

ANEXO 1

PROPUESTA DE CONTENIDOS NT SSCC EN MATERIA DE VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC, VERIFICACIÓN DE DESEMPEÑO Y DISPONIBILIDAD DE SSCC, DETERMINACIÓN DE LA CUANTÍA DE LOS SSCC, E INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN

Se presenta en este Anexo una propuesta de contenidos y estructuración normativa a ser incorporada en la nueva NT de SSCC, en lo que se refiere específicamente a aspectos de Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC, Verificación de Desempeño y Disponibilidad de SSCC, Determinación de la Cuantía de los SSCC, Instrucciones de Operación. El articulado incorpora las observaciones efectuadas por la CNE a las versiones ya entregadas.

Como se señaló en las entregas anteriores, los artículos han sido, en general, traspasados desde otras normas de igual o menor rango. El texto incorporado o editado por el Consultor se resalta en color gris. El texto que se propone eliminar de la versión original tiene formato tachado.

Los comentarios luego de la frase “Nota del Consultor” son aclaratorios y no pertenecen a la propuesta de NTSSCC.

La nomenclatura utilizada es la de la NTSyCS y del Reglamento SSCC.

PROPUESTA DE ARTICULADO DE LA NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Contenido

Capítulo 1	DISPOSICIONES GENERALES	6
Título 1.	Objetivos y Alcances	6
Título 2.	Abreviaturas y Definiciones	6
Título 3.	Generalidades	10
Título 4.	Responsabilidades	11
Párrafo 1.	Del Coordinador.....	11
Párrafo 2.	De las empresas coordinadas.....	12
Capítulo 2	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	14
Título 1.	ASPECTOS GENERALES	14
TÍTULO 2.	RESPONSABILIDADES	15
TÍTULO 3.	PROCESO DE VERIFICACIÓN Y CONTROL DE RECURSOS TÉCNICOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	16
TÍTULO 4.	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CONTROL DE FRECUENCIA.....	19
Párrafo 1	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CRF	20
Párrafo 2	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CPF	21
Párrafo 3.	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CSF	23
Párrafo 4.	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CTF	24
Párrafo 5.	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CARGAS INTERRUPTIBLES	25
TÍTULO 5.	VERIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA PARTIDA AUTÓNOMA.....	26
TÍTULO 6.	VERIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA AISLAMIENTO RÁPIDO	27
TÍTULO 7.	VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA PRS.....	28
TÍTULO 8.	VERIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS DE CONTROL DE TENSIÓN Y AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES.....	29

Párrafo 1. Generadores sincrónicos.....	29
Párrafo 2. Generadores eólicos y solares fotovoltaicos.....	31
TÍTULO 9. INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA CONTROL DE TENSIÓN	32
TÍTULO 10. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA EL EDAC.....	33
TÍTULO 11. VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MULTIÁREA, EDAC, EDAG, ERAG.....	34
TÍTULO 12. DOCUMENTO TÉCNICO DEL COORDINADOR.....	37
Capítulo 3 DESEMPEÑO Y DISPONIBILIDAD DEL CUMPLIMIENTO EFECTIVO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	38
Título 1. Objetivos y alcances.....	38
Título 2. Generalidades	38
Título 3. Comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el Coordinador para prestar servicios.....	39
Título 4. Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de servicios complementarios	45
Párrafo 1. Generalidades	45
Párrafo 2. Control Primario de frecuencia.....	46
Párrafo 3. Control secundario de frecuencia.....	47
Párrafo 4. Control de tensión.....	48
Párrafo 5. Desprendimiento de carga.....	51
Título 5. Factores de desempeño	52
Párrafo 1. Control Rápido de Frecuencia	54
Párrafo 2. Control Primario de Frecuencia	56
Párrafo 3. Control Secundario de Frecuencia.....	58
Párrafo 4. Control Terciario de Frecuencia.....	60
Párrafo 5. Cargas Interrumpibles.....	62
Párrafo 6. Control de Tensión	64
Párrafo 7. Plan de Recuperación de Servicio	65
Título 6. Pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los servicios complementarios.....	66
Título 7. Suspensión de la verificación.....	67

Capítulo 4	DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	68
Título 1.	Objetivo y Alcance	68
Título 2.	Generalidades	68
Título 3.	Especificación de antecedentes técnicos requeridos	72
Párrafo 1.	Antecedentes técnicos para cuantificar recursos	72
Párrafo 2.	Antecedentes técnicos para cuantificar requerimientos	79
Título 4.	Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	80
Título 5:	Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.....	83
Título 6:	Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga	91
Título 7:	Estudio Para Plan De Defensa Contra Contingencias Extremas.....	93
Título 8:	Estudio para Plan de Recuperación de Servicio	95
Título 9.	Comunicación entre el Coordinador y las Empresas Coordinadas.....	99
Título 10.	Plazos Involucrados.....	100
Título 11.	Funciones y Obligaciones.....	100
Párrafo 1.	De las funciones de operación del Coordinador.....	100
Párrafo 2.	De las obligaciones de las empresas coordinadas.....	101
Título 12.	Formato de Antecedentes Técnicos.....	101
Capítulo 5	INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS. ..	102
Título 1.	Objetivos y Alcances	102
Título 2.	Generalidades.....	103
Título 3.	COORDINACIÓN CON LAS EMPRESAS	104
Párrafo 1.	Comunicación en la programación de la operación e información relacionada con las IOPSSCC.	104
Párrafo 2.	Comunicación en la operación en tiempo real e información relacionada con las IODSSCC.	106
Título 4.	RESPONSABILIDADES	110
Párrafo 1.	Del Coordinador.....	110
Párrafo 2.	De las empresas coordinadas y sus CC	110
Capítulo 6	Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio	112
Título 6-1	Objetivo y Alcance.....	112

Título 6-2	. Jerarquías Operativas	112
Título 6-3	Control de Frecuencia	113
Título 6-4	Control de Tensión	116
Título 6-5	Plan de Recuperación de Servicio.....	123
Capítulo 7	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	132

Capítulo 1 **DISPOSICIONES GENERALES**

Título 1. Objetivos y Alcances

Artículo 1.

El objetivo de la presente Norma Técnica (NT) de Servicios Complementarios (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, a saber:

- 1) Determinación de requerimientos de SSCC y/o Verificación de recursos técnicos de la infraestructura para la prestación de SSCC.
- 2) Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- 3) Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.
- 4) Verificación del Desempeño y Disponibilidad 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) CI: | Carga Interruptible |
| 6) CINV: | Costo de inversión y/o verificación de equipos para prestación de SSCC. |
| 7) Coordinador: | Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. |
| 8) Comisión: | Comisión Nacional de Energía |

9) CPF:	Control primario de frecuencia.
10) CSF:	Control secundario de frecuencia.
11) CSC:	Costos asociados a SSCC.
12) CT:	Control de Tensión.
13) CVNC:	Costos Variables No Combustibles.
14) EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga.
15) EDAG:	Esquema de Desconexión Automática de Generación.
16) EMS:	Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System).
17) ERV:	Energía Renovable Variable
18) IDCSC:	Informe de Declaración de Costos de SSCC.
19) INFORME SSCC :	Informe de Servicios Complementarios.
20) IODSSCC:	Instrucción de Operación de Despacho de SSCC.
21) IOPSSCC:	Instrucción de Operación Programada de SSCC.
22) 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.
23) NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
24) PA:	Partida autónoma.
25) PRS:	Plan de Recuperación del Servicio.
26) RG:	Reserva en giro.
27) SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
28) SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
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 Sistema Eléctrico Nacional 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) **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.
- 6) **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.
- 7) **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.
- 8) **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.

- 9) 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.
- 10) 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.
- 11) Desempeño Deficiente o Insuficiente:** Operación de una instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del Coordinador que no cumple con las instrucciones impartidas por éste o con los requerimientos de diseño, estándares o exigencias establecidas en la NTSyCS.
- 12) Energía Renovable Variable:** Fuente de energía renovable como la solar y la eólica que no es despachable debido a la naturaleza intermitente de su producción.
- 13) 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.
- 14) 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.

- 15) 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.

- 16) 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 Sistema Eléctrico Nacional, ante variaciones de la frecuencia.
- 17) Estudio de Costos:** Estudio de costos desarrollado por el Coordinador de acuerdo a lo indicado en el Artículo 17 del Reglamento de SSCC.
- 18) 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.
- 19) Verificación:** Aprobación por parte del Coordinador de los antecedentes y protocolos que permiten a una instalación participar en la prestación de SSCC.
- 20) INFORME SSCC:** Informe elaborado anualmente por el Coordinador en el cual se señalan los servicios complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su ción y/o instalación.
- 21) Notificación de Auditoría Técnica:** Comunicación emitida por el Coordinador, dirigida a un Coordinado, en la cual se informa la ejecución de una Auditoría Técnica.
- 22) 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 Sistema Eléctrico Nacional, sin contar con suministro de electricidad externo a la central.
- 23) Período de Operación:** Período de operación utilizado para la valorización de las transferencias de energía.
- 24) Reserva en giro (RG):** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación puede 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 Sistemas de almacenamiento.
- 25) Sistema Interconectado:** Referido al Sistema Interconectado Central o Sistema Interconectado del Norte Grande o al Sistema Eléctrico Nacional.
- 26) Unidad marginal:** Unidad generadora que establece el costo marginal instantáneo del sistema.

Título 3. Generalidades

Artículo 5.

En caso de que la Resolución SSCC elaborada por la Comisión defina nuevos SSCC 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 SSCC, la Comisión podrá iniciar la modificación de la presente NT, de conformidad al artículo 72°-19 de la Ley y la normativa que lo complementa.

Artículo 6.

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 7.

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 8.

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 9.

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.

Título 4. Responsabilidades

Párrafo 1. Del Coordinador

Artículo 10.

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

Artículo 11.

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 12.

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 verificación 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 2. De las empresas coordinadas

Artículo 13.

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 que presten SSCC.

Artículo 14.

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 establecido por el Coordinador y cumplir con la realización de las pruebas o auditorías que les notifique el Coordinador.

Artículo 15.

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 16.

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 2 VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Título 1. ASPECTOS GENERALES

Artículo 17.

El objetivo del presente Capítulo es definir las formalidades, descripción mínima, metodología y protocolos a seguir en cada una de las etapas de los ensayos o pruebas necesarias para la verificación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que participen de la prestación de servicios complementarios. Asimismo, se establecen las obligaciones de las partes y los requerimientos de las instalaciones que deben ser habilitadas.

Artículo 18.

Solo podrán participar en la prestación de servicios complementarios las instalaciones que hayan participado en el proceso de verificación.

Artículo 19.

Las instalaciones que se encuentren en período de puesta en servicio deberán verificar sus instalaciones para prestar servicios complementarios antes de su entrada en operación.

Artículo 20 Instalaciones que deben ser verificadas

El Coordinador determinará las instalaciones que puedan prestar cada SSCC en particular considerando las exigencias de seguridad y calidad de servicio de la NTSyCS. Para la prestación de servicios complementarios dichas instalaciones deberán realizar el proceso de verificación de acuerdo a los criterios de la presente NTSSCC.

Las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que deben ser verificadas son al menos las que se señalan a continuación:

- a) Las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento que participan en el Control de Frecuencia.
- b) Las unidades generadoras y equipos de compensación de energía reactiva que participan en el control de tensión.
- c) Las unidades generadoras que cuentan con partida autónoma y equipos de control de potencia activa y/o medios de almacenamiento que participen en el PRS.
- d) Las unidades generadoras que cuentan aislamiento rápido que participen en el PRS.
- e) Las instalaciones del sistema de transmisión para control de tensión.
- f) Las instalaciones o equipos que participen en los Sistemas de Protección Multiárea y EDAC.
- g) Las instalaciones de usuarios finales

- h) Las instalaciones y/o equipos que el Coordinador requiera para materializar la prestación de los SSCC que identifique.

TÍTULO 2. RESPONSABILIDADES

Artículo 21 Obligaciones

Las obligaciones asociadas a los diferentes agentes involucrados, para efectos de lo establecido en el presente Capítulo, son las siguientes:

- 1) El Coordinador deberá:
 - I. Coordinar con los CC que corresponda, las condiciones operativas para la realización de las pruebas, las medidas de seguridad que deberán adoptarse, la fecha definitiva de realización de los ensayos y las restricciones o modificaciones al plan de ensayos propuesto.
 - II. Verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas en el numeral precedente.
 - III. Calificar como habilitadas las instalaciones a las que se refiere el Artículo 20 precedente que cumplen con los requerimientos solicitados en la NTSyCS y el presente **Capítulo**, e incluirlos en la programación de la operación.
 - IV. Autorizar el proceso de verificación de instalaciones cuando los estudios de requerimientos técnicos indiquen su necesidad.
 - V. Autorizar los ensayos para verificar los recursos técnicos de las instalaciones mencionadas en el Artículo 20, para lo cual deberá existir una solicitud previa por parte del Coordinado, una revisión de antecedentes por parte del Coordinador y coordinación con el CC que corresponda.
 - VI. Definir los protocolos de los ensayos a realizar en cada caso.
 - VII. Instruir a los Coordinados que exploten las Instalaciones del Sistema, la realización de ensayos o pruebas para verificar los recursos técnicos de las instalaciones que participen en la prestación de **servicios complementarios**, conforme a las exigencias establecidas en la NT y el presente Anexo.
- 2) Los Coordinados que exploten instalaciones de cualquier tipo, deberán:
 - I. Presentar al Coordinador toda la documentación técnica que le sea requerida, a los efectos de facilitar la realización de las correspondientes evaluaciones, inspecciones, pruebas y/o ensayos que correspondan para la verificación de las instalaciones a las que se refiere el presente **Capítulo**.
 - II. Presentar a través del correspondiente CC las solicitudes de trabajos necesarios para efectuar los ensayos que se requieran.
 - III. Acreditar la verificación de sus instalaciones, en conformidad con lo dispuesto en el presente Anexo.

- IV. Informar al Coordinador cualquier modificación que afecte los equipos pertenecientes a una instalación habilitada.

TÍTULO 3. PROCESO DE VERIFICACIÓN Y CONTROL DE RECURSOS TÉCNICOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Artículo 22 Proceso de verificación

La verificación de las instalaciones para la prestación de los servicios complementarios identificados por el Coordinador en el Informe SSCC podrá realizarse a solicitud del Coordinado o a instrucción del Coordinador cuando la verificación sea necesaria para el Sistema Eléctrico Nacional.

Si el Coordinador determina la necesidad de instruir a un Coordinado la prestación de un servicio complementario, dispondrá la verificación de la instalación correspondiente notificando al Coordinado, el que tendrá un plazo de 10 días a contar de dicha notificación para entregar al Coordinador la información a la que se refiere el siguiente artículo.

Artículo 23 Contenido de la Solicitud del Coordinado

Cuando la verificación de una instalación sea solicitada por un Coordinado, éste deberá acompañar a su solicitud la siguiente información y antecedentes, la que será recibida y registrada por el Coordinador:

- a) Solicitud de verificación: Solicitud escrita del Coordinado o Solicitante al Coordinador, a efectos de solicitar la verificación de equipos y recursos técnicos de su propiedad para la prestación de un servicio complementario, en conjunto con la información técnica que se requiera y un informe que justifique la necesidad de que el servicio para el cual se solicita la verificación es necesario para el Sistema Eléctrico Nacional.
- b) Documentación técnica: Conjunto de datos, protocolos específicos de ensayos e informes técnicos requeridos por el Coordinador, necesarios para verificar la aptitud técnica de equipos, automatismos y protecciones a efectos de la verificación para el servicio.
- c) La terna de las Empresas Especialistas a la que refiere el siguiente artículo junto con sus antecedentes.

La documentación técnica compuesta por registros de ensayos, esquemas, datos, copias de planos originales deberá ser entregada en formato digital.

Artículo 24 Empresa especialista a cargo de los ensayos

Conjuntamente con la documentación a la que se refiere el Artículo precedente, el Coordinado deberá proponer una terna de empresas al Coordinador para la realización de los ensayos a los que se refiere el presente Capítulo. La propuesta deberá ser acompañada con los datos de las

empresas, antecedentes de trabajos similares y experiencias de sus profesionales que avalen la capacidad para la realización de las pruebas.

De la terna a la que se refiere el inciso precedente, el Coordinador podrá seleccionar una empresa, en adelante Empresa Especialista, que estará a cargo de la realización de los protocolos específicos de los ensayos establecidos en el Documento Técnico denominado “Verificación de Instalaciones” que elabore el Coordinador, el registro de los mismos, la elaboración del informe correspondiente y la certificación de los resultados obtenidos. En caso que ninguna de las empresas propuestas por el Coordinado cumpla con las exigencias técnicas y la experiencia necesaria para llevar a cabo los ensayos, el Coordinador podrá elegir una Empresa Especialista que no haya sido incorporada en la terna propuesta por el Coordinado.

