación de la participación oportuna de los equipos de compensación de energía activa en el CSF se definirá en el IDPSSCC, según las características particulares que tenga cada uno de estos equipos, esto es, el comportamiento de la frecuencia y las tasas de subida y bajada de carga con que fueron habilitados estos equipos.

Artículo 201.

El Coordinador verificará la prestación de cada servicio a través del cumplimiento de las instrucciones impartidas por éste para el restablecimiento de la frecuencia nominal y del seguimiento de la demanda del SI.

En caso de CSF manual, el cumplimiento de las instrucciones del Coordinador se verificará al comparar los registros del SITR con respecto a la fecha y hora de la instrucción registrada por el Coordinador.

Las instrucciones operacionales para subir o bajar carga deberán comenzar a concretarse antes de cinco minutos y finalizar dentro del tiempo dado por las tasa de toma y bajada de carga con que fueron habilitados para prestar el servicio.

Artículo 202.

Si una unidad generadora y/o equipo de compensación de energía activa, que se encuentra realizando el CSF sin apoyo de otra unidad y/o equipo, no es capaz de cumplir con la consigna de frecuencia establecida, pero sí aumenta o disminuye su nivel de inyección con su tasa máxima de subida o bajada de carga verificada en el proceso de habilitación, se considerará que el servicio complementario ha sido prestado de forma satisfactoria.

Párrafo 4. Control de tensión**Artículo 203.**

El Coordinador realizará la evaluación del desempeño del Control de Tensión según lo establecido en la NTSyCS en el Título referido a la Evaluación de Desempeño del Control de Tensión y en el Anexo Técnico denominado "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS".

Artículo 204.

Será responsabilidad del Coordinador efectuar el monitoreo y control del cumplimiento de los estándares asociados al Control de la Tensión en tiempo real, según lo establece la NTSyCS en el Título referido a la Supervisión del Control de Tensión y en el Anexo Técnico

denominado “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

Artículo 205.

El Coordinador verificará que todas las unidades generadoras o equipos de compensación de potencia reactiva que participen del CT están en condiciones de inyectar o absorber potencia reactiva, en forma automática, por acción del Controlador de Tensión ante una variación de tensión en el SI, siempre y cuando estén habilitados y disponibles para este servicio.

Artículo 206.

El Coordinador deberá verificar el adecuado desempeño del control de tensión de las unidades generadoras o equipos de compensación de potencia reactiva supervisando el aporte de potencia reactiva a través de registros de la tensión en bornes y potencia reactiva inyectada o absorbida y de cualquier otra señal proveniente del equipo controlador de tensión, según las necesidades definidas en el IDPSSCC vigente.

Artículo 207.

Para verificar el cumplimiento oportuno en la prestación del SC de CT, el Coordinador realizará un muestreo de los valores de tensión y de las potencias activa y reactiva en bornes de las unidades generadoras o equipos de compensación de potencia reactiva.

Se considerará prestado oportunamente el servicio en operación normal cuando al menos para un valor umbral, definido porcentualmente en el IDPSSCC vigente, de los valores muestreados en cada hora, se satisface una de las siguientes condiciones:

- a) La tensión en bornes de cada unidad generadora o equipo de compensación de potencia reactiva o la consigna de tensión en el punto de control, según sea instruido por el Coordinador, se mantiene dentro de una banda, considerando un margen de error admisible que se establecerá en el IDPSSCC vigente.
- b) La unidad generadora o equipo de compensación de potencia reactiva ha alcanzado el límite de potencia reactiva, de acuerdo con su curva de capacidad PQ.

Para esto se verificará, en cada hora, que las señales telemedidas de tensión en bornes de las unidades generadoras o los equipos de compensación de potencia reactiva o en el punto de control de tensión, los valores obtenidos del estimador de estado o, en su defecto, los

valores obtenidos del equipamiento registrador que se definan en el IDPSSCC, se mantienen dentro de una banda, considerando un margen de error admisible, al menos para el porcentaje umbral del total de los valores muestreados en la hora. En este caso, el servicio se considerará efectivamente prestado.