Con el apoyo de la Empresa Especialista contratada, será responsabilidad del Coordinado la entrega de los informes con los resultados de las pruebas que permitan la verificación de una instalación, en función de los requerimientos establecidos en el presente Capítulo y acorde con lo indicado en el Documento Técnico denominado “Verificación de Instalaciones” que elabore el Coordinador.

Artículo 25 Recepción de la solicitud

La Solicitud a la que se refiere el Artículo 23 deberá ingresar oficialmente al Coordinador, donde se asignará automáticamente la fecha de recepción y número de ingreso de la documentación.

Artículo 26 Control y análisis de la documentación recibida

El Coordinador realizará un control de admisibilidad de la Solicitud a la que se refiere el Artículo 23 del presente Capítulo, en el que deberá verificar que la mencionada Solicitud cumpla con acompañar la documentación mínima necesaria para iniciar el proceso de verificación.

El Coordinador contará con un plazo máximo de 10 días para el control de admisibilidad de la documentación y, en su caso, requerir información adicional al Coordinado. En el caso de que la información esté incompleta o sea imposible de completar en el referido plazo, se le notificará al Coordinado indicando la información adicional que deberá acompañar, para lo cual dispondrá de un plazo máximo de 10 días a contar de dicha notificación.

Si la documentación técnica está completa, el Coordinador procederá a su análisis y evaluación, asegurándose que la misma contenga todos los datos, diagramas funcionales, memorias de cálculo, registros y ensayos que permitan verificar la aptitud técnica de las instalaciones para participar en la prestación de servicios complementarios, según los requerimientos contenidos en el presente Título.

Artículo 27 Solicitud de autorización de ensayos

El Coordinado deberá enviar al Coordinador una solicitud de autorización para ensayos, con al menos 15 días de anticipación a la fecha prevista para el inicio de dichos ensayos. Para ello, el Coordinado deberá proponer al Coordinador un cronograma de ensayos que contenga, como mínimo, la siguiente información:

1. Descripción de las operaciones y/o perturbaciones que se aplicarán sobre las instalaciones y el Sistema Eléctrico Nacional.
2. Modelos de los protocolos de ensayos a utilizar.
3. Duración prevista de los ensayos.
4. Medidas de seguridad que se deberían adoptar.

El Coordinador responderá en un plazo máximo de 7 días la factibilidad de programar dichos ensayos en la fecha solicitada. En caso contrario, el Coordinador propondrá una o más fechas alternativas para estos ensayos. Con todo, los ensayos se realizarán en la oportunidad que el Coordinador los autorice, de acuerdo a las prácticas habituales utilizadas en la Programación de la Operación.

El Coordinador deberá coordinar con el Coordinado que corresponda, las condiciones operativas para la realización de las pruebas, las medidas de seguridad que deberán adoptarse, la fecha definitiva de realización y las restricciones o modificaciones al cronograma propuesto.

El Coordinador deberá verificar, junto al CC que corresponda, que las condiciones de seguridad definidas entre el Coordinador y el Coordinado se cumplan al momento de realización de los ensayos de verificación.

Artículo 28 Ejecución de los ensayos

Los ensayos de verificación serán realizados conforme a lo estipulado en el presente Capítulo y en el Documento Técnico denominado “Verificación de Instalaciones” que elabore el Coordinador.

Adicionalmente se deberán utilizar sistemas de medición y registro de variables que cumplan con las prácticas recomendadas en normas internacionales tales como IEEE, ASTM, IEC, VDE u homologaciones a éstas, las que deberán quedar descritas en el respectivo Protocolo de Ensayo.

Una vez finalizados los ensayos, sus resultados serán entregados al Coordinador para su revisión, la que dispondrá de un plazo máximo de 20 días a contar de la recepción de los informes que contienen los resultados de los ensayos para calificar si éstos resultan suficientes para declarar la aceptación del proceso de verificación realizado, o bien se requiere complementar los ensayos.

En el caso que el Coordinador determine que es necesario complementar los ensayos se le notificará al Coordinado dicha circunstancia, junto con la indicación de los ensayos que deben complementarse. A contar de dicha notificación, el Coordinado dispondrá de un plazo máximo de 10 días para programar los ensayos.

Las empresas coordinadas deberán realizar pruebas de operatividad tendientes a verificar que sus instalaciones mantienen la capacidad de prestación para las cuales fueron habilitadas, con la siguiente periodicidad:

- a) Control de Frecuencia – Control de tensión – PRS - Una prueba cada 1 año coordinada por el Coordinador y una certificación cada 2 años con un ente externo a la empresa.

- b) Instalaciones que participan en EDAC – Certificación anual con un ente externo a la empresa.

Cada vez que se realice una intervención y/o modificación en la instalación que puedan afectar su desempeño o cuando de conformidad al criterio del Coordinador, existan evidencias de mal funcionamiento de la instalación, se deberán realizar pruebas de operatividad para verificar la prestación para la cual fueron habilitadas.

En caso de no cumplirse con los ensayos periódicos o aquellos solicitados por el Coordinador, ésta podrá suspender la verificación de la instalación para la prestación correspondiente.

Artículo 29 Resultados de la verificación

A partir de la recepción de la Solicitud de verificación declarada admisible según lo dispuesto en los artículos precedentes, incluidos los protocolos específicos de ensayos, el Coordinador dispondrá de un plazo máximo de 10 días para analizar e informar fundadamente al Coordinado si la solicitud de verificación fue aceptada o no.

Una vez realizados los ensayos y habiendo el Coordinador analizado sus resultados, si el Coordinador determina que la instalación cumple con todas las condiciones y requerimientos contenidos en la NTSyCS y el presente Capítulo, el Coordinador emitirá un certificado de verificación de instalaciones que indique lo siguiente:

- a) las instalaciones cuyo desempeño ha sido verificado satisfactoriamente
- b) los servicios complementarios que dichas instalaciones pueden prestar
- c) los recursos que las instalaciones pueden entregar
- d) fecha de inicio de vigencia de dicho certificado

TÍTULO 4. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CONTROL DE FRECUENCIA

Nota del Consultor: Traspasado del Capítulo 8 de la NTSyCS

Artículo 30

Los Coordinados que exploten instalaciones que cuenten con los elementos de control primario de frecuencia podrán, por iniciativa propia o a solicitud del Coordinador justificada mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, solicitar la verificación de estas instalaciones para el Control de Frecuencia.

Ante la solicitud de un Coordinado que explote una instalación o un conjunto de instalaciones, para verificar sus unidades a participar en el Control de Frecuencia, el Coordinador, dentro de un plazo máximo de 10 días, deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la verificación.

Asimismo, ante la solicitud del Coordinador para que una instalación habilite el sistema de Control de Frecuencia de sus unidades, el Coordinado dispondrá de un máximo de 10 días para informar al Coordinador el plazo que le tomará el cumplimiento de los requisitos, plazo que no podrá ser superior a seis meses.

Artículo 31

En caso de cumplirse todos los requisitos a que se refiere el artículo precedente, el Coordinador deberá proceder a calificar la instalación o conjunto de instalaciones como verificadas para participar en la categoría de Control de Frecuencia para la que fue ensayada.

Artículo 32

Esta verificación entrará en vigencia a partir de la semana siguiente de la notificación del Coordinador, luego de lo cual la instalación deberá participar del Control de Frecuencia, de acuerdo a lo que el Coordinador determine en base a los requisitos técnicos informados.

Artículo 33

Una vez que las instalaciones de un Coordinado hayan sido verificadas para participar del Control de Frecuencia, el Coordinador deberá incluirlas en la programación de la operación como instalaciones en condiciones de participar en el Control de Frecuencia, a partir de la siguiente programación semanal de la operación.

Artículo 34

Todo Coordinado que explote recursos cuyas instalaciones hayan sido verificadas para participar del Control de Frecuencia, deberá informar al Coordinador cualquier modificación en sus instalaciones, en tanto esta afecte los requisitos necesarios para dicha verificación.

Si dicha modificación hace que la instalación deje de cumplir los requisitos presentados para la verificación original, el Coordinador deberá informar al Coordinado que corresponda la pérdida de la verificación, justificando la adopción de tal decisión. No obstante lo anterior, el Coordinado podrá presentar posteriormente una nueva solicitud de verificación cuando pueda demostrar que se cumplen todos los requisitos y exigencias pertinentes.

Párrafo 1 VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CRF

Artículo 35 Objetivo de los ensayos

Para la verificación de los recursos técnicos de instalaciones para la prestación del CRF mediante mediciones en terreno, se requerirá verificar el desempeño del control de potencia-frecuencia de la instalación.

El propietario de toda instalación que participe en el servicio de CRF deberá realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- 1) La instalación dispone de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la calidad de participación en el CRF, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 306 de esta norma, y los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS.

- 2) La instalación está en condiciones de tomar o reducir carga en forma automática, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 305 de la presente NT.
- 3) Se verificó la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia de la instalación y se identificaron los parámetros que permiten homologar el modelo matemático del controlador contra registros de ensayos.

Artículo 36 Ensayos para verificación de unidades generadoras en el CRF

Para la verificación de instalaciones para participar en el CRF, mediante mediciones en terreno, se deberá verificar el desempeño del controlador de potencia-frecuencia frente a pequeñas perturbaciones en la consigna de velocidad o frecuencia, según corresponda.

Para la verificación de cada instalación para participar del CRF, se requiere como mínimo:

- a) Para distintos valores de reserva para CRF verificar que la instalación es capaz de:
 - i. entregar el 100% de la reserva dentro del tiempo máximo especificado en el Informe de Definición SSCC.
 - ii. mantener su aporte de potencia activa por al menos el tiempo mínimo especificado en el Informe de Definición SSCC.
- b) Medir la máxima “banda muerta” del controlador de frecuencia para CRF.
- c) Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia o potencia.
- d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de frecuencia en todos los modos posibles de operación de la instalación.
- e) Mostrar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática, ante una variación de frecuencia.
- f) Identificar y registrar las magnitudes y parámetros principales que permiten validar el modelo matemático del controlador de potencia-frecuencia.

Párrafo 2 VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CPF

Artículo 37 Objetivo de los ensayos

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una instalación para la prestación del CPF tienen por objetivo verificar la respuesta de dicha instalación ante variaciones rápidas y pequeñas de la frecuencia y a convalidar que el error de estado permanente esté dentro de los márgenes tolerados una vez alcanzada la nueva condición de equilibrio, conforme a las exigencias establecidas en el TITULO 3-3 de la NTSyCS.

El propietario de toda instalación que participe en el servicio de CPF deberá realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- 1) El controlador de potencia-frecuencia cumple con las exigencias mínimas de desempeño estático y dinámico definidos en el Artículo 3-16 de la NTSyCS.
- 2) La instalación dispone de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la calidad de participación en el CPF, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 306 de esta norma, y los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS.
- 3) La instalación está en condiciones de tomar o reducir carga en forma automática, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7-8 Artículo 305 de la presente NT.
- 4) El lazo de control automático de temperatura, en el caso de una unidad turbogás (TG), no provoca la desconexión del grupo frente a un abrupto descenso de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.
- 5) Se verificó la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia de turbina la instalación y se identificaron los parámetros que permiten homologar el modelo matemático del controlador de velocidad contra registros de ensayos.

Artículo 38 Ensayos para verificación de unidades generadoras en el CPF

Para la verificación de unidades generadoras instalaciones para participar en el CPF, mediante mediciones en terreno, se deberá verificar el desempeño del controlador de velocidad de la unidad generadora potencia-frecuencia frente a pequeñas perturbaciones en la consigna de velocidad o frecuencia, según corresponda.

Para la verificación de cada instalación para participar del CPF, se requiere como mínimo:

- a) Medir el estatismo permanente del lazo automático de control de frecuencia.
- b) Medir la máxima “banda muerta” del controlador de frecuencia.
- c) Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia o potencia.
- d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de frecuencia en todos los modos posibles de operación.
- e) Mostrar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del controlador de velocidad de su máquina motriz ante una variación de frecuencia.
- f) Para el caso de unidades generadoras impulsadas por turbinas de gas, se deberá evaluar la respuesta del sistema de control velocidad-potencia de la máquina motriz y del lazo de control de temperatura, frente a una señal en la consigna de frecuencia que simule un importante y abrupto descenso de la frecuencia.
- g) Identificar y registrar las magnitudes y parámetros principales que permiten validar el modelo matemático del controlador de potencia-frecuencia.
- h) Determinar la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz en el caso de generadores sincrónicos.

Párrafo 3. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CSF

Artículo 39 Objetivo de los ensayos

Los ensayos y/o mediciones para verificar los recursos técnicos de una instalación para participar en el servicio de CSF tendrán por objeto verificar, conforme a las exigencias establecidas en el TITULO 3-3 de la NT, que la instalación cuenta con los siguientes requisitos:

- a) Dispone de un controlador para CSF que actúa en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todos los equipos que participarán del CSF.
- b) El controlador para CSF es de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga del conjunto de las instalaciones comandadas por el controlador de CSF no deberá ser menor al valor establecido en el Artículo 3-17 de la NTSyCS (4 MW/min).
- d) Las instalaciones disponen de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la calidad de participación en el CSF, de acuerdo con lo establecido en los Artículos 4-17, 4-27 y 7-9 de la NTSyCS.
- e) Se verificó la respuesta de la instalación bajo el comando del Controlador de CSF y se identificaron los parámetros que permiten homologar el modelo matemático de este Controlador contra registros de ensayos.

Artículo 40 Ensayos para verificación de unidades generadoras en el CSF

Para la verificación de los recursos técnicos de instalaciones para la prestación del CSF mediante mediciones en terreno, se requerirá verificar el desempeño del controlador secundario o control conjunto de potencia-frecuencia.

~~En virtud de lo establecido en el Artículo 8-17 de la NTSyCS,~~ En la verificación del CSF de cada unidad generadora o grupo de unidades generadoras, habilitadas para el CPF y comandadas por un control conjunto, se deberán verificar los siguientes requisitos mínimos:

- a) Medición del gradiente de reducción de potencia de la instalación [MW/min].
- b) Medición del gradiente de toma de carga de la instalación [MW/min].
- c) Medir el gradiente de toma de carga [MW/min] del grupo de instalaciones operadas en forma conjunta para el CSF, en el caso de que la misma señal de control del AGC opere sobre más de una instalación.
- d) Medir el gradiente de reducción de carga [MW/min] del grupo de instalaciones operadas en forma conjunta para el CSF, en el caso de que la misma señal de control del AGC opere sobre más de una instalación.
- e) Medición de la estabilidad operativa de las diferentes instalaciones comandadas por un AGC, en caso que éste último se encuentre implementado.

- f) Medición de la potencia máxima operable de la instalación o del conjunto de instalaciones comandadas por el AGC, en caso que éste último se encuentre implementado.

Artículo 41 Unidades generadoras que no se encuentren verificadas para participar del el CPF

Cada unidad generadora o grupo de unidades generadoras comandadas por un control conjunto de generación que no hayan verificado sus recursos técnicos para participar del CPF, además de los ensayos definidos en Artículo 40, para verificar sus instalaciones para participar del CSF deberá realizar todos los ensayos y mediciones establecidos en el Artículo 38 del presente Capítulo.

Artículo 42 Unidades generadoras comandadas en conjunto por un único control secundario

Para el caso de unidades generadoras de diferentes instalaciones cuyos recursos técnicos hayan sido verificados para la prestación del CPF, comandadas en conjunto por un único control secundario y que sean ofrecidas para el CSF, además de los ensayos definidos en el Artículo 40, deberán:

- a) Presentar un estudio que muestre que el sistema de control secundario (control integral o proporcional-integral) está correctamente ajustado.
- b) Realizar mediciones que prueben un desempeño estable del “pool” de unidades sin oscilaciones de potencia activa o de potencia reactiva entre las diferentes instalaciones gobernadas por el controlador secundario.

Párrafo 4. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CTF

Artículo 43 Objetivo de los ensayos

Los ensayos y/o mediciones para verificar los recursos técnicos de una instalación para participar en el servicio de CTF tienen por objetivo verificar la respuesta de dicha instalación ante instrucciones de modificar su intercambio de potencia con la red con la velocidad y durante el tiempo establecidos en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

El propietario de toda instalación que participe en el servicio de CTF deberá realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que la instalación dispone de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la calidad de participación en el CTF, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 306 de esta norma, y los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS.

Artículo 44 Ensayos para verificación de unidades generadoras en el CTF

Para la verificación de una instalación para prestar el servicio complementario de CTF, mediante mediciones en terreno, se deberá verificar como mínimo que:

- a) Para distintos valores de reserva para CTF verificar que la instalación es capaz de:

- i. entregar el 100% de la reserva dentro del tiempo máximo especificado en el Informe de Definición SSCC.
 - ii. mantener su aporte de potencia activa por al menos el tiempo mínimo especificado en el Informe de Definición SSCC.
- b) Medir la máxima “banda muerta” del controlador de frecuencia para CTF.
 - c) Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia frente al cambio en la consigna de potencia.
 - d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de potencia en todos los modos posibles de operación de la instalación.

Párrafo 5. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA CARGAS INTERRUPTIBLES

Artículo 45 Objetivo de los ensayos

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una instalación para prestar el servicio complementario de Cargas Interruptibles tienen por objetivo verificar la respuesta de dicha instalación ante instrucciones de reducir su consumo con la velocidad y durante el tiempo establecidos en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

El propietario de toda instalación que participe en el servicio de CI deberá realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que la instalación dispone de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la calidad de participación en el CI, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 306 de esta norma, y los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS.

Artículo 46 Ensayos para verificación de unidades generadoras en el CRF

Para la verificación de una instalación para prestar el servicio complementario de Cargas Interruptibles, mediante mediciones en terreno, se deberá verificar como mínimo que:

- a) la instalación es capaz de:
 - i. reducir el 100% de desconectar el total del monto de carga comprometido dentro del tiempo máximo especificado en el Informe de Definición SSCC.
 - ii. mantener constante el consumo de potencia luego de la desconexión por al menos el tiempo mínimo especificado en el Informe de Definición SSCC.
- b) Medir el tiempo de establecimiento y el amortiguamiento de las potencias activa y reactiva intercambiada por la instalación con el sistema frente a una instrucción de reducción del consumo.

TÍTULO 5. VERIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA PARTIDA AUTÓNOMA

Artículo 47 Objetivo de los ensayos

Para la verificación de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para participar del servicio de Partida Autónoma del PRS, se deberán realizar ensayos y/o mediciones que demuestren que dicha instalación:

- a) Dispone de capacidad de operación independiente del resto del sistema eléctrico.
- b) Dispone de todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas y PRS que elabore el Coordinador.
- c) Es capaz de operar de forma estable con el controlador de potencia-frecuencia en el modo control de carga.

Artículo 48 Ensayos para verificación de instalaciones para el PRS con partida autónoma

Para la verificación de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento para participar del servicio de Partida Autónoma del PRS mediante mediciones en terreno, se requerirá verificar el desempeño de los servicios auxiliares de dichas instalaciones y del equipamiento instalado para la Partida Autónoma.

Para la verificación de cada instalación para participar en el PRS con partida autónoma, se deberá demostrar capacidad de:

- a) Partir desde cero tensión, sin alimentación de servicios auxiliares desde el SI.
- b) Partir en un tiempo máximo específico.
- c) Operar a plena carga después de un tiempo máximo específico.
- d) Mantenerse operando a plena carga durante un tiempo mínimo específico.

El Coordinador deberá definir mediante un Estudio los tiempos máximos antes indicados, siempre y cuando estos se ajusten a las disposiciones del PRS establecidas en la presente NT.

Además de los requisitos establecidos más arriba en este artículo, los ensayos deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Realizar las maniobras operativas necesarias a efectos de demostrar que la unidad generadora o sistema de almacenamiento dispone de capacidad de operación independiente del resto de las unidades generadoras de las instalaciones de generación.
- b) Evaluar la estabilidad del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia, con la instalación operando en red aislada.
- c) Evaluar la estabilidad y gradiente de toma de carga del control de frecuencia en el modo control de carga, frente a un pequeño incremento en la consigna de potencia activa.

- d) Medir el tiempo de arranque en frío.
- e) Medir el tiempo de arranque en caliente, para unidades termoeléctricas de generación.
- f) Medir el gradiente máximo de toma de carga.

TÍTULO 6. VERIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS O SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA AISLAMIENTO RÁPIDO

Artículo 49 Objetivo de los ensayos

Para verificar los recursos técnicos de una unidad generadora o instalación de generación para participar en el PRS como grupo generador con capacidad de aislamiento rápido se deberán realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que cumple con todos los requisitos técnicos establecidos en el siguiente artículo.

Artículo 50 Ensayos para verificación del sistema de aislamiento rápido para el PRS

Para la verificación del sistema de aislamiento rápido para el PRS del Sistema Eléctrico Nacional mediante mediciones en terreno, se requiere verificar el desempeño de los servicios auxiliares de la unidad generadora y del equipamiento instalado.

Para la verificación de cada unidad generadora o sistema de almacenamiento para participar en el Aislamiento Rápido del PRS, se requieren los siguientes requisitos mínimos:

- a) Demostrar la capacidad de mantener alimentación de sus servicios auxiliares ante un Apagón Total o Apagón Parcial del Sistema Eléctrico Nacional.
- b) Verificación de sistemas de “by-pass” y/o conmutación de alimentación de servicios auxiliares de la unidad generadora.
- c) Verificación de la coordinación de las protecciones y automatismos de la unidad con otras protecciones del Sistema Eléctrico Nacional.
- d) Demostrar la capacidad de operar en forma estable alimentando sólo sus servicios auxiliares durante un tiempo mínimo específico.
- e) Para el caso de turbinas a vapor: ensayo del sistema de cierre rápido de válvulas o
- f) “fast-valving” frente a un rechazo de carga superior al 50 % de la potencia nominal.
- g) Evaluación de la estabilidad del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia, con la unidad operando en red aislada.
- h) Para el caso de turbinas a gas: Evaluación de la estabilidad del lazo de Control de Frecuencia-Temperatura-Aceleración frente a un abrupto descenso o aumento de la frecuencia.

TÍTULO 7. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA PRS

Artículo 51 Objetivo de los ensayos

El objetivo de los ensayos en sistema de transmisión para el PRS es verificar el ajuste y operación de las protecciones eléctricas, automatismos, y demás instalaciones que intervienen en el PRS. Estos ensayos tienen por finalidad verificar la selectividad y tiempos de respuesta de las protecciones, así como comprobar el correcto estado de funcionamiento de accionamientos, servicios auxiliares, aparatos de maniobras, equipos de sincronización y sistemas de comunicaciones en condiciones operativas críticas luego de un colapso parcial o total.

Para la verificación de toda instalación de transmisión que solicite participar en el PRS del Sistema Eléctrico Nacional ~~además de los objetivos a los que se refiere el Artículo 8-29 de la NTSyCS~~, se deberán realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- a) Se dispone de los equipamientos necesarios para una adecuada implementación del PRS, establecidos en el Artículo 3-29 de la NTSyCS.
- b) Se disponen de los equipamientos necesarios para comunicaciones, supervisión y control de las instalaciones afectadas al PRS, conforme a los requerimientos del Artículo 7-44 de la NTSyCS.
- c) Las protecciones cumplen con los requisitos mínimos de seguridad, selectividad y velocidad, ~~conforme a lo establecido en el Artículo 8-26 de la NTSyCS~~.
- d) Los tiempos de actuación de las protecciones principales aseguran el efectivo despeje de las fallas en tiempos inferiores a los máximos definidos en el Artículo 5-45 de la NT ~~durante el proceso de recuperación del servicio~~.
- e) Se dispone de sincronizadores automáticos adecuados.

Artículo 52 Ensayos para verificación de instalaciones del sistema de transmisión para el PRS

Mediante mediciones en terreno, se requerirá verificar el desempeño de las protecciones eléctricas, y de las instalaciones del Sistema de Transmisión que intervienen en el PRS del Sistema Eléctrico Nacional.

~~En virtud de lo establecido en el Artículo 8-25 de la NTSyCS, e~~ Establézcase para la verificación de cada instalación y/o equipamiento de transmisión para participar en el PRS se requieren los siguientes requisitos mínimos:

- a) Realizar las maniobras operativas que se requieran, a efectos de demostrar la aptitud técnica del equipamiento que participará del PRS.
- b) Evaluación del desempeño de las comunicaciones, equipamiento de supervisión y control de las instalaciones afectadas al PRS, para cumplir con lo indicado en el ~~Artículo 7-44 de la NTSyCS~~ Artículo 341 de la presente NT.

- c) Inspección de los ajustes y medición de los tiempos de actuación de las protecciones de las instalaciones que participarán en el PRS.
- d) Medición de los tiempos de interrupción de la corriente eléctrica en aquellos equipos dedicados a la conformación automática de islas eléctricas.
- e) Evaluación de la selectividad de las protecciones eléctricas dedicadas al PRS.
- f) Inspección de servicios auxiliares, sistema de corriente continua, partida autónoma de grupos generadores de emergencia, capacidad de abastecimiento de aire comprimido para accionamientos y los equipamientos de sincronización (Artículo 8-29 de la NTSyCS).

Artículo 53 Aplicación de perturbaciones controladas

Para la verificación de cada instalación y/o equipamiento del Sistema de Transmisión que solicite participar del PRS, el Coordinador podrá requerir, para demostrar el correcto funcionamiento de las protecciones en cuanto a seguridad, selectividad y velocidad, la realización de ensayos que comprendan la aplicación de perturbaciones controladas. Los tipos de perturbaciones a aplicar y su ubicación serán definidas por el Coordinador, conforme a los requerimientos del Artículo 8-26 de la NTSyCS.

TÍTULO 8. VERIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS DE CONTROL DE TENSIÓN Y AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES

Párrafo 1. Generadores sincrónicos

Artículo 54 Objetivo de los ensayos

Para la certificación de los requisitos técnicos de los sistemas de excitación y PSS de una unidad generadora se deberán realizar pruebas y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- a) Se verificó la respuesta de los controles incorporados al sistema de excitación de la unidad generadora (controlador de tensión y limitadores del sistema de excitación) y se identificaron los parámetros y lazos de control que permiten homologar el modelo para simulaciones de transitorios electromecánicos ante grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional
- b) Las protecciones permiten operar a la unidad generadora dentro de los límites de operación en sobretensión y subtenensión establecidos para el Sistema Eléctrico Nacional en el Capítulo 5 de la NTSyCS.
- c) La respuesta de la unidad ante variaciones rápidas de la tensión, frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3-11 de la NTSyCS.
- d) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un limitador de mínima excitación, que en operación normal impida que la corriente de campo del generador descienda hasta valores que puedan causar

la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 -13 de la NT **SyCS**.

- e) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un estabilizador del sistema de potencia (PSS) correctamente calibrado, que mejora el amortiguamiento de los modos de oscilación electromecánicos (Artículo 3-13 de la NT **SyCS**), sin afectar significativamente la regulación de tensión. A este último efecto, mediante pruebas se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondiente a las oscilaciones electromecánicas.
- f) Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 100 [MW] con dos o más unidades, deberán disponer de un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.
- g) En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del Sistema Eléctrico Nacional y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200 [MW], el referido control podrá ser exigido a las centrales que el Coordinador determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control conjunto de su tensión.

Artículo 55 Pruebas del sistema de control de los sistemas de excitación

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, y verificar los parámetros que permitirán “homologar” los modelos de estos controladores para estudios de transitorios electromecánicos y/o electromagnéticos frente a pequeñas y grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional. A este fin se requiere:

- a) Identificar/Verificar la función de transferencia del controlador de tensión
- b) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación de tensión, con el generador operando en vacío y no sincronizado a la red:
 - a. Medición del tiempo de crecimiento - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para aumentar del 10 al 90 % de su valor final, luego de la aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - b. Medición del tiempo de establecimiento del controlador de tensión - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para ingresar y permanecer dentro de una banda de ± 5 % en torno a su valor final o de régimen, luego de aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - c. Medición de tensiones máximas o extremas de corriente o tensión de campo del generador (techos de excitación) y límites electrónicos del controlador de tensión.

- c) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional sobre la base de:
- 1) La evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánico” de la unidad generadora sin PSS.
 - 2) La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación, en caso de disponer de los mismos.
 - 3) La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de sobreexcitación, en caso de disponer de los mismos.
- d) Verificación de estados operativos de régimen permanente extremos del diagrama de capacidad P-Q del generador en operación normal y de alerta.

Artículo 56 Pruebas de control de los PSS

Toda unidad generadora de potencia nominal igual o superior a 50 [MW], o que requiera estar equipada con PSS según establece el Artículo 3-13 de la NTSyCS que se conecte al SI, adicionalmente deberá realizar las pruebas y/o mediciones siguientes:

- Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación y sobreexcitación.
- Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador frente a la actuación del limitador de sobreflujo magnético (Volt/Hz).
- Obtención de la respuesta en frecuencia de la función de transferencia del PSS.
- Evaluación del amortiguamiento del “modo local” de oscilación electromecánico con PSS.
- Respuesta temporal del lazo de regulación de tensión con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional y el PSS conectado. Evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánico” de la unidad generadora.
- Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.
- Evaluación del efecto del controlador de velocidad de turbina sobre el control de la tensión de la unidad generadora debido al PSS.
- Evaluación del desempeño del PSS en bajas frecuencias de oscilación (modos interáreas).
- Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Párrafo 2. Generadores eólicos y solares fotovoltaicos

Artículo 57 Objetivo de los ensayos

Para la certificación de los requisitos técnicos de los controles de tensión/potencia reactiva de una unidad generadora se eólica o solar fotovoltaica deberán realizar pruebas y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- a) Se verificó la respuesta de los elementos incorporados al control de tensión/potencia reactiva de la unidad generadora (controlador y sus limitadores) y se identificaron los

parámetros y lazos de control que permiten homologar el modelo para simulaciones de transitorios electromecánicos ante grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional.

- b) Las protecciones permiten operar a la unidad generadora dentro de los límites de operación en sobretensión y subtenensión establecidos para el Sistema Eléctrico Nacional en el Capítulo 5 de la NTSyCS.
- c) La respuesta de la unidad ante variaciones rápidas de la tensión, frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3 - 7 de la NTSyCS.
- d) Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] dispongan de un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador.
- e) El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos asegure que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas en el Artículo 3-8 de la NTSyCS.

Artículo 58 Pruebas del control de tensión/potencia reactiva

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de tensión/potencia reactiva de la unidad generadora, y verificar los parámetros que permitirán “homologar” los modelos de estos controladores para estudios de transitorios electromecánicos y/o electromagnéticos frente a pequeñas y grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional. A este fin se requiere:

- a) Identificar/Verificar la función de transferencia del controlador de tensión/potencia reactiva
- b) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación con la unidad generadora operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional sobre la base de:
 - La evaluación de la respuesta del sistema de control de tensión/potencia reactiva de la unidad generadora bajo el control del/los limitador/es corriente, en caso de disponer de los mismos.
 - Verificación de estados operativos de régimen permanente extremos del diagrama de capacidad P-Q de la unidad generadora en operación normal y de alerta.

TÍTULO 9. INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 59 Objetivo de los ensayos

Comprende los ensayos para verificar los recursos técnicos de instalaciones de transmisión para la compensación reactiva y la regulación de tensión.

Artículo 60 Ensayos para compensación reactiva

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una instalación de transmisión en la compensación reactiva considerarán su capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, ante distintas condiciones de operación en tensión, y deberán verificar:

- a) Nivel de inyección o absorción de potencia reactiva según la capacidad técnica declarada por el Coordinador, en función de las especificaciones del equipo, en condición de tensión nominal y ante variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 7\%$ de la tensión nominal.
- b) Puesta en servicio según tiempo declarado con una desviación máxima del 10%, desde el momento en que es recibida la orden desde el Coordinador y hasta el cierre del interruptor acoplador.

Artículo 61 Ensayos para regulación automática de tensión mediante cambio de derivaciones

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una instalación de transmisión en la regulación automática de tensión mediante cambio de derivaciones considerarán su capacidad de ajuste de la tensión de control, ante distintas condiciones de tensión en la barra regulada, y deberán verificar lo siguiente:

- Operación dentro de todo el rango de variación disponible del cambiador de derivaciones, según parámetros técnicos declarados, en condiciones de vacío y carga
- Valor de tensión resultante versus consigna de tensión informada con un error máximo del 1%, ante variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 7\%$ de la tensión nominal de la barra regulada.
- Tiempo de establecimiento versus tiempo declarado con un error máximo del 20%, ante variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 7\%$ de la tensión nominal de la barra regulada.

TÍTULO 10. VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA EL EDAC

Artículo 62 Objetivo de los ensayos

Para la verificación de instalaciones para el EDAC se deberán realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que las mismas:

- a) Disponen de los equipamientos y automatismos suficientes para participar en el EDAC por señal específica, subfrecuencia y/o subtensión, en la magnitud que el Coordinador determine, como resultado del Estudio de EDAC especificado en el ~~Capítulo N° 6 de la NTSyCS~~ Capítulo 4 de esta NT o de los Estudios Específicos que se realicen.
- b) Los relés de subfrecuencia para el EDAC verifican las prestaciones técnicas mínimas establecidas en el Artículo 5-15 de la NTSyCS.
- c) Los relés de subtensión para el EDAC verifican las prestaciones técnicas mínimas establecidas en el Artículo 5-18 de la NTSyCS.
- d) Disponen de relés de señal específica, subfrecuencia y subtensión, adecuados para implementar el EDAC, conforme al diseño del mismo, de acuerdo con el ~~Artículo 223 de esta NT~~ Artículo 6-53 de la NTSyCS.

Artículo 63 Ensayos para verificación de instalaciones para el EDAC

Mediante mediciones en terreno, se deberá verificar el desempeño de las instalaciones para su participación del EDAC.