Por otra parte, si en la hora la tensión en bornes de la unidad generadora o equipo de compensación de potencia reactiva o en el punto de control de tensión, no se mantiene dentro del margen de error admisible para la tensión constante al menos en el porcentaje umbral del total de valores muestreados, se analizarán los valores de potencia activa y reactiva en bornes de la unidad generadora o equipo de compensación de potencia reactiva, correspondientes a la muestra de tensiones que no se mantuvieron dentro del margen de error admisible, comparándolos con los valores máximos de potencia reactiva que puede aportar según su curva de capacidad PQ. En este caso, se considerará efectivamente prestado el servicio si la suma del porcentaje de muestras de tensión se mantiene dentro de una banda, considerando un margen de error admisible más el porcentaje de muestras de potencia reactiva en que la unidad está generando su máxima capacidad de absorción/inyección (según corresponda) de acuerdo a su curva de capacidad PQ, es igual o mayor al porcentaje umbral definido en el IDPSSCC vigente.

Artículo 208.

Será obligación para las empresas que prestan el SC de CT implementar el sistema de monitoreo o equipos de registros que se establezcan a través del IDPSSCC, con sus respectivos respaldos en caso de falla del sistema principal, manteniendo almacenados y disponibles las señales con el formato y la tasa de muestreo requeridas por el Coordinador, por un tiempo mínimo de 1 año.

Cuando el Coordinador lo requiera, las empresas deberán enviar esos registros en el formato requerido y sin edición o modificación.

Artículo 209.

Cada vez que se verifique un Desempeño Deficiente o Insuficiente de una instalación que participa en el CT, el Coordinador comunicará de esta situación a la empresa coordinada responsable de la instalación, la cual deberá enviar al Coordinador dentro de las 72 horas siguientes un plan de pruebas tendiente a verificar y ajustar el desempeño.

Párrafo 5. Plan de recuperación de servicio**Artículo 210.**

El Coordinador deberá controlar y verificar la efectiva participación de cada instalación en el PRS.

Las instalaciones y/o equipos que participan del PRS, serán evaluadas de manera cualitativa respecto de su comportamiento durante el proceso de recuperación de servicio, de acuerdo a lo definido en el Estudio de PRS.

Artículo 211.

El monitoreo de las prestaciones asociadas al PRS será realizado por el Coordinador en línea a través del SITR.

Las acciones de monitoreo serán las siguientes:

- a) Partida Autónoma y Aislamiento Rápido. Se verificará el desempeño de la Partida Autónoma y el Aislamiento Rápido, según corresponda, de las unidades generadoras habilitadas para ello. La evaluación del desempeño tendrá como objetivo verificar el cumplimiento de los estándares de operación definidos por el Coordinador en los estudios específicos para el PRS vigentes.
- b) Equipamiento de Vinculación. Se verificará el desempeño del equipamiento de vinculación de islas eléctricas o cierre de anillos, para las distintas áreas que considera el PRS.

El Coordinador deberá verificar que, ante una instrucción, el Equipamiento de Vinculación de islas eléctricas o para cierre de anillos permite la sincronización efectiva de dos o más sistemas energizados, incluso si esos sistemas están aislados eléctricamente, de acuerdo a lo establecido en el Estudio PRS vigente.

Artículo 212.

Se considerará oportuna la participación, durante la aplicación del PRS, de los recursos correspondientes a Partida Autónoma, Aislamiento Rápido o Equipamiento de Vinculación, respectivamente, cuando el Coordinador verifique lo siguiente:

- a) Ante una instrucción para que se realice la Partida Autónoma de una unidad generadora, ésta se produzca con un tiempo y una tasa de toma de carga adecuada, según lo establecido en el Proceso de Habilitación y en el Estudio PRS vigente;
- b) Ante la ocurrencia de un apagón total o parcial que dé origen a la aplicación del PRS, una unidad o central con capacidad de Aislamiento Rápido queda en condiciones para conectarse y energizar inmediatamente la zona que le fue asignada de acuerdo con el PRS vigente. Se aceptará que dicha reconexión se realice una vez que el sistema se haya estabilizado sólo en aquellas instalaciones que establezca el PRS;
- y,
- c) Ante una instrucción, el Equipamiento de Vinculación de islas eléctricas o para cierre de anillos permite la sincronización efectiva de dos o más sistemas energizados, incluso si esos sistemas están aislados eléctricamente, en forma permanente hasta que el Coordinador dé por concluida la recuperación de servicio de acuerdo a lo establecido en el Estudio PRS vigente.