Establézcanse para la verificación de cada instalación y/o equipamiento para su participación en el EDAC, los siguientes requisitos mínimos:

- a) Inspección de las instalaciones para demostrar que disponen de los equipamientos y automatismos suficientes para participar en el EDAC por subfrecuencia y subtensión, en la magnitud y tipo de señal que el Coordinador determine.
- b) Inspección del ajuste de las protecciones de frecuencia y tensión del EDAC.
- c) Inspección de la lógica y ajuste de las protecciones para el EDAC por señal específica.
- d) Medición de los tiempos de respuesta de los relés dedicados/instalados para el EDAC por señal específica, subfrecuencia o subtensión en el Sistema Eléctrico Nacional.
- e) Evaluación del tiempo de medición de los relés de frecuencia, para los niveles absolutos de frecuencia y tasas de variación de la misma.
- f) Evaluación del tiempo de medición de los relés de tensión, para los niveles absolutos de tensión y tasas de variación de la misma.
- g) Ensayos de los relés dedicados/instalados para el EDAC por señal específica, subfrecuencia o subtensión, a efectos de evaluar su correcto y preciso funcionamiento en la medición de niveles absolutos de la señal específica, la frecuencia o la tensión, así como también en la medición de la tasa de variación de estas magnitudes.

TÍTULO 11. VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MULTIÁREA, EDAC, EDAG, ERAG

Artículo 64 Objetivo de los ensayos

Los Sistemas de Protección Multiárea están compuestos por dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de enmallamientos, activados por órdenes remotas de desenganche directo. Estos dispositivos pueden ser activados ante la detección de equipamiento con sobrecarga, sobrefrecuencia o subfrecuencia, sobretensión o subtensión, cambios intempestivos de estado del sistema de transmisión que puedan requerir su actuación para asegurar la estabilidad de una parte del Sistema Eléctrico Nacional, etc.

El diseño de cada sistema de protección es particular para cada uno de los sistemas según las necesidades que surjan como resultado del Estudio PDCE al que se refiere el Título 6-10 de la **presente NTSyCS**.

En consecuencia, al diseñar cada Sistema de Protección Multiárea, se deberán especificar las pruebas y los ensayos de verificación de los componentes y del funcionamiento del sistema para la verificación y los protocolos correspondientes.

Para la verificación los Sistemas de Protección Multiárea, EDAC, EDAG, ERAG, se deberán realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que los mismos:

- a) Disponen en caso de Instalaciones de Clientes, de los medios necesarios para implementar los Esquemas EDAC y de los Sistemas de Protección Multiárea que defina el Coordinador de acuerdo a los resultados del Estudio de EDAC y del PDCE
- b) Disponen en el caso de instalaciones de generación, de los equipamientos necesarios para participar en el EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea en función de las necesidades que el Coordinador identifique para el Sistema Eléctrico Nacional como resultado del Estudio PDCE.
- c) Poseen, en el caso de las instalaciones del Sistema de Transporte, todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación de los Sistemas de Protección Multiárea que determine el Coordinador. como resultado del Estudio PDCE
- d) Cumplen con las exigencias establecidas en la NT, en particular, con lo establecido en el TÍTULO 6-9.

Artículo 65 Ensayos para verificación de los Sistemas de Protección Multiárea

Mediante mediciones en terreno, se requerirá verificar el desempeño del Sistema de Protección Multiárea, y de las instalaciones que lo componen.

Las pruebas y ensayos destinadas a verificar el desempeño de Sistema de Protección Multiárea, deberán contemplar el estudio de las condiciones y perturbaciones que pueden producirse como consecuencia de las pruebas considerando las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en el equipamiento se traslade al SI o produzca desconexiones de equipos, indisponibilidades o daños en alguna parte de la instalación de los Coordinados.

El Sistema de Protección Multiárea, como mínimo, deberá:

- a) Probar el correcto funcionamiento del software que ejecuta los algoritmos que definen la operación del sistema.
- b) Verificar la correcta recepción y procesamiento de las mediciones y estados definidos para activar el sistema.
- c) Verificar que las señales de activación o disparo lleguen correctamente y en tiempo a los circuitos definidos.
- d) Verificar el funcionamiento de los controladores lógicos programables en subestaciones y centrales generadoras.
- e) Verificar la instalación de las interfaces de los controladores lógicos programables con los controles e instrumentos del sistema.
- f) Verificar el funcionamiento de relés repetidores de estados, los relés intermediarios de control, y los transductores de las variables del sistema.
- g) Verificar los sistemas de comunicaciones.
- h) Verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de protección asociados.
- i) Medir el tiempo total de respuesta entre el momento en que se produce un evento y se produce la activación del Sistema de Protección Multiárea.

Las pruebas y ensayos que se incluyan en el diseño del Sistema de Protección Multiárea deberán ser aprobados por el Coordinador.

Artículo 66 Ensayos para EDAG por sobrefrecuencia

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una ~~unidad o componente generadora~~ **instalación** en la Desconexión Automática de Generación por sobrefrecuencia considerarán su capacidad de ser aislada del Sistema Interconectado, a través de la apertura súbita e intempestiva del interruptor en baja o alta tensión de su transformador elevador, debiendo verificarse lo siguiente:

- a) Operación del relé de desconexión según umbral de ajuste, con un error máximo en frecuencia de $\pm 0,02$ Hz, y en tiempo de ± 30 ms o un 3% del tiempo de ajuste.
- b) Tiempo de desconexión, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor desconectador, inferior a 120 ms.
- c) Capacidad de ajuste de umbral de frecuencia en línea.
- d) Tiempo de re-ajuste del umbral de operación del relé, con unidad o componente generadora y relé en servicio.
- e) Capacidad de ajuste de umbral de frecuencia fuera de línea, con unidad o componente generadora en servicio y relé fuera de servicio.
- f) Tiempo de re-ajuste del umbral de operación del relé, con unidad o componente generadora en servicio y relé fuera de servicio.
- g) Capacidad de transferencia de relé desde condición fuera de servicio a en servicio, con unidad o componente generadora en servicio.
- h) Tiempo de transferencia de relé desde condición fuera de servicio a en servicio, con unidad o componente generadora en servicio.

Artículo 67 Ensayos para EDAG por sobrecarga

Los ensayos para verificar los recursos técnicos de una ~~unidad o componente generadora~~ **instalación** en la Desconexión Automática de Generación por sobrecarga considerarán su capacidad de ser aislada del Sistema Interconectado, a través de la apertura súbita e intempestiva del interruptor en baja o alta tensión de su transformador elevador, debiendo verificarse lo siguiente:

- a) Operación del relé de desconexión según umbral declarado, con un error máximo del 0,5%.
- b) Tiempo de desconexión, desde ocurrida la condición de operación del relé hasta la apertura efectiva del interruptor desconectador, inferior a 120 ms.
- c) Capacidad de transferencia desde condición fuera de servicio a en servicio, y viceversa, con unidad o componente generadora en servicio.
- d) Tiempo de transferencia de relé desde condición fuera de servicio a en servicio, con unidad o componente generadora en servicio.

TÍTULO 12. DOCUMENTO TÉCNICO DEL COORDINADOR

Artículo 68. Contenido del Documento Técnico

El Coordinador deberá elaborar un Documento Técnico denominado “Verificación de Instalaciones” que abordará cada uno de los tipos de instalación a verificar señaladas en el Artículo 20 del presente Capítulo.

El referido Documento Técnico deberá contener:

- a) Formato de la solicitud de verificación.
- b) Guía indicativa de los ensayos, pruebas y mediciones requeridas para la verificación de la instalación, considerando entre otros:
 - I. Metodología de cada uno de los ensayos y pruebas.
 - II. Requerimientos básicos que deberán cumplir los sistemas de medición.
 - III. Las magnitudes a registrar.
 - IV. Principales medidas de seguridad a adoptar durante las pruebas.
 - V. Instrumental requerido.
 - VI. Protocolos de ensayos.
- c) Formato del informe de ensayos.

Capítulo 3 DESEMPEÑO Y DISPONIBILIDAD DEL CUMPLIMIENTO EFECTIVO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Título 1. Objetivos y alcances

Artículo 69.

El objetivo del presente Capítulo es establecer los mecanismos que permitan la verificación del desempeño y disponibilidad 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 SSCC.

Artículo 70.

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 **disponibilidad** 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 **y efectivo** 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 2. Generalidades

Artículo 71.

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 Informe SSCC.

El Coordinador podrá contar con equipos y sistemas de adquisición y registro de la información o instruir su instalación directa, para efectos de la verificación del desempeño y la disponibilidad, de acuerdo al artículo 89 del Reglamento de SSCC.

Artículo 72.

Se entenderá que las instalaciones que prestan SSCC se encuentran efectivamente disponibles en el sistema si las mismas se encuentran disponibles y sus respectivas funcionalidades destinadas a prestar por sí solas un determinado SC en el Sistema Eléctrico Nacional, previa verificación y activación de éstos, se encuentran en un estado o condición tal que les permitan entregar los recursos disponibles para la prestación del SC de manera adecuada y oportuna.

Artículo 73.

La verificación de la disponibilidad y prestación efectiva de los SSCC se aplican sobre los SSCC previamente identificados en el Informe SSCC vigente al momento de la emisión de la instrucción de operación y cuyas instalaciones hayan sido previamente verificadas de acuerdo con el Capítulo 2 de esta NT.

Artículo 74.

Se entenderá por funcionamiento oportuno de un SC, 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 75.

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 Informe SSCC, de manera de obtener o mantener **la validez de su certificado de verificación de instalaciones su calidad de habilitado** para esos fines.

Artículo 76.

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 3. Comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por el Coordinador para prestar servicios

Artículo 77.

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 78.

La activación o disponibilidad de los equipos para prestar ~~el servicio de CPF~~ los servicios automáticos de CRF, CPF y CSF en unidades generadoras o sistemas de almacenamiento, 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 dichos SSCC.

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 79.

Para las instalaciones, 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 o sistema de almacenamiento, 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 ~~inyectada a la red~~.

Para los sistemas de almacenamiento el Informe SSCC 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 ~~excepcional en el que no pueda ejecutarse el CSF de manera automática y el mismo deba realizarse manualmente, 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 o sistema de almacenamiento 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 o sistema de almacenamiento para prestar el CSF manual.
- c) Potencia Activa ~~generada~~ inyectada a la red.

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 80.

Para efectos de verificar la presencia efectiva de un margen de reserva ~~en giro de generación~~ para el CF, aquellas unidades generadoras o sistemas de almacenamiento que participan en el Control de Frecuencia 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 equipo de compensación de energía activa a la reserva ~~en giro para CPF~~ 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 81.

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 82.

Para efectos de verificar la presencia efectiva de un margen de capacidad de potencia reactiva, 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.

Artículo 83.

Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio a las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento 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 84.

Se considerarán disponibles para prestar el servicio de Recuperación de Servicio a las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento 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 85.

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 86.

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 87.

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 88.

Cuando la(s) señal(es) que da(n) cuenta del estado Activado/Desactivado de un equipo para prestar los SSCC de CRF, 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 el estado Activado/Desactivado en que permanecerán los respectivos equipos.

Esta información deberá ser actualizada al Coordinador 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 89.

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 90.

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 SITR, y ésta(s) quede(n) indisponible(s) a consecuencia de la caída del enlace de comunicación del SITR, RTU u otro equipo asociado, la empresa coordinada respectiva deberá comunicar antes de 1 hora, ~~mediante el Canal de Comunicación de Voz Operativa con~~ al Coordinador, el estado Activado/Desactivado en que permanecerán los respectivos equipos.

Esta información deberá ser actualizada al Coordinador, al menos, cada 4 horas y cada vez que cambie de estado.

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

Artículo 91.

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 92.

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 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 93.

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 94.

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

Título 4. Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de servicios complementarios

Párrafo 1. Generalidades

Artículo 95.

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 el Informe SSCC.

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 Informe SSCC vigente.

Artículo 96.

Será obligación para las empresas que prestan SSCC implementar el sistema de monitoreo o equipos de registros que se establezcan a través del Informe SSCC, 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 97.

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 98.

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.

Sin perjuicio de lo anterior, el servicio complementario respectivo se considerará como no prestado desde el momento en que Coordinador detecte la indisponibilidad de la señal a menos que el Coordinado disponga de un medio alternativo para evaluar el desempeño del servicio complementario mientras se regulariza la señal.

Los medios alternativos podrán ser presentados por el propio 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 prestación del servicio.

Nota del Consultor: extraído del Procedimiento DO del CDEC-SING.

Artículo 99.

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 100.

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

Artículo 101.

El Coordinador deberá evaluar el funcionamiento oportuno de los SSCC mediante factores de desempeño que permitan verificar desde el punto de vista sistémico la eficacia de dichos servicios para preservar la SyCS del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 102.

El Coordinador deberá definir en el Informe SSCC los factores de desempeño mencionados en el artículo anterior que no se encuentren definidos en la NTSyCS ni en la presente NTSSCC para cada uno de los servicios complementarios que identifique.

Artículo 103.

Las metodologías requeridas para verificar el desempeño de los SSCC serán las establecidas en los siguientes artículos, sin perjuicio de las especificaciones que corresponda establecer en el Informe SSCC atendidas las características propias de los SSCC definidos.

Párrafo 2. Control Primario de frecuencia

Artículo 104.

El Coordinador verificará que todas las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento 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 105.

El Coordinador verificará la oportuna participación de cada unidad generadora o sistemas de almacenamiento en el CPF a través del sistema de monitoreo o equipos de registros que para esos fines se especifiquen en el Informe SSCC vigente.

Artículo 106.

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 tendiente a verificar y corregir el mal desempeño detectado. Si fuera necesario, dicho plan puede incluir la propuesta de ensayos específicos debidamente justificados.

Artículo 107.

Para verificar el cumplimiento oportuno de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento en la prestación del SC de CPF, el Coordinador realizará un procesamiento automático de los registros de señales que se establezcan en el INFORME SSCC vigente.

Dicho procesamiento será definido en el INFORME SSCC 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 108.

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 INFORME SSCC vigente.

Artículo 109.

En caso que el AGC no se encuentre operativo, el Coordinador realizará el CSF excepcionalmente de forma manual. En dicho caso, el Coordinador controlará y verificará en forma permanente la participación de cada unidad generadora y/o equipo en el CSF, 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 sistemas de

almacenamiento en el CSF se definirá en el INFORME SSCC, 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 110.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

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 tasas de toma y bajada de carga con que fueron habilitados para prestar el servicio.

Artículo 111.

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 verificación, se considerará que el servicio complementario ha sido prestado de forma satisfactoria.

Párrafo 4. Control de tensión

Artículo 112.

El Coordinador realizará la evaluación del desempeño del Control de Tensión en el SI de acuerdo a lo señalado de la NTSyCS.

Artículo 113.

El Coordinador realizará la evaluación del desempeño del Control de Tensión según lo establecido en la NTSyCS en los Artículos 5-64, 5-65 y 5-66, en el Título referido a la Evaluación de Desempeño Supervisión del Control de Tensión y en el Capítulo 2 de la presente NT SSCC.

Artículo 114.

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 Capítulo 2 de la presente NT SSCC.

Artículo 115.

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 116.

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 Informe SSCC vigente.

Artículo 117.

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 INFORME SSCC 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 INFORME SSCC 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 INFORME SSCC, 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 INFORME SSCC vigente.

Artículo 118.

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 6. Plan de recuperación de servicio

Artículo 119.

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 120.

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 121.

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 Verificación 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 5. Desprendimiento de carga

Artículo 122.

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 123.

Dicha verificación se realizará según lo establecido en el Capítulo 2 y el Artículo 154 de la NTSyCS.

Artículo 124.

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 5. Factores de desempeño

Artículo 125.

El Coordinador deberá realizar una evaluación de cada instalación y/o equipo que preste un servicio complementario conforme al Artículo 87 del Reglamento SSCC. Dicha evaluación se materializará mediante factores de desempeño que tendrán por objeto verificar que los servicios se estén efectivamente prestando en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 126.

El factor de desempeño de una instalación y/o equipo que haya sido instruida para la prestación de un servicio complementario deberá ser el producto de un factor de disponibilidad que dependa del porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible en el período de evaluación y un factor de activación que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del servicio. El factor de activación deberá ponderar la entrega del monto comprometido y el cumplimiento de los tiempos de activación y duración cuando corresponda.

Artículo 127.

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 128.

Anualmente el Coordinador deberá evaluar los estándares de desempeño asociados a las prestaciones de SSCC 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.

Artículo 129. Estadísticas de operación

El Coordinador deberá elaborar una base de datos donde se registrará, para cada evento que de origen a un Estudio de Análisis de Falla, el detalle del desempeño de los SSCC que se deberían haber prestado. Para ello deberán registrarse como mínimo los siguientes antecedentes:

- a) Fecha y hora del evento.
- b) Elemento fallado o desencadenante de la falla.
- c) Descripción del evento.
- d) Valor alcanzado por la magnitud de activación (frecuencia mínima, frecuencia máxima, corriente máxima, etc.).
- e) Punto de operación de la instalación previo al momento esperado de activación del recurso.