Párrafo 6. Desprendimiento de carga

Artículo 213.

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación del EDAC por subfrecuencia, tensión o esquemas específicos o por desconexión manual de carga, el Coordinador verificará el adecuado desempeño de estos esquemas, según los requerimientos específicos establecidos para cada uno de ellos por el Coordinador, a través de especificaciones técnicas de la NTSyCS, Estudio EDAC o instrucciones de operación, entre otras.

Artículo 214.

Dicha verificación se realizará según lo establecido en el Anexo Técnico “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG” y el Artículo 154 de la presente NT.

Artículo 215.

Para considerar oportuna la participación del recurso de potencia conectada de los usuarios que se abastecen desde el sistema, el Coordinador debe verificar que el desprendimiento de las respectivas potencias se realizó de acuerdo con los montos, tiempos y ajustes correspondientes a cada esquema habilitado.

Título 14. Factores de desempeño

Artículo 216.

El Coordinador deberá realizar una evaluación de cada instalación y/o equipo que haya sido instruida para la prestación de un servicio complementario. Dicha evaluación se materializará mediante factores de desempeño que tendrán por objeto verificar que los servicios se estén efectivamente prestando en la operación del SI.

Artículo 217.

Para el registro de las indisponibilidades de unidades generadoras o equipos señaladas en los artículos siguientes del presente Título, el Coordinador no considerará aquellos periodos en que se realicen desconexiones programadas debido a trabajos o pruebas, entre otros, ni periodos donde se realice el mantenimiento mayor de dichas instalaciones.

Artículo 218.

Anualmente el Coordinador deberá evaluar los estándares de desempeño asociados a las prestaciones de control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y planes de recuperación de servicio (DM_{CPF_j} , DM_{CSF_j} , DM_{CT_j} y DM_{PRS_j}), en función de la estadística de operación de los SSCC. Dicha evaluación, junto con los antecedentes de respaldo, deberán ser comunicadas a la Comisión durante el mes de enero de cada año, la que podrá modificar mediante resolución exenta, los estándares definidos sobre la base de la evaluación recibida por parte del Coordinador.

Párrafo 1. Control Primario de Frecuencia

Artículo 219.

El factor de desempeño correspondiente al servicio de control primario de frecuencia de la unidad generadora o equipo j , corresponderá a:

$$FD_CPF_j = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_CPF_j \text{ es igual o superior a } \alpha_{CPF} \\ 0, & \text{si } DM_CPF_j \text{ es inferior a } \alpha_{CPF} \end{cases}$$

El valor de α_{CPF} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 218.

Artículo 220.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades de las unidades generadoras o equipos, así como la respuesta de estas instalaciones ante desviaciones de frecuencia del SI, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias, de acuerdo al siguiente índice:

$$DM_CPF_j = \left[\left(1 - \frac{NH_{j_{ind}}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times [0,5 \times R1_j + 0,5 \times R2_j]$$

Donde,

DM_CPF_j : Desempeño mensual del CPF de la unidad generadora o equipo j.

$NH_{j_{ind}}$: Número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

$R1_j$: Respuesta de control primario de frecuencia en condiciones normales de operación, de la unidad generadora o equipo j.

$R2_j$: Respuesta de control primario de frecuencia ante contingencias del SI, de la unidad generadora o equipo j.

Artículo 221.

La respuesta de control primario de frecuencia en condiciones normales de operación $R1_j$ señalada en el Artículo 220, se determinará como el promedio mensual del cumplimiento de los siguientes parámetros:

- a) Estatismo permanente, según los rangos de ajustes establecidos en la NTSyCS.
- b) Banda muerta, de acuerdo al valor establecido en la NTSyCS.
- c) Tiempo máximo de establecimiento, según lo establecido en la NTSyCS.