- f) Cantidad de recurso comprometido para la prestación del servicio.
- g) Cantidad de recurso entregado en la prestación del servicio
- h) Hora de normalización de las instalaciones de cada Coordinado que debió haber prestado el servicio complementario.
- i) Calificación de la Activación del servicio complementario, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a. Cantidad de recurso entregado en función del porcentaje de cantidad de recurso entregado respecto a la cantidad comprometida:

- i. Sobreactuación: Si el porcentaje es superior al 120%.

- ii. Correcta: Si el porcentaje se encuentra entre el 80% y 120%.

- iii. Deficiente: Si el porcentaje se encuentra en 20% y 80%.

- iv. Incorrecta: Si el porcentaje se encuentra en 0% y 20%.

- b. Tiempo de Actuación:

- Correcta: Si la relación del tiempo de activación es igual o mayor a 0,9.

- Incorrecta: Si la relación del tiempo de activación es menor a 0,9

- c. Tiempo de Duración:

- Correcta: Si la relación del tiempo de duración es igual o mayor a 0,9.

- Incorrecta: Si la relación del tiempo de duración es menor a 0,9

Las relaciones de los tiempos de actuación y de duración son las definidas en los factores de desempeño específicos de cada SSCC.

En caso de que una o más de las exigencias mencionadas sea evaluada de forma incorrecta, se calificará de como incorrecta la activación del servicio complementario en cuestión.

Dicha base de datos deberá ser publicada en la página Web del Coordinador, sin costo alguno para los usuarios interesados.

Artículo 130.

Las prestaciones de los servicios de control primario y secundario de frecuencia, Control de Tensión y PRS se evaluarán a través de los factores definidos en los Párrafos 1 a 5 del presente Título.

Artículo 131.

El Coordinador deberá definir en el Informe SSCC los factores de desempeño mencionados en el Artículo 123 y el Artículo 124 que no se encuentren definidos en la presente NT SSCC para cada uno de los servicios complementarios que identifique.

Párrafo 1. Control Rápido de Frecuencia

Artículo 132.

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

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

El valor de α_{CRF} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 126.

El desempeño de la prestación del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 133.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades y la respuesta de las instalaciones ante desviaciones de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional, ante contingencias, de acuerdo al siguiente índice:

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

Donde,

DM_{CRF_j} : Desempeño mensual del CRF de la j -ésima instalación.

NH_{jind} : Número de horas en que la de la j -ésima instalación estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

R_{CRF_j} : Respuesta de control rápido de frecuencia de la j -ésima instalación.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_{CRF_j} = R_{CRF_j}$
- Factor de disponibilidad: $Fact_{CRF_j} = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 134.

La respuesta de control rápido de frecuencia señalada en el artículo anterior se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R_{CRF_j} = \frac{\text{Aporte real } CRF_j}{\text{Reserva comprometida para } CRF_j} \times RTact_{CRF_j} \times RTdur_{CRF_j} \times 100.$$

La medida de desempeño MD_{CRF_j} se calcula como

$$MD_{CRF_j} = 1 - |\text{Aporte normalizado } CRF_j - \text{Aporte esperado } CRF_j|$$

en que

$$Aporte\ normalizado\ CRF_j = \frac{Aporte\ real\ CRF_j}{Reserva\ comprometida\ para\ CRF_j}$$

y el *Aporte esperado CRF_j* será establecido por la característica de aporte de potencia en función de la frecuencia definido por el Coordinador al diseñar el requerimiento del servicio.

La *Reserva comprometida para CRF_j* de la unidad generadora o equipo *j*, corresponderá a la que se adjudique por licitación o subasta, o en su defecto la que instruya el Coordinador. En relación al *Aporte real al CRF_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:

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

donde

P_{post} corresponde a la potencia eléctrica medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en la ventana de tiempo que comprende desde 1 segundo hasta 10 segundos luego de la perturbación.

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.

Las relaciones de tiempos de activación *RTactCRF_j* y de duración *RTdurCRF_j* de la *j*-ésima instalación se definen como:

$$RTactCRF_j = \min\left\{\frac{T_{activación_{máx}}}{T_{activación_{medido}}}; 1\right\}$$

$$RTdurCRF_j = \min\left\{\frac{T_{duración_{medido}}}{T_{duración_{mínimo}}}; 1\right\}$$

donde

T_{activación_{máximo}}: es el máximo tiempo de activación de la reserva para CRF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

T_{activación_{medido}}: es el tiempo de activación de la reserva para CRF medido.

T_{duración_{mínimo}}: es el mínimo tiempo de duración de la reserva para CRF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

T_{duración_{medido}}: es el tiempo de duración del aporte de la reserva para CRF medido.

Párrafo 2. Control Primario de Frecuencia

Artículo 135.

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 126.

El desempeño de la prestación del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 136.

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

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

donde

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

NH_{jind} : 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 Sistema Eléctrico Nacional, de la unidad generadora o equipo j.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_CPF_j = 0,5 \times R1_j + 0,5 \times R2_j$
- Factor de disponibilidad: $Fact_CPF_j = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 137.

La respuesta de control primario de frecuencia en condiciones normales de operación R1j señalada en el Artículo 133 se determinará como el promedio mensual del cumplimiento de los siguientes parámetros:

- a) Estatismo permanente y banda muerta establecidos por el Coordinador en el diseño del requerimiento del CPF
- b) ~~Tiempo máximo de establecimiento, según lo establecido en la NTSyCS.~~
- c) Tiempo máximo de aporte del 100 % de la reserva para CPF, según lo establecido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.
- d) Tiempo mínimo de aporte sostenido de la reserva para CPF, según lo establecido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

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 INFORME SSCC y será remunerado conforme se establece en el Reglamento de SSCC para la respectiva categoría.

Artículo 138.

La respuesta de control primario de frecuencia ante contingencias R2j señalada en el Artículo 133 se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R2_j = \frac{\text{Aporte real CPF}_j}{\text{Reserva comprometida para CPF}_j} \times RT_{\text{activación}_j} \times RT_{\text{duración}_j} \times 100$$

La *Reserva comprometida para CPF_j* de la unidad generadora o equipo j, corresponderá a la que ~~se defina en el Informe SSCC~~ se adjudique por licitación o subasta, o en su defecto la que instruya el Coordinador. 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:

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

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.

Las relaciones de tiempos de activación $RT_{activación_j}$ y de duración $RT_{duración_j}$ de la j -ésima instalación se definen como:

$$RT_{activación_j} = \min\left\{\frac{T_{activación_{máx}}}{T_{activación_{medido}}}; 1\right\}$$

$$RT_{duración_j} = \min\left\{\frac{T_{duración_{medido}}}{T_{duración_{mínimo}}}; 1\right\}$$

donde

$T_{activación_{máximo}}$: es el máximo tiempo de activación de la reserva para CPF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$T_{activación_{medido}}$: es el tiempo de activación de la reserva para CPF medido.

$T_{duración_{mínimo}}$: es el mínimo tiempo de duración de la reserva para CPF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$T_{duración_{medido}}$: es el tiempo de duración del aporte de la reserva para CPF medido.

Párrafo 3. Control Secundario de Frecuencia

Artículo 139.

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 126.

El desempeño del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 140.

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 .

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_{CSF_j} = RSF_j \times RTactRSF_j \times RTdurCSF_j$
- Factor de disponibilidad: $Fact_{CSF_j} = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}}\right) \times 100$

Artículo 141.

La respuesta de control secundario de frecuencia $RCSF_j$ señalada en el artículo anterior, se determinará como el porcentaje de cumplimiento mensual de la j -ésima instalación, ante las instrucciones automáticas en tiempo real del Coordinador para tomar o dejar carga por parte de estas instalaciones, según lo determine este último.

Las relaciones de tiempos de activación $RTactCSF_j$ y de duración $RTdurCSF_j$ de la j -ésima instalación se definen como:

$$RTactCSF_j = \text{mínimo} \left\{ \frac{Tactivación_{máx}}{Tactivación_{medido}}; 1 \right\}$$

$$RTdurCSF_j = \text{mínimo} \left\{ \frac{Tduración_{medido}}{Tduración_{mínimo}}; 1 \right\}$$

donde

$Tactivación_{máximo}$: es el máximo tiempo de activación de la reserva para CSF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$Tactivación_{medido}$: es el tiempo de activación de la reserva para CSF medido.

$Tduración_{mínimo}$: es el mínimo tiempo de duración de la reserva para CSF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$Tduración_{medido}$: es el tiempo de duración del aporte de la reserva para CSF medido.

Artículo 142.

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

Artículo 143.

En el caso que Siempre 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 instalación alcanza el desempeño esperado

conforme a los parámetros de sintonización establecidos en el AGC para cada **unidad generadora instalación**. 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.

Artículo 144.

Se deberán calcular factores de desempeño separados para el CSF por subfrecuencia y por sobrefrecuencia.

Párrafo 4. Control Terciario de Frecuencia

Artículo 145.

El factor de desempeño correspondiente a la prestación del servicio de CTF de j -ésima instalación corresponderá a:

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

El valor de α_{CTF} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 126.

El desempeño de la prestación del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 146.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades y la respuesta de las instalaciones cada vez que sean convocadas a proporcionar la potencia de reserva comprometida de acuerdo al siguiente índice:

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

donde

DM_{CTF_j} : Desempeño mensual del CTF de la j -ésima instalación.

$NH_{j_{ind}}$: Número de horas en que la de la j -ésima instalación estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

R_{CTF_j} : Respuesta de control terciario de frecuencia de la j -ésima instalación.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_{CTF_j} = R_{CTF_j}$

- Factor de disponibilidad: $Fact_CTF_j = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}}\right) \times 100$

Artículo 147.

La respuesta de control rápido de frecuencia señalada en el artículo anterior se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R_CTF_j = \frac{\text{Aporte real } CTF_j}{\text{Reserva comprometida para } CTF_j} \times RTactCTF \times RTdurCTF_j \times 100$$

La *Reserva comprometida para CTF_j* de la unidad generadora o equipo *j*, corresponderá a la que se adjudique por licitación o subasta, o en su defecto la que instruya el Coordinador. En relación al *Aporte real al CTF_j* de la unidad generadora o equipo *j*, éste se determinará como el promedio mensual de la respuesta cada vez que la instalación sea convocada a aumentar o absorber potencia para CTF, de acuerdo a:

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

donde

P_{post} corresponde a la potencia eléctrica medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en la ventana de tiempo que comprende desde los 5 minutos hasta 120 minutos luego de la orden de aportar o reducir la potencia de reserva para CTF, o hasta la siguiente orden de modificación del punto de operación de la instalación.

P_{pre} corresponde a la potencia eléctrica previa al evento de falla, medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en una ventana de 5 segundos previos a la orden del Coordinador para aportar o reducir la potencia de reserva para CTF.

Las relaciones de tiempos de activación $RTactCTF_j$ y de duración $RTdurCTF_j$ de la *j*-ésima instalación se definen como:

$$RTactCTF_j = \min\left\{\frac{Tactivación_{máx}}{Tactivación_{medido}}; 1\right\}$$

$$RTdurCTF_j = \min\left\{\frac{Tduración_{medido}}{Tduración_{mínimo}}; 1\right\}$$

donde

$Tactivación_{máximo}$: es el máximo tiempo de activación de la reserva para CTF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$Tactivación_{medido}$: es el tiempo de activación de la reserva para CTF medido.

$Tduración_{mínimo}$: es el mínimo tiempo de duración de la reserva para CTF definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$T_{duración_{medido}}$: es el tiempo de duración del aporte de la reserva para CTF medido.

Artículo 148.

Se deberán calcular factores de desempeño separados para el CTF por subfrecuencia y por sobrefrecuencia.

Párrafo 5. Cargas Interrumpibles

Artículo 149.

El factor de desempeño correspondiente a la prestación del servicio de Carga Interrumpible de j -ésima instalación corresponderá a:

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

El valor de α_{CI} será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 126.

El desempeño de la prestación del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 150.

A efectos de determinar el desempeño mensual el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades y la respuesta de las instalaciones cada vez que sean convocadas a proporcionar la potencia de reserva comprometida de acuerdo al siguiente índice:

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

donde

DM_{CIj} : Desempeño mensual del servicio de Carga Interrumpible de la j -ésima instalación.

NH_{jind} : Número de horas en que la de la j -ésima instalación estuvo indisponible.

NH_{mes} : Número de horas del mes.

R_{CIj} : Respuesta en la prestación del servicio de Carga Interrumpible de la j -ésima instalación.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_{CIj} = R_{CI}$
- Factor de disponibilidad: $Fact_{CIj} = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 151.

La respuesta en la prestación del servicio de Carga Interruptible señalada en el Artículo 157 se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$R_{CI_j} = \frac{\text{Aporte real } CI_j}{\text{Reserva comprometida para } CI_j} \times RTactCI_j \times RTdurCI_j \times 100$$

La *Reserva comprometida para CI_j* de la instalación j , corresponderá a la que se adjudique por licitación o subasta, o en su defecto la que instruya el Coordinador. En relación al *Aporte real al CI_j* de la instalación j , éste se determinará como el promedio mensual de la respuesta cada vez que la instalación sea convocada a reducir su demanda neta, de acuerdo a:

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

donde

P_{post} corresponde a la potencia eléctrica medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en la ventana de tiempo que comprende desde los 30 minutos hasta 120 minutos luego de la orden del Coordinador de reducir la demanda neta, o hasta la siguiente orden de modificación del punto de operación de la instalación.

P_{pre} corresponde a la potencia eléctrica medida en los terminales de la instalación, y se determina como el promedio de las muestras en una ventana de 30 minutos previos a la orden del Coordinador para reducir la demanda neta de la instalación.

Las relaciones de tiempos de activación $RTactCI_j$ y de duración $RTdurCI_j$ de la j -ésima instalación se definen como:

$$RTactCI_j = \text{mínimo} \left\{ \frac{T_{activación_{máx}}}{T_{activación_{medido}}}; 1 \right\}$$

$$RTdurCI_j = \text{mínimo} \left\{ \frac{T_{duración_{medido}}}{T_{duración_{mínimo}}}; 1 \right\}$$

donde

$T_{activación_{máximo}}$: es el máximo tiempo de activación de la reducción de la demanda neta definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$T_{activación_{medido}}$: es el tiempo de reducción de la demanda neta medido.

$T_{duración_{mínimo}}$: es el mínimo tiempo de reducción de la demanda neta definido en el Informe de Definición de SSCC al que se refiere la Resolución de SSCC.

$T_{duración_{medido}}$: es el tiempo de duración de la reducción de la demanda neta medido.

Párrafo 6. Control de Tensión

Artículo 152.

El factor de desempeño correspondiente al servicio de control de tensión de la j -ésima instalación 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 será determinado por la Comisión mediante resolución exenta, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 126..

El desempeño del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 153.

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:

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

donde

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

NH_{jind} : 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.

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_{CT} = consigna$
- Factor de disponibilidad: $Fact_{CT} = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 154.

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 7. Plan de Recuperación de Servicio

Artículo 155.

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 126.

El desempeño del servicio complementario será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

Artículo 156.

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

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

donde

DM_PRS_j : Desempeño mensual del control de tensión 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 .

Los factores de disponibilidad y activación son

- Factor de activación: $Fdis_PRS_j = R_{PRSj}$
- Factor de disponibilidad: $Fact_PRS = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH_{mes}} \right) \times 100$

Artículo 157.

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.

Artículo 158.

El factor de desempeño correspondiente al plan de recuperación de servicio de la unidad generadora o equipo j , se calculará separadamente para la prestación de los SSCC de Partida Autónoma y Aislamiento Rápido.

Título 6. Pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de los servicios complementarios

Artículo 159.

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 solicitar 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 verificación para participar en la prestación del correspondiente servicio.

Artículo 160.

Los términos y condiciones en que se desarrollarán dichas Auditorías Técnicas se establecen en el Anexo Técnico de la NTSyCS 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 161.

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

Artículo 162.

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 7. Suspensión de la verificación**Artículo 163.**

El Coordinador emitirá un aviso de advertencia al propietario de un recurso que falla una auditoría de desempeño o una prueba de cumplimiento no anunciada.

Artículo 164.

Al recibir el aviso de advertencia al que se refiere el Artículo 160, el propietario del recurso puede solicitar al Coordinador que se ejecuten ensayos de verificar las instalaciones para la prestación del servicio complementario.

Artículo 165.

La advertencia a la que se refiere el Artículo 160 permanecerá vigente hasta que el recurso:

- 1) pase una prueba de capacidad solicitada por el Coordinador,
- 2) pase una prueba de cumplimiento sin previo aviso administrada por el Coordinador, o
- 3) hayan transcurrido seis meses desde que se emitió la notificación.

Una respuesta posterior y totalmente compatible con una instrucción de despacho del ISO no se considerará una prueba de capacidad o cumplimiento exitosa, y cualquier advertencia permanecerá vigente hasta que se resuelva como se describe anteriormente.

Artículo 166.