Para la medición de los parámetros antes señalados, el Coordinador deberá instruir el equipamiento necesario para la verificación del desempeño de cada unidad generadora o equipo instruido para la prestación del CPF. Dicho equipamiento deberá indicarse en el IDPSSCC y será remunerado conforme se establece en el Reglamento de SSCC para la respectiva categoría.

Artículo 222.

La respuesta de control primario de frecuencia ante contingencias $R2_j$ señalada en el Artículo 220, se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R2_j = \frac{\text{Aporte real CPF}_j}{\text{Reserva habilitada para CPF}_j} \times 100$$

La reserva habilitada para CPF_j de la unidad generadora o equipo j , corresponderá a la que se defina en el IDPSSCC. En relación al Aporte real al CPF_j de la unidad generadora o equipo j , éste se determinará como el promedio mensual de la respuesta ante cada evento que de origen a un Estudio de Análisis de Falla, de acuerdo a:

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

Donde, P_{post} corresponde a la potencia eléctrica posterior al evento de falla, medida en los terminales de la unidad generadora o equipo, y se determina como el promedio de las muestras en una ventana de 20 segundos desde el instante en el cual la frecuencia alcanza su valor mínimo o máximo, dependiendo si se trata de un evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia respectivamente, y P_{pre} corresponde a la potencia eléctrica previa al evento de falla, medida en los terminales de la unidad generadora o equipo, y se determina como el promedio de las muestras en una ventana de 10 segundos previo a la contingencia.

Párrafo 2. Control Secundario de Frecuencia

Artículo 223.

El factor de desempeño correspondiente al servicio de control secundario de frecuencia de la unidad generadora o equipo j , corresponderá a:

$$FD_CSF_j = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_CSF_j \text{ es igual o superior a } \alpha_{CSF} \\ 0, & \text{si } DM_CSF_j \text{ es inferior a } \alpha_{CSF} \end{cases}$$

El valor de α_{CSF} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 218.

Artículo 224.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades de las unidades generadoras o equipos, así como las instrucciones en tiempo real del Coordinador, de acuerdo al siguiente índice:

$$DM_CSF_j = \left[\left(1 - \frac{NH_{j_{ind}}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times RCSF_j$$

Donde,

DM_CSF_j : Desempeño mensual del CSF de la unidad generadora o equipo j.

$NH_{j_{ind}}$: Número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

$RCSF_j$: Respuesta de control secundario de la unidad generadora o equipo j.

Artículo 225.

La respuesta de control secundario de frecuencia $RCSF_j$ señalada en el artículo anterior, se determinara como el porcentaje de cumplimiento mensual de cada unidad generadora o equipo j, ante las instrucciones en tiempo real del Coordinador para tomar o dejar carga por parte de estas instalaciones, según lo determine éste último.

Artículo 226.

En el caso que las unidades generadoras o equipos no sean capaces de cumplir con la instrucción en tiempo real dada por el Coordinador, pero sí aumentan o disminuyen su nivel de generación con su tasa de máxima de subida o bajada de carga verificada en el proceso de habilitación, se considerará que el servicio complementario ha sido prestado de forma satisfactoria.

Artículo 227.

En el caso que el control secundario de frecuencia se realice mediante un AGC, la respuesta de control secundario de frecuencia $RCSF_j$ se determinará como el porcentaje del tiempo en el mes en que la unidad generadora alcanza el desempeño esperado conforme a los parámetros de sintonización establecidos en el AGC para cada unidad generadora. Para estos efectos, se considerará en el cálculo del mal desempeño de la unidad generadora previamente requerida para el CSF a través del AGC, el tiempo que se encuentre en la condición de operación Not-Tracking, Pausada o Suspendida, producto de alguna anomalía atribuible a las instalaciones de responsabilidad del Coordinado.

Párrafo 3. Control de Tensión**Artículo 228.**

El factor de desempeño correspondiente al servicio de control de tensión de la unidad generadora o equipo j , corresponderá a:

$$FD_{CT_j} = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_{CT_j} \text{ es igual o superior a } \alpha_{CT} \\ 0, & \text{si } DM_{CT_j} \text{ es inferior a } \alpha_{CT} \end{cases}$$

El valor de α_{CT} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 218.

Artículo 229.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades de las unidades generadoras o equipos, así como las consignas de tensión según corresponda, de acuerdo al siguiente índice:

$$DM_{CT_j} = \left[\left(1 - \frac{NH_{j_{ind}}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times consigna$$

Donde,

DM_{CT_j} : Desempeño mensual del control de tensión de la unidad generadora o equipo j.

$NH_{j_{ind}}$: Número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

consigna: Porcentaje de horas del mes en que la unidad generadora o equipo j estuvo disponible y cumplió con la instrucción del Coordinador en el punto de control correspondiente.

Artículo 230.

En el caso que las unidades generadoras o equipos no sean capaces de cumplir con la consigna de tensión instruida por el Coordinador pero sí entregaron la máxima cantidad de reactivos de acuerdo a sus límites operacionales en función de su diagrama P-Q, se considerará que en dicho periodo el servicio ha sido prestado de forma satisfactoria.

Párrafo 4. Plan de Recuperación de Servicio**Artículo 231.**

El factor de desempeño correspondiente al plan de recuperación de servicio de la unidad generadora o equipo j, corresponderá a:

$$FD_{PRS_j} = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_{PRS_j} \text{ es igual o superior a } \alpha_{PRS} \\ 0, & \text{si } DM_{PRS_j} \text{ es inferior a } \alpha_{PRS} \end{cases}$$

El valor de α_{PRS} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 218.

Artículo 232.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades de las unidades generadoras o equipos, de acuerdo al siguiente índice:

$$DM_{PRSj} = \left[\left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times R_{PRSj}$$

Donde,

DM_{PRSj} : Desempeño mensual del PRS de la unidad generadora o equipo j.

NH_{jind} : Número de horas en que la unidad generadora o equipo j estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

R_{PRSj} : Respuesta de plan de recuperación de servicio de la unidad generadora o equipo j.

Artículo 233.

La respuesta de plan de recuperación de servicio R_{PRSj} señalada en el artículo anterior, corresponderá a:

- 1, desde que se habilita para participar en el PRS y mientras no se active dicho servicio en el que debe participar, o si ante la activación del PRS la unidad generadora o equipo j opera correctamente de acuerdo a lo establecido por el Coordinador.
- Proporcional para el mes respectivo, si es que se activa más de un PRS dentro del mismo mes, siendo igual a 1, si ante todas las activaciones del PRS la unidad generadora o equipo j opera correctamente de acuerdo a lo establecido por el Coordinador.
- 0 para el mes respectivo, si ante la activación del PRS la unidad generadora o equipo j no opera correctamente de acuerdo a lo establecido por el Coordinador.

La respuesta R_{PRSj} se mantendrá en 0 en los meses siguientes mientras no se realice la verificación indicada en el Artículo 236.

Título 15. Pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los servicios complementarios

Artículo 234.

Cada vez que el Coordinador no pueda verificar la prestación efectiva de un SC o que ésta haya exhibido un desempeño deficiente o insuficiente, podrá suspender la calidad de habilitado de las instalaciones responsables y notificar la realización de una Auditoría Técnica y/o de pruebas de operatividad de los recursos disponibles, para efectos de verificar si mantienen los requisitos de habilitación para participar en la prestación del correspondiente servicio.

Artículo 235.

Los términos y condiciones en que se desarrollarán dichas Auditorías Técnicas se establecen en el Anexo Técnico denominado “Desarrollo de Auditorías Técnicas”.

En base a los resultados de la Auditoría Técnica, el Coordinador requerirá a la Empresa implementar las acciones correctivas necesarias para disponer del servicio al más breve plazo.

Artículo 236.

En caso que el Coordinador lo estime necesario, podrá notificar la realización de pruebas de operatividad de los recursos disponibles para un SC, a través de pruebas operacionales en el SI.

Artículo 237.

Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, las empresas coordinadas que participen en la prestación de un SC, deberán realizar pruebas de operatividad tendientes a verificar que las instalaciones mantienen las cualidades con las cuales fueron habilitadas para participar en la prestación del SC, conforme a lo indicado en el Anexo Técnico denominado “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS” y con la periodicidad establecida en dicho Anexo.