Una instalación que no pasa una segunda auditoría de desempeño o una prueba de cumplimiento no anunciada durante el período en que una advertencia está vigente será descalificada inmediatamente de proporcionar Servicios Complementarios hasta que el recurso complete con éxito el proceso de verificación.

Capítulo 4 DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Título 1. Objetivo y Alcance

Artículo 167.

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, establecer los mecanismos que permitan la cuantificar cada uno de los servicios complementarios prestados, y establecer las necesidades de instalación y/o verificación de equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC. Lo anterior en consistencia con las disposiciones contenidas en el Reglamento SSCC y la NTSyCS.

Artículo 168.

El alcance del presente Capítulo incluye las siguientes materias en relación con la recopilación de antecedentes, determinación de la cuantía de los SSCC y necesidades de instalación y/o verificación de equipos con las que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC.

- Las definiciones generales
- Los requisitos y condiciones que deben reunir los estudios que deberán efectuar el Coordinador para cuantificar los SSCC.
- Establecer las formas de comunicación entre el Coordinador y las empresas señaladas en el Artículo 2 del Reglamento de SSCC.
- Establecer los plazos y mecanismos involucrados en la recopilación de antecedentes.
- Establecer los plazos para el desarrollo del estudio que da lugar al Informe SSCC.

Título 2. Generalidades

Artículo 169.

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 sistemas de almacenamiento, medida en MW.
- b) Capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras y de equipos de compensación de energía reactiva, medida en MVar.
- c) Capacidad de Partida Autónoma de las unidades generadoras y/o sistemas de almacenamiento.

- d) Capacidad de Aislamiento Rápido de las unidades generadoras.
- e) Capacidad de vinculación de islas eléctricas o de cierre de vínculo redundante.
- f) 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.
- g) Otros recursos que se definan en el Informe SSCC vigente.

Artículo 170.

Se entenderán como recursos existentes a aquellos que están presentes y disponibles en las instalaciones del sistema que hayan sido verificadas para prestar SSCC.

Artículo 171.

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 en Construcción que efectúe la Comisión de conformidad al artículo 72°-17 de la Ley dentro del periodo de evaluación que contemple el Informe SSCC.

Artículo 172.

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.
- f) Variaciones naturales de la generación renovable variable, como la eólica y la solar fotovoltaica, en ventanas de tiempo de algunos minutos a una hora.

- g) Errores de pronóstico de la generación renovable variable, como la eólica y la solar fotovoltaica.

Artículo 173.

El Coordinador deberá realizar estudios técnico-económicos para cuantificar los recursos técnicos necesarios para la prestación de los SSCC que se definan como necesarios de modo de garantizar la operación segura, de calidad y más económica del sistema eléctrico. Los resultados de dichos estudios deberán ser considerados en el Informe de SSCC.

Artículo 174.

El Coordinador deberá determinar la cuantía de los recursos técnicos asociados a un servicio complementario evaluando la mínima cantidad de recurso técnico requerida para la prestación de dicho servicio que permite cumplir con los requerimientos de SyCS de la NTSyCS.

Para cumplir con lo anterior el estudio deberá analizar los estados de operación y de funcionamiento propios del sistema eléctrico que requieran la prestación del servicio complementario utilizando datos obtenidos de los registros existentes en el Coordinador, en tanto estos sean representativos para el dimensionamiento del recurso técnico.

Artículo 175.

Las herramientas de simulación que deberá emplear el Coordinador en los estudios para la determinación de la cuantía de los SSCC deberán ser compatibles con las utilizadas para realizar los estudios para la programación de la seguridad y la calidad del servicio, conforme al Título 6-3 de la NTSyCS.

Las herramientas de simulación deberán ser aptas para ejecutar análisis estáticos, dinámicos, de transitorios electromagnéticos y económicos según requieran los análisis específicos cuantificación de los SSCC.

Artículo 176.

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. Especificación de antecedentes técnicos requeridos del presente Capítulo.

Artículo 177.

En base a la información recopilada y al resultado de la cuantificación de los recursos y requerimientos de los SSCC, corresponde al Coordinador identificar los recursos existentes y disponibles en el sistema el Coordinador y materializar su prestación según se establece en el Artículo 27 del Reglamento SSCC.

Artículo 178.

En el caso que el Coordinador instruya la instalación de equipos para prestar un determinado servicio, deberá precisar la empresa coordinada responsable de ello, considerando lo siguiente:

- a) Optimización técnico económica de las alternativas de equipamiento para prestar un determinado servicio
- b) Minimizar los costos de operación del sistema sujeto a los estándares de calidad y seguridad de servicio indicados en la NTSyCS
- c) Seleccionar la ubicación óptima del equipo y e identificar la empresa coordinada responsable de su instalación y verificación, considerando los resultados del análisis realizado según los literales a) y b) anteriormente definidos.

En el caso que en el Informe SSCC 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 verificación. 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.

Artículo 179.

El Informe SSCC elaborado por el Coordinador se basará en las definiciones y requerimientos establecidos en los estudios requeridos por la NTSyCS, y en complemento de éstos, en estudios específicos que se desarrollen a tal efecto.

Artículo 180.

El Informe SSCC tendrá por objeto verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS, mediante la utilización de los recursos técnicos existentes o proyectados para su instalación a corto plazo y contendrá como mínimo aspectos enunciados en el Artículo 23 del Reglamento SSCC.

Adicionalmente, el Informe SSCC deberá contener las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NTSyCS.

Artículo 181.

El Informe SSCC elaborado por el Coordinador deberá establecer:

- La asignación de los recursos disponibles entre los Coordinados y la identificación específica de los equipos del sistema a emplear para la prestación de los SSCC cuya prestación el Coordinador instruya materializar en forma directa.

- La asignación de los recursos disponibles a las áreas del sistema para materializar la prestación de los SSCC cuya prestación el Coordinador instruya materializar a través de licitaciones o subastas.

Artículo 182.

Los estudios realizados para cuantificar los recursos técnicos asociados a un servicio complementario tendrán un horizonte de evaluación de acuerdo al Artículo 24 del Reglamento y una resolución temporal que permita analizar adecuadamente las condiciones de operación más relevantes en términos de topología y escenarios de generación y demanda. Este estudio se revisará y ajustará con la periodicidad que defina el Coordinador en el Informe SSCC, o más frecuentemente en caso de que se produzcan modificaciones relevantes en el Sistema Eléctrico Nacional, que puedan modificar la cuantía del recurso técnico para la prestación del servicio complementario.

Título 3. Especificación de antecedentes técnicos requeridos

Artículo 183.

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 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 presente Título, 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 entregar la información técnica correspondiente a las instalaciones del sistema 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 248.

Párrafo 1. Antecedentes técnicos para cuantificar recursos

Artículo 184.

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 en Construcción que efectúe la Comisión de conformidad al artículo 72°-17 de la Ley, deberán proporcionar al Coordinador información técnica que permita identificar los recursos para la prestación de SSCC.

Artículo 185.

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:

Para cuantificar recursos de control de frecuencia:

- a) Capacidad para prestar el servicio de control primario de frecuencia, Sí o No.
- b) Capacidad para prestar el servicio de control secundario de frecuencia, Sí o No.
- c) En el caso de centrales fotovoltaicas o eólicas, características de rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador frecuencia/potencia o carga/velocidad.
- d) Gradiente de toma de carga y de reducción de carga referenciales, en MW/minuto.
- e) 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.
- f) 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.
- g) Restricciones por criterios de seguridad del sistema para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz.
- h) 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:

- i) Capacidad para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.
- j) 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.
- k) 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.
- l) Valores similares a u) y v), pero con factor de potencia igual a 95%.
- m) Error en estado estacionario del controlador de tensión, valor expresado en %.
- n) 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.
- o) 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.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

- p) Capacidad para prestar el servicio de recuperación de servicio con la calidad de Partida Autónoma, Sí o No.
- q) Capacidad para prestar el servicio de recuperación de servicio con la calidad de Aislamiento Rápido del sistema, Sí o No.
- r) 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 plana carga.

- s) 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 plana carga.
- t) Tiempo de autonomía de generación de energía a plena carga, tiempo medido en horas.
- u) Cuenta con capacidad para sincronizarse al sistema bajo cualquier condición de operación, Sí o No.

Artículo 186.

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 180 deberán informar al Coordinador la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 187.

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. Tensión nominal, en kV.
- d) Tensión máxima de operación, en kV.
- e) Tensión mínima de operación, en kV.
- f) Tipo de control: continuo o discreto.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

- g) Capacidad para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.
- h) 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.
- i) 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.
- j) Error en estado estacionario del controlador de tensión, solo para el tipo de control continuo, valor expresado en %.
- k) 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 188.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de transformación de tensión con cambiador de toques 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 180, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 189.

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 190.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de vinculación tales como sincronizadores, unidades de comprobación de sincronismo o equipos de puesta en paralelo (cierre de vínculo redundante) que estén disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional 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 180, deberán informar al Coordinador los antecedentes técnicos que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 191.

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.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

- a) Capacidad de corriente de interrupción, en kA.
- b) Capacidad de corriente de sincronización o cierre, en kA.
- c) Rangos máximos del ajuste de tensión y de frecuencia en el equipo de vinculación.
- d) Valor ajustado en equipo de vinculación existente o proyectado.

Artículo 192.

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 180, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 193.

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 194.

Para la determinación de la cuantía de los SSCC los Coordinados del Sistema Eléctrico Nacional deberán suministrar al Coordinador la información técnica integrada por los datos y antecedentes de sus instalaciones, la que deberá corresponder al menos a la señalada en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" de la NTSyCS.

Artículo 195.

Las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos de consumo de energía eléctrica, sean éstos 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/s, 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 180, deberán informar al Coordinador la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 196.

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 197.

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. Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Artículo 198.

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva que debe realizar el Coordinador, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del

cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5 de laNTSyCS, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados para su instalación a corto plazo, a través de:

- a) La determinación de las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables.
- b) La correcta asignación de los recursos de inyección y/o absorción de potencia reactiva disponibles entre los Coordinados.
- c) La evaluación de la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, entendiéndose por tal, el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

Artículo 199.

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva para determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para el ST, con resolución mensual para un horizonte de operación de 12 meses. Los requerimientos y asignación de reservas de potencia reactiva se efectuarán para las condiciones de operación más desfavorables previstas para cada mes.

Artículo 200.

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-37 que no califiquen como contingencia extrema.

Artículo 201.

Se considerarán como recursos disponibles para el Control de Tensión los siguientes equipamientos:

- a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
- e) SVC.
- f) Cambiadores de toques bajo carga para transformadores.
- g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Artículo 202.

Para la asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán tenerse en cuenta al menos los siguientes criterios:

- a) El perfil de tensiones y la asignación de los recursos de potencia reactiva deberán realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el ST.
- b) Para el SI en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS, con las unidades generadoras sincrónicas operando dentro de su Diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos operando dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su Punto de Conexión, con reservas de potencia reactiva que permita cumplir con los criterios definidos en los puntos siguientes.
- c) Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS, con las unidades generadoras operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama P-Q y en el caso de parques eólicos y fotovoltaicos hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.
- d) En aquellos puntos del SI donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen de potencia reactiva que maximice la distancia al nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.
- e) El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple, deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta.
- f) Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la presente NT, se deberán definir programas de reducción o desconexión de consumos.

Artículo 203.

El Coordinador deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que sintetice los principales resultados y conclusiones respecto a las condiciones y eventuales inconvenientes para el Control de Tensión.
- b) Descripción de la metodología empleada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Eventos de falla considerados.
- g) Criterios adoptados para realizar las simulaciones.

Título 5: Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

Artículo 204.

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar el Coordinador, cuya periodicidad será al menos semestral, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS, a través de:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el Control de Frecuencia, necesarias para cumplir con los estándares de la NTSyCS.
- b) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- c) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Artículo 205.

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas y deberá definir el horizonte de evaluación de los requerimientos el cual no podrá ser inferior a un año, de acuerdo al Artículo 24 del Reglamento, con resolución trimestral o menor. Dicho estudio se revisará y ajustará a la finalización del horizonte de evaluación, o antes de su finalización, en caso de que se produzcan incorporaciones de unidades generadoras de tamaño relevante o importantes modificaciones en el SI, que puedan afectar los planes y programas del Control de Frecuencia.

Artículo 206.

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses; la variación estimada de la demanda con la frecuencia; y un registro de las variaciones intempestivas de demanda que sea representativo de cada escenario.
- b) Representación de la variación de la demanda con la frecuencia.
- c) Para las unidades generadoras, se utilizará la última programación de la operación de 12 meses.
- d) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada de las unidades generadoras serán las que se encuentren vigentes en el Coordinador.
- e) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada para las instalaciones del ST serán las que se vayan acumulando mediante el control estadístico que deberá desarrollar el Coordinador.
- f) Los costos variables de operación de centrales termoeléctricas, la previsión de la producción de las centrales hidroeléctricas, el programa de mantenimiento mayor actualizado, así como las restricciones técnicas de las unidades generadoras y el ST, serán definidos por el Coordinador, de acuerdo a los procedimientos e información que se encuentre vigente en el Coordinador.
- g) El Costo de Falla de Corta Duración correspondiente al costo unitario de la ENS de corta duración definido en la presente NT o el que en su reemplazo determine la Comisión.
- h) El estudio deberá contemplar la utilización de los EDAC habilitados y los proyectados para el horizonte del presente estudio, de acuerdo con lo determinado en el último Estudio EDAC.

Artículo 207.

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas teniendo en cuenta los criterios y metodología que se definen en el presente Título.

Artículo 208.

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación de las reservas para el Control de Frecuencia, el Coordinador deberá definir las reservas de potencia activa requeridas por el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto.

Si fuera necesario, el Coordinador podrá separar el Sistema en áreas y definir qué porcentaje de las reservas totales debe proporcionar cada área. Estos porcentajes serán los considerados en el proceso de subasta en caso de que existan condiciones de competencia.

Se podrá aceptar que algunas instalaciones aporten su porcentaje de reserva para CPF a través de recursos propios o a través de la sustitución que puedan realizar otras instalaciones. La sustitución podrá ser realizada siempre y cuando se asegure en cada zona del SI una asignación adecuada de reserva para CPF, conforme lo determine el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

Párrafo 1. Control Rápido de Frecuencia

Artículo 209.

El Coordinador deberá determinar el monto de reserva para CRF y su distribución en las áreas del sistema en el Estudio de EDAC, conforme se establece en el Artículo 224 de esta NT.

Párrafo 2. Control Primario de Frecuencia

Artículo 210.

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas evaluando el mínimo porcentaje de reserva requerido para el CPF, esto es, aquel porcentaje que permite evitar la pérdida de control del SI ante la imposibilidad de responder a tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal.

Para cumplir con lo anterior, el estudio deberá determinar separadamente el nivel de reserva requerido para el CPF ante la pérdida de generación y demanda, y el nivel de reserva para CPF ante variaciones instantáneas de los consumos, con los datos obtenidos de los registros existentes en el Coordinador, en tanto éstos sean representativos de las perturbaciones a simular.

Artículo 211.

El nivel de reserva requerido para el CPF ante la pérdida de generación con el SI operando en Estado Normal, que permite cumplir con los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, será aquel que resulte consistente con la reserva óptima en sentido económico, entendiéndose por tal, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico, para mantener suficiente reserva para el CPF, y los costos evitados de ENS de corta duración, en los que se incurriría de no contar con esa reserva.

Artículo 212.

Como resultado del estudio se obtendrá un porcentaje óptimo de reserva requerido para el CPF ante la pérdida de generación que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las instalaciones participantes del CPF, incluyendo al menos las siguientes consideraciones:

- a) Uso de un modelo probabilístico que simule la falla de las instalaciones del SI y las variaciones intempestivas de la demanda, que esté respaldado por los registros obtenidos por el Coordinador. Luego, en función de la disponibilidad de las unidades generadoras y

para un nivel de reserva dado, se calculará la ENS de corta duración causada por fallas aleatorias en las unidades generadoras.

b) Se calcula el Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente al nivel de reserva considerado.

c) Se repite el cálculo para diferentes niveles de reserva, calculando en cada caso el Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente. Cuanto mayor sea la reserva, mayor será la desviación del despacho óptimo sin reserva y mayor el costo de operación resultante, pero menor el Costo de Falla de Corta Duración.

d) Con los resultados obtenidos se construye la curva que relaciona los distintos niveles de reserva requeridos para el CPF ante la pérdida de generación, con el incremento en el costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

e) El nivel óptimo de reserva requerido para el CPF ante la pérdida de generación será aquel para el cual el costo total sea mínimo, es decir, que minimice la suma del costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

f) Se analiza el comportamiento dinámico del sistema para las contingencias más críticas, en términos del monto de la pérdida de generación, en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima para el CPF.

Artículo 213.

El nivel de reserva para CPF ante variaciones instantáneas de los consumos en condiciones Normales de operación debe calcularse para compensar las fluctuaciones instantáneas de la demanda con el objetivo de mantener la frecuencia dentro del rango permitido por NT. Con ese fin, se debe realizar un análisis estadístico de los desvíos de los valores instantáneos de frecuencia medidos por el SCADA respecto a los valores medios en una ventana de tiempo menor o igual al tiempo de respuesta del AGC.

Párrafo 3: Control secundario de frecuencia

Artículo 214.

La reserva para el CSF será establecida de manera por el Coordinador en función de las variaciones rápidas de la demanda y de la generación eólica y solar: calculadas a desvíos entre los promedios en ventanas de potencia activa de 1 minutos y el promedio en la ventana de 15 minutos correspondiente.

Artículo 215.

La reserva para CSF se deberá definir en función de los siguientes atributos: bloques horarios, estación del año y tipo de día (laborable, sábado, domingo/feriado) con el objeto de asegurar una operación más eficiente del sistema y minimizar las reservas requeridas. Dicha reserva deberá calcularse en función del análisis probabilístico de datos históricos y adoptando un nivel de confiabilidad que permita cumplir con los estándares de SyCS.

Artículo 216. Funciones de distribución de probabilidad de los desvíos

Para los desvíos definido en el Artículo 211. para la demanda y la generación renovable variable se obtendrá la función de distribución de probabilidad considerando las siguientes consideraciones:

1. Las centrales de generación eólica y solar cuya producción de potencia activa se encuentre altamente correlacionada se consideran un único factor de intermitencia.
2. Se calculan los desvíos utilizando registros históricos recientes. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo.
Deben eliminarse de los registros históricos los períodos en los que se hayan producido grandes perturbaciones como las siguientes:
 - a. Contingencias que involucren pérdidas de unidades generadoras, que dan origen a condiciones de subfrecuencia y/o operación del EDAG.
 - b. Contingencias que involucren desconexiones de carga, que dan origen a condiciones de sobrefrecuencia y/o operación del EDAG.
 - c. Uso de desconexión manual de carga
 - d. Desviaciones de demanda de gran magnitud que fueron corregidas en la operación de tiempo real o a través de un redespacho de generación.
 - e. Contingencias con desconexiones de consumo y/o de generación mayor o iguales a 50 [MW].
3. Los desvíos se separan en positivos y negativos para diferenciar los requerimientos de reserva para subir y para bajar
4. Los desvíos positivos y negativos se clasifican en categorías de acuerdo a la hora del día y la estación del año. Los desvíos de la demanda también se clasifican según el día sea laborable o no laborable.
5. Para cada categoría se calcula la función de distribución de probabilidad.

Para cada categoría se calcula la función de distribución de probabilidad total a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de cada factor de intermitencia. La función de distribución de probabilidad total se calcula como sigue (el símbolo “*” indica la operación de convolución):

$$f_{VR}^T(c) = f_{VR}^{Demanda} * f_{VR}^{Eólica}(c) * f_{VR}^{Solar}(c),$$

donde:

$f_{VR}^T(c)$: función de distribución de probabilidad total de las variaciones rápidas;

$f_{VR}^{Demanda}(c)$: función de distribución de probabilidad total de las variaciones rápidas de la demanda;

$f_{VR}^{Eólica}(c)$: función de distribución de probabilidad total de las variaciones rápidas de la generación eólica;

$f_{VR}^{Solar}(c)$: función de distribución de probabilidad total de las variaciones rápidas de la generación solar;

c : categoría definida por la banda horaria, tipo de día y estación del año.

Artículo 217. Reserva para CSF totales

Se calcula la función de probabilidad acumulada total de los desvíos a partir de la función de la respectiva distribución de probabilidad $f_{VR}^T(c)$ de las variaciones rápidas. La reserva para CSF total para cada categoría, $R_{CSF}(c)$, corresponde a la mínima que garantiza el cumplimiento de los estándares de la NTSyCS del sistema y deberá compensar por lo menos el 95% de los desvíos totales, calculados se calculan como el percentil 95 sobre la función de probabilidad acumulada correspondiente a $f_{VR}^T(c)$.

La reserva total para cada categoría debe calcularse separadamente para el CSF tanto por subfrecuencia como por sobrefrecuencia.

Párrafo 4: Control terciario de frecuencia y Cargas Interrumpibles

Artículo 218.

La reserva para el CTF y Cargas Interrumpibles serán establecidas de manera probabilística por el Coordinador en función de los siguientes factores:

- a. Las contingencias más probables en función de la estadística histórica de falla
- b. Desvíos observados en los registros históricos, distinguiendo los siguientes tipos:
 1. Errores en la previsión de la demanda y de la generación renovable variable. El error de previsión en una hora dada se calcula como la diferencia entre los valores de potencia activa pronosticado y promedio de la medición.
 2. Variaciones lentas de la demanda y de la generación eólica y solar calculadas a partir de los desvíos entre los promedios en ventanas de potencia activa de 15 minutos y el promedio en la ventana de 60 minutos correspondiente.

Artículo 219.

La reserva para CTF y las Cargas Interrumpibles para compensar los errores en la previsión y la variabilidad intrahoraria se deberán definir en función de los siguientes atributos: bloques horarios, estación del año y tipo de día (laborable, sábado, domingo/feriado) con el objeto de asegurar una operación más eficiente del sistema y minimizar las reservas requeridas. Dicha reserva deberá calcularse en función del análisis probabilístico de datos históricos y adoptando un nivel de confiabilidad que permita cumplir con los estándares de SyCS.

Artículo 220. Reserva para CTF y Cargas Interrumpibles ante contingencias

Las reservas para CTF y las Cargas Interrumpibles ante contingencias están destinadas a compensar los desvíos definidos en el Artículo 221.a. Para calcular el monto de la contingencia de generación más probable, se considera la estadística de falla de las unidades generadoras para un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha

del cálculo. Se realiza una ponderación de las fallas de un monto superior a 50 [MW] de acuerdo a su frecuencia de ocurrencia y al nivel de despacho máximo de cada unidad generadora.

De esta manera, el monto de reserva requerido para soportar la contingencia más probable, es calculado según la siguiente expresión:

$$ReservaCTFCI_{contingencia} = \frac{\sum_i^{N_{UG}} Nfalla_i \times DM_i}{N_{FT}},$$

donde

ReservaCTFCI_{contingencia}: Monto de reserva en [MW] requerido para cubrir la contingencia más probable.

N_{UG}: Número total de unidades generadoras consideradas.

Nfalla_i: Número de fallas de la unidad i en el periodo de observación.

DM_i: Despacho máximo de la unidad i.

N_{FT}: Número total de fallas en el periodo de observación.

Artículo 221. Funciones de distribución de probabilidad de los desvíos

Para cada uno de los tipos de desvío definido en el Artículo 221.b para la demanda y la generación renovable variable se obtendrá la función de distribución de probabilidad considerando las siguientes consideraciones:

1. Las centrales de generación eólica y solar cuya producción de potencia activa se encuentre altamente correlacionada se consideran un único factor de intermitencia.
2. Se calculan los desvíos utilizando registros históricos recientes. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo.

Deben eliminarse de los registros históricos los períodos en los que se hayan producido grandes perturbaciones como las siguientes:

- a. Contingencias que involucren pérdidas de unidades generadoras, que dan origen a condiciones de subfrecuencia y/o operación del EDAC.
- b. Contingencias que involucren desconexiones de carga, que dan origen a condiciones de sobrefrecuencia y/o operación del EDAG.
- c. Uso de desconexión manual de carga
- d. Desviaciones de demanda de gran magnitud que fueron corregidas en la operación de tiempo real o a través de un redespacho de generación.
- e. Contingencias con desconexiones de consumo y/o de generación mayor o iguales a 50 [MW].
3. Los desvíos se separan en positivos y negativos para diferenciar los requerimientos de reserva para subir y para bajar
4. Los desvíos positivos y negativos se clasifican en categorías de acuerdo a la hora del día y la estación del año. Los desvíos de la demanda también se clasifican según el día sea laborable o no laborable.
5. Para cada categoría se calcula la función de distribución de probabilidad.

Para cada categoría se calcula la función de distribución de probabilidad total a partir de la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de cada factor de intermitencia. La función de distribución de probabilidad total se calcula como sigue (el símbolo “*” indica la operación de convolución):

$$f_{1h}^T(c) = f_{VL}^T(c) * f_{EP}^T(c),$$

donde:

$f_{1h}^T(c)$: función de distribución de probabilidad total de los desvíos dentro de una hora;

$f_{VL}^T(c)$: función de distribución de probabilidad total de las variaciones lentas;

$f_{EP}^T(c)$: función de distribución de probabilidad total de los errores de previsión;

c : categoría definida por la banda horaria, tipo de día y estación del año.

Artículo 222. Reserva para CTF y Cargas Interrumpibles totales

Se calcula la función de probabilidad acumulada total de los desvíos a partir de la función de la respectiva distribución de probabilidad $f_{1h}^T(c)$. La reserva para CTF y Cargas Interrumpibles $ReservaCTFCI_{desvíos\ totales}$ que compensan las variaciones y errores de pronóstico de la generación renovable variable y la demanda dentro de la hora corresponde a la mínima que garantiza el cumplimiento de los estándares de la NTSyCS del sistema. La reserva $ReservaCTFCI_{desvíos\ totales}$ deberá compensar por lo menos el 95% de los desvíos totales, calculados se calculan como el percentil 95 sobre la función de probabilidad acumulada correspondiente a $f_{1h}^T(c)$.

La reserva para CTF y las Cargas Interrumpibles total para cada categoría, $R_{CTFCI}(c)$, será la reserva para CTF y las Cargas Interrumpibles para cubrir la variabilidad e incertidumbre horaria $ReservaCTFCI_{desvíos\ totales}$ más la reserva ante contingencias $ReservaCTFCI_{contingencia}$:

$$R_{CTFCI}(c) = ReservaCTFCI_{desvíos\ totales} + ReservaCTFCI_{contingencia}.$$

donde

$R_{CTCI}(c)$ Reserva para CTF y Cargas Interrumpibles

$ReservaCTFCI_{desvíos\ totales}$: Reserva para CTF y Cargas Interrumpibles que compensan las variaciones y errores de pronóstico de la generación renovable variable y la demanda dentro de la hora.

$ReservaCTFCI_{contingencia}$: Reserva para CTF y Cargas Interrumpibles para contingencias

c : categoría definida por la banda horaria, tipo de día y estación del año.

La reserva total R_{CTFCI} debe calcularse separadamente tanto por subfrecuencia como por sobrefrecuencia. La reserva total R_{CTFCI} por sobrefrecuencia será asignada a la Reserva para CTF+. El Coordinador deberá determinar las proporciones de la reserva total R_{CTFCI} por subfrecuencia que serán asignadas a la Reserva para CTF- y a las Cargas Interrumpibles de modo de garantizar la SyCS y favorecer a competencia en la oferta de SSCC.

En la definición de las Cargas Interrumpibles el Coordinador deberá considerar el número máximo de veces que puede ser requerida y la indisponibilidad de dicho servicio complementario luego de la activación.

Título 6: Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga

Artículo 223.

El Coordinador realizará el Estudio de EDAC, al menos cada dos años, para revisar y adecuar los EDAC vigentes. El estudio se realizará para un horizonte de 24 meses, y se revisará y ajustará a la finalización de ese período, o antes de su finalización, si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de cada EDAC.

Artículo 224.

El Estudio de EDAC deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 24 meses.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS, así como otras que a juicio del Coordinador impliquen riesgo de colapso de tensión.
- e) El estudio deberá contemplar la reserva óptima que resulta del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- f) En el caso de EDAC complementado mediante el uso de Sistemas de almacenamiento, el Coordinador deberá establecer los tiempos máximos de operación, el procedimiento de revisión de los mismos, y los protocolos de coordinación mediante los cuales el EDAC del coordinado deberá actuar una vez que el Equipo de Compensación de Energía Activa disminuya su aporte al SI.

Artículo 225.

En el diseño del EDAC por subfrecuencia y subtensión se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El Coordinador deberá ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. En el caso de EDAC por tasa de

variación de frecuencia, estos podrán activarse a partir en valores superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] siempre que no se produzcan activaciones indeseadas del EDAC.

b) La activación de la última etapa del EDAC por subfrecuencia deberá cubrir la contingencia más severa probable, entendiéndose por tal, una falla con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años. Esta contingencia puede estar dada por la pérdida de un bloque de generación o la desconexión de un tramo del ST.

c) Se deberá procurar que las demandas comprometidas en las primeras etapas del EDAC por subfrecuencia sean reducidas, a los efectos de permitir cubrir los eventos de falla de mayor probabilidad de ocurrencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda.

d) El EDAC por subfrecuencia tendrá un mínimo de 4 etapas. La cantidad de etapas de este esquema será determinada por el Coordinador a partir de las inversiones en equipamiento necesarias, la reducción de los montos de ENS que resultan por excesos de desconexión de demanda y la capacidad para discriminar o diferenciar las diversas etapas de frecuencia.

e) El EDAC por subfrecuencia se activará a partir del valor absoluto de la frecuencia. No obstante lo anterior, el Coordinador deberá evaluar la necesidad y/o conveniencia de combinar etapas que se activen por el valor absoluto de la frecuencia y/o por la tasa de variación de la frecuencia.

f) El Coordinador deberá considerar la instalación de relés de desconexión de carga por subtensión para prevenir los riesgos de un colapso de tensión. Asimismo, para las aplicaciones de EDAC por subtensión, podrá considerar una supervisión por subtensión local en la aplicación de esquemas EDAC por desenganche directo. El monto de EDAC que debe disponer cada Coordinado será distribuido en escalones, en lo posible de similar magnitud, con el objeto que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

El Coordinador deberá analizar si existen cargas que al ser desconectadas ponen en peligro la seguridad de abastecimiento de combustible para las centrales generadoras, tales como plantas de regasificación de GNL, centros de almacenamiento de combustibles líquidos, etc. De ser así, éstas podrán ser excluidas por el Coordinador del Estudio de EDAC.

Artículo 226.

El Estudio de EDAC deberá verificar el desempeño del EDAC por subfrecuencia para diferentes niveles de reserva para Control Rápido de Frecuencia en base a las consideraciones del artículo anterior. El Coordinador deberá determinar el monto óptimo de reservas para Control Rápido de Frecuencia desde los puntos de vista técnico y económico de modo de minimizar el costo de la energía no suministrada por actuación del EDAC por subfrecuencia y el costo total de operación del sistema.

El Coordinador deberá determinar la distribución de las reservas para CRF por área del sistema.

Si fuera necesario, el Coordinador deberá reajustar las etapas de activación del EDAC por subfrecuencia considerando la los montos óptimos de reserva para CRF.

Título 7: Estudio Para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas

Artículo 227.

El Estudio para el PDCE que debe efectuar el Coordinador, se realizará de acuerdo a los criterios y requisitos, de diseño y operación, que deberán ser aplicados al ST.

Artículo 228.

El Coordinador debe realizar el Estudio para el PDCE para el SI, el cual deberá ser actualizado al menos cada 4 años.

Artículo 229.

El PDCE definido en el Estudio comprenderá un esquema automático de utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias el cual, ante la detección de una Contingencia Extrema, produzca el desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SI, tal que, permita mantener la estabilidad del SI o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón total.

Las islas eléctricas que se conforman por aplicación del PDCE, deberán estar equilibradas en potencia activa y reactiva, y disponer de recursos suficientes para mantenerse estables con un adecuado control de tensión y frecuencia, de acuerdo con las exigencias para el Estado de Emergencia, y que puedan alcanzar las condiciones necesarias para la sincronización con el resto del SI.

Artículo 230.

El Estudio para el PDCE deberá incluir al menos:

- a) Identificación de las Contingencias Extremas que conducirían al Apagón Total del SI.
- b) Definición de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias, tales como la conformación de Islas Eléctricas inducidas.
- c) Análisis de la eficacia de los recursos definidos para el PDCE en todo el rango de operación factible del SI.
- d) El diseño del sistema de monitoreo de variables eléctricas para la detección en Tiempo Real de las condiciones de apagón, y las acciones de control requeridas para el cumplimiento de los objetivos del PDCE.

- e) Los requerimientos mínimos para el equipamiento de control y sistema de comunicaciones necesario para la coordinación de las acciones automáticas de control en los diferentes puntos del SI que se requiera.
- f) Elección de las variables y magnitudes eléctricas para la activación de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias, tomando en cuenta los siguientes elementos:
 - I. Las mediciones efectuadas deben ser simples de realizar, en la medida de lo posible, siendo preferible utilizar magnitudes usuales como la frecuencia, la tensión y la potencia activa o reactiva.
 - II. Las mediciones efectuadas deberán realizarse, en lo posible, a nivel local y por lo tanto, deberán ser obtenidas en las zonas donde se va a efectuar la implementación.
 - III. Debido a que la utilización de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias se realizará en instantes de tiempo en que el SI está siendo fuertemente perturbado, se deberán utilizar algoritmos simples para procesar las mediciones, así como reducir al mínimo posible la transmisión de señales que pudieran estar contaminadas.
- g) Estimación de costos e inversiones necesarias para la implementación del PDCE.
- h) Estimación del cronograma para la implementación del PDCE.

Artículo 231.

La operación de los automatismos que configuran el PDCE no debe interferir con la operación de ninguna otra instalación del SI, incluyendo aquellas relacionadas con el EDAC y las que se emplean durante las maniobras de sincronización.

Los Recursos Adicionales de Control de Contingencias solamente deberán operar para Contingencias Extremas, toda vez que no se espera que las instalaciones de protección, control, y los EDAC existentes, por si solos puedan evitar el Apagón Parcial del SI.

Artículo 232.

El Estudio para el PDCE, deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se deberá considerar la información de la previsión de la demanda utilizada en la última programación de la operación para los próximos 4 años.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.

Título 8: Estudio para Plan de Recuperación de Servicio

Artículo 233.

El Coordinador realizará un Estudio para el PRS, al menos con periodicidad anual, de acuerdo a los criterios y requisitos establecidos en el presente título.

El objetivo del PRS es que con posterioridad a un Apagón Total o Apagón Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas afectadas en el menor tiempo posible, iniciando las acciones con la Partida Autónoma de las unidades generadoras disponibles, continuando con la reconstrucción de la estructura topológica de cada isla hasta su posterior vinculación con el resto del SI, dando abastecimiento prioritario a las denominadas Cargas Críticas.

Adicionalmente, el estudio de PRS deberá definir aquellas centrales que deban disponer de partida autónoma si ello es necesario para disminuir los tiempos de recuperación del servicio.

Artículo 234.

Las estrategias de recuperación para cada isla serán elaboradas por el Coordinador y los CC que corresponda, bajo la dirección y supervisión del Coordinador, el que será el encargado de evaluar y dar aprobación al PRS previo a su entrada en vigencia.

Artículo 235.

El PRS, debe comprender las mejores soluciones técnicas para coordinar las diversas tareas que componen el proceso de recuperación y buscando minimizar el tiempo total de recuperación del servicio.

Artículo 236.

En el Estudio para el PRS se deberá al menos:

- a) Obtener y analizar las características de las instalaciones de Partida Autónoma existentes en el SI.
- b) Establecer los requerimientos y exigencias de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma ante la condición de no disponer de energía del SI, de manera que cada Isla Eléctrica cuente con sus propias instalaciones de Partida Autónoma.
- c) Efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de instalaciones con capacidad de Partida Autónoma en el SI, indicando para cada área del sistema
 - Si se cuenta con una cantidad redundante de recursos de partida autónoma, aislamiento rápido y vinculación suficientes para iniciar el proceso de recuperación del servicio.

- Si se deber instruir la participación en el PRS y/o la instalación de equipamiento adicional en forma directa y obligatoria para iniciar el proceso de recuperación del servicio.
- d) Efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Aislamiento Rápido del SI, preservando la alimentación de sus servicios auxiliares.
- e) Analizar los procedimientos y medios disponibles para identificar la condición operacional de las diversas instalaciones del SI cuando éste se encuentra en Estado de Recuperación.
- f) Evaluar la calidad y cantidad de los medios disponibles para el PRS.
- g) Establecer las secuencias de maniobras necesarias para recomponer la estructura topológica del SI en el menor tiempo posible, dando abastecimiento prioritario a las Cargas Críticas.
- h) Realizar los estudios de sistemas de potencia que resulten necesarios para respaldar las maniobras contenidas en el PRS, incluyendo:
 - I. El análisis del Control de Tensión y la disponibilidad de potencia reactiva de las unidades de generación y de otros elementos de compensación reactiva dinámica.
 - II. El estudio de los transitorios electromagnéticos que tienen lugar durante las maniobras de energización.
 - III. El estudio del Control de Frecuencia durante el proceso de recuperación.
 - IV. El análisis del funcionamiento de las protecciones durante el proceso de recuperación.

Artículo 237.

Las estrategias de recuperación que sean evaluadas en el marco del Estudio para el PRS, y que resulten aprobadas por el Coordinador, deberán contener al menos:

- a) La identificación de los coordinados que intervienen en el proceso de recuperación.
- b) La definición de las responsabilidades y funciones de cada uno de los Coordinados, en función de la estructura jerárquica de operación.
- c) Los mecanismos para verificar la existencia de un apagón y establecer su alcance y extensión geográfica.
- d) Las acciones inmediatas del Coordinador y las instrucciones a los CC.

- e) La delegación de funciones de despacho y control del Coordinador a los CC, según corresponda, para la iniciación del PRS.
- f) Las funciones que deberá ejercer el Coordinador para la conducción del PRS.
- g) Las funciones que deberán ejercer los CC del STN y de los STZ durante el desarrollo del PRS.
- h) Las funciones que deberán ejercer los CC de las instalaciones de generación durante el desarrollo del PRS.
- i) Las funciones que deberán ejercer los CC de las Instalaciones de Clientes.
- j) Los requerimientos de comunicaciones operativas entre el CDC y los CC.

Artículo 6-65

El PRS diseñado en el marco de la presente NT, deberá establecer los criterios para el uso eficiente de los sistemas de comunicación durante un apagón parcial o total, especificando un orden de prioridades para la utilización de los mismos que permita evitar la saturación de canales. Asimismo, deberán identificarse claramente los responsables de efectuar las comunicaciones entre el CDC y los CC que intervienen en el proceso de recuperación.

Artículo 6-66

El PRS diseñado en el marco de la presente NT, deberá establecer las modalidades para:

- a) Proveer la información que solicite la Comisión y la Superintendencia sobre cada incidente.
- b) Informar a los Coordinados el estado del ST, los recursos disponibles y el tiempo estimado para restablecer el servicio.
- c) Definir la información que el CDC puede comunicar a los CC que lo requieran.
- d) Elaborar y enviar los comunicados preliminares a los Coordinados durante el proceso de recuperación.
- e) Elaborar los comunicados definitivos con posterioridad al proceso de recuperación.
- f) Realizar los requerimientos mínimos de medición en puntos claves del SI.
- g) Definir el escenario de apagón.

Artículo 238.

El PRS deberá establecer los procedimientos a seguir por los despachadores del Coordinador para reconocer el escenario de apagón, es decir, el estado operacional del SI luego del apagón. Para ello, las estrategias de recuperación partirán del supuesto de que toda la información recogida a través del SITR debe permitir el reconocimiento de la

extensión del apagón y definir el escenario inicial, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- a) Para realizar una evaluación del estado operativo del SI, el Coordinador cuenta con equipos de supervisión en Tiempo Real que permiten detectar si hay tensión en las barras o equipos asociados de las distintas subestaciones que conforman el SI, así como verificar qué unidades generadoras puedan estar operando en el área afectada.
- b) En las subestaciones que vinculan la o las zonas afectadas con el resto del SI, también se podrá constatar que los flujos de potencia activa y reactiva intercambiados sean nulos.

Artículo 239.

El Estudio para el PRS deberá establecer las acciones inmediatas que deberá ejecutar el Coordinador y los CC, según corresponda, para definir la estrategia de recuperación a seguir, en función del escenario de apagón, los recursos de comunicación y tele-supervisión disponibles, los sistemas de control, y las unidades generadoras que disponen de Partida Autónoma que están localizados en el área afectada. Los planes deberán detallar las instrucciones que el Coordinador deberá impartir a los CC de los Coordinados para iniciar las maniobras de recuperación.

Artículo 240.

El Estudio para el PRS, identificará las acciones que deberá desarrollar el Coordinador para establecer el programa de incremento de la generación en el tiempo, para hacer frente a la reposición de las Cargas Críticas, a partir de la información que le suministran los CC de las unidades generadoras. Como resultado de este proceso, el Coordinador dispondrá de un registro que contiene la serie cronológica con la hora estimada de entrada en servicio de cada unidad que está en proceso de partida, teniendo en cuenta los tiempos de partida de cada una de ellas.

Artículo 241.

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales a los que se ajustará la elaboración del programa de reposición de cargas que deberán ejecutar los CC de las Instalaciones de Clientes, de las áreas afectadas por el apagón, a partir de una tasa conocida de crecimiento de la oferta de generación, conforme a la exigencia establecida en el artículo precedente.

Artículo 242.

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales a los que se ajustará la recuperación de las Instalaciones de Clientes. Además, la recuperación de las Instalaciones de Clientes deberá efectuarse en la misma proporción que se incrementa el aporte de las unidades generadoras, realizando una adecuada programación de los bloques de demanda a conectar durante el proceso de recuperación. Dicha programación deberá elaborarse en los Estudios que desarrolle el Coordinador para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

Del mismo modo, los criterios para el Control de Frecuencia en Islas Eléctricas deberán ser establecidos por el Coordinador a partir de los Estudios que ésta desarrolle para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

Artículo 243.

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales de operación para el Control de Frecuencia cuando el SI está segmentado en una o más Islas Eléctricas.

A partir de lo anterior, se deberá considerar que las unidades generadoras podrán encontrarse operando bajo diferentes modos de Control de Frecuencia, tales como, control de carga, modo isócrono, u otro alternativo. La condición anterior deberá ser incluida en los criterios para mantener la reserva necesaria que asegure un adecuado Control de Frecuencia durante la recuperación de las Cargas Críticas.

Artículo 244.

La tasa de recuperación de la demanda deberá contemplar no solo el incremento de la generación que ingresa, sino también el incremento de generación de la unidad que ejerce el CPF y así evitar situaciones de operación que pudieran entorpecer el PRS por agotamiento de la reserva en giro.

Título 9. Comunicación entre el Coordinador y las Empresas Coordinadas

Artículo 245.

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 246.

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*), Microsoft Excel (xls*), base de datos u otros de características similares, de acuerdo al tipo de información que se disponga.

Título 10. Plazos Involucrados

Artículo 247.

El Coordinador deberá elaborar el Informe SSCC 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 248.

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

Artículo 249.

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

Artículo 250.

El Coordinador deberá enviar a más tardar el 1 de marzo de cada año a las empresas coordinadas una versión preliminar del Informe SSCC 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 Informe SSCC a la Comisión para su aprobación y a la Superintendencia para su conocimiento.

Título 11. Funciones y Obligaciones

Párrafo 1. De las funciones de operación del Coordinador

Artículo 251.

Será responsabilidad del Coordinador solicitar a las empresas coordinadas la información técnica especificada en el Título Especificación de Antecedentes Técnicos Requeridos del presente Capítulo.

Artículo 252.

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

Artículo 253.

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 254.

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 Especificación de Antecedentes Técnicos Requeridos del presente Capítulo, e informarle cualquier cambio en dicha información, antes de los 10 días hábiles inmediatamente siguientes de ocurridos.

Título 12. Formato de Antecedentes Técnicos

Artículo 255.

Cada Coordinado deberá informar al Coordinador los parámetros técnicos y modelos matemáticos correspondientes a sus instalaciones y equipamientos, en un formato estándar definido en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" de la NTSyCS.

Capítulo 5 INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Título 1. Objetivos y Alcances

Artículo 256.

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 257.

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.

Artículo 258.

El Coordinador deberá una establecer en el Informe SSCC los mecanismos técnicos a los cuales se sujetarán las instrucciones de operación de un servicio complementario cuyo tratamiento no se encuentre especificado en el presente Capítulo.

Nota del Consultor: Este artículo propuesto es similar al Artículo 3 del Procedimiento DO “Instrucciones de Operación” del CDEC-SIC.

Título 2. Generalidades

Artículo 259.

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 Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a los estándares establecidos en NTSyCS.

Artículo 260.

Las instrucciones de operación de los SSCC establecidas en esta Norma, aplicarán sobre los SSCC previamente definidos en el INFORME SSCC vigente al momento de emisión de la instrucción de operación y que hayan sido habilitados de acuerdo al **Capítulo 3 de la presente NT.**

Artículo 261.

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 262.

Las instrucciones de operación de los SSCC relacionadas con el CPF y CSF deberán instruirse conforme al INFORME SSCC 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 263.

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 264.

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 265.

Para efectos del presente Capítulo, se distinguen dos 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 266.

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 267.

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 268.

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 269.

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 268 al Artículo 274** siguientes de esta NT.

Artículo 270.

Una IOPSSCC emitida en la programación de la operación para activar y/o desactivar la operación del CPF y/o CSF en instalaciones deberá indicar al menos la siguiente información:

- a) Tipo de SSCC activados, indicando para cada instalación que se 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 instalaciones 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 INFORME SSCC vigente al momento de emisión de la. La distribución de reservas entre las instalaciones para el CSF se realizará de acuerdo al resultado de la respectiva subasta.

Artículo 271.

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 272.

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 273.

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 274.

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 275.

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 276.

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 277.

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 278.

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 279.

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 280.

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 281.

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 282.

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 283.

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~~ Artículo 283 al Artículo 291 siguientes de esta Norma, la cual dependerá del SC a operar.

Artículo 284.

Una IODSSCC emitida por el Coordinador para activar la operación del CPF y CSF en unidades generadoras o en sistemas de almacenamiento, 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 sistemas de almacenamiento 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 285.

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 sistemas de almacenamiento considerando criterios de seguridad y de operación económica del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 286.

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 287.

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 288.

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 289.

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 290.

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 291.

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 292.

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 293.

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 294.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 295.

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 296.

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 297.

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 298.

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 299.

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 6 Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio

Nota del Consultor: los requerimientos de este capítulo fueron tomados del Capítulo 7 de la NTSyCS

Título 6-1 Objetivo y Alcance

Artículo 300.

El objetivo del presente Capítulo es definir la gestión que deberá aplicar el Coordinador para coordinar el Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS, y los procedimientos operativos y funciones del propio Coordinador, los CC y los Coordinados, según corresponda.

Artículo 301.

El alcance del presente Capítulo comprende el tratamiento de las siguientes materias:

- a) Las jerarquías operativas.
- b) Los requisitos técnicos.
- c) Los requisitos informativos.
- d) El Control de Frecuencia y Control de Tensión para distintas condiciones de operación.
- e) La programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva.
- f) Los principios generales del PRS y las acciones a realizar.

Título 6-2 Jerarquías Operativas

Artículo 302.

Los CC de los Coordinados deberán operar las instalaciones que corresponda, tal que el Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS se realice conforme al orden de jerarquías establecido en el presente Capítulo.

Artículo 303.

Cada CC ejecutará las maniobras a su cargo y responsabilidad con el objeto de cumplir con la programación de la operación que realice el Coordinador, ~~los Anexos Técnicos respectivos~~ y los Estudios del Coordinador, respetando las disposiciones de la NTSyCS y las pautas generales establecidas por los CC de mayor nivel jerárquico.

Artículo 304.

El orden de jerarquías en la operación será el siguiente:

- a) El CDC.
- b) Los CC responsables de la operación del STN.
- c) Los CC responsables de la operación de los STZ.

- d) Los CC de instalaciones de generación, incluidas las instalaciones del STD que corresponda.
- e) Los CC de las Instalaciones de Clientes.

Artículo 305.

El orden jerárquico establecido en el artículo precedente podrá ser alterado por el Coordinador durante el período de evolución del SI hacia Estado de Alerta o Estado de Emergencia, exceptuando de la cadena jerárquica a aquellas instancias que pierdan de manera transitoria la disponibilidad de medios de operación e información necesaria para garantizar el control y observación de las instalaciones que operan.

Título 6-3 Control de Frecuencia

Artículo 306

En el ~~CPF~~ Control de Frecuencia solo podrán participar aquellas instalaciones que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el Capítulo de VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Artículo 307

Todas las instalaciones que participen del ~~CRF, CPF y CSF~~ deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del Controlador de Carga/Velocidad de su máquina motriz o mediante Sistemas de almacenamiento, ante una variación de frecuencia en el SI, siempre y cuando ~~estén~~ hayan recibido el certificado de verificación por el Coordinador y se encuentren disponibles para cumplir dicha función.

Artículo 308

Para obtener ~~el señalada habilitación~~ el señalado certificado se deberá demostrar, a satisfacción del Coordinador, la disponibilidad de instrumentación especializada para el registro de variables, las cuales posteriormente servirán de base para el cálculo de los indicadores de desempeño del ~~CPF y del CSF~~ Control de Frecuencia.

Artículo 309

Cada unidad generadora que participe en el ~~CPF~~ Control de Frecuencia aportará, en la proporción que resulte de la programación de la operación, el monto mínimo de reserva primaria que se determine mediante los estudios establecidos en el Capítulo de DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Artículo 310

~~El CSF será realizado por aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el CAPÍTULO N°8.~~

Artículo 311.

Cuando un grupo de unidades generadoras o centrales eléctricas pertenecientes a un mismo Coordinado estén habilitadas para participar en el CSF, éstas podrán ejercer el CSF de

manera conjunta siempre y cuando dispongan de un controlador centralizado de generación que esté habilitado por el Coordinador para ejercer esa función.

Artículo 312.

El Coordinado que explote un parque eólico deberá elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información, con la periodicidad indicada en cada caso:

- a) Pronóstico de Producción de Energía
 - I. Pronóstico en el Corto Plazo: generación horaria prevista