El Coordinador podrá solicitar a las empresas coordinadas que participen en la prestación de un SC la realización de pruebas de operatividad tendientes a verificar que las instalaciones mantienen las cualidades con las cuales fueron habilitadas para participar en la prestación del SC.

Título 16. Responsabilidades

Párrafo 5. Del Coordinador

Artículo 238.

Será responsabilidad del Coordinador verificar la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas para prestar los SSCC y el funcionamiento oportuno de aquellos SSCC instruidos, utilizando para ello el SITR o los equipos registradores, según corresponda, implementados por las empresas coordinadas para esos fines.

Artículo 239.

Será responsabilidad del Coordinador llevar un adecuado sistema de información que permita la emisión de reportes sobre la verificación señalada en el artículo precedente, con la debida identificación de las instalaciones y de las empresas que prestan cada SC, de manera de permitir la determinación de las remuneraciones de los SSCC correspondientes.

Dichos reportes serán puestos a disposición de las empresas coordinadas en conjunto con la determinación de las remuneraciones de los SSCC que realice el Coordinador.

Artículo 240.

Será responsabilidad del Coordinador tomar las medidas operacionales necesarias para cumplir la prestación de cada SC en el SI, mediante el uso de los recursos disponibles por parte de las empresas que participan y en la medida que dichos recursos sean suficientes para el cumplimiento del servicio, notificar la desconexión o suspender la habilitación temporal o permanente de instalaciones que presentan un desempeño deficiente o insuficiente en la prestación del servicio y, cuando corresponda, de notificar la realización de pruebas o auditorías a esas instalaciones.

Párrafo 6. De las empresas coordinadas**Artículo 241.**

Será responsabilidad de las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC, la implementación de los equipos necesarios para verificar la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas para prestar SSCC.

Artículo 242.

Será responsabilidad de las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC interconectados al SI, la implementación de los equipos necesarios para verificar el cumplimiento de la prestación de los SSCC según lo instruido por el Coordinador.

Artículo 243.

Será responsabilidad de las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC interconectados al Sistema, cumplir con la realización de las pruebas o auditorías que les notifique el Coordinador.

Artículo 244.

Toda empresa coordinada que opere y/o explote los equipos que prestan los SSCC, debe tomar todas las medidas necesarias para asegurar que los registros de las señales requeridas para verificar, tanto la presencia de las instalaciones como la adecuada prestación de los SSCC, sean almacenados durante al menos un año y que permanecerán inalterados y a disposición del Coordinador.

Artículo 245.

Cada empresa coordinada que opere y/o explote los equipos que prestan los SSCC es responsable de mantener el adecuado funcionamiento de los equipos registradores y/o del SITR solicitados por el Coordinador, para efectos que el Coordinador pueda verificar en todo momento el desempeño de sus instalaciones.

Capítulo 7. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 246.

Durante el año 2017 y mientras la Comisión no establezca, mediante resolución exenta, los estándares de desempeño en los términos señalados en el Artículo 218 de la presente NT, los valores para los sistemas SIC y SING corresponderán a los siguientes:

| Estándares de desempeño del SIC | |
|---------------------------------|-----|
| α_{CPF} | 90% |
| α_{CSF} | 90% |
| α_{CT} | 98% |
| α_{PRS} | 98% |

| Estándares de desempeño del SING | |
|----------------------------------|-----|
| α_{CPF} | 75% |
| α_{CSF} | 75% |
| α_{CT} | 98% |
| α_{PRS} | 98% |

Artículo 247.

Las empresas coordinadas tendrán un plazo de 6 meses contados desde la publicación de la presente NT en el Diario Oficial para instalar y/o habilitar el equipamiento señalado en el Artículo 221 de la presente NT. Para estos efectos, el Coordinador deberá instruir la instalación y/o habilitación de estos dispositivos en el IDPSSCC vigente durante el período 2017. Mientras no se disponga de los señalados equipos en el SI, se considerará que el factor $R1_j$ es igual a 100%.

Artículo 248.

El Coordinador tendrá un plazo de 2 meses, contados desde la publicación de la presente NT en el Diario Oficial, para actualizar el IDPSSCC vigente durante el periodo 2017 a los requerimientos establecidos en la presente NT, incluyendo la actualización a la que se refiere el artículo precedente, según corresponda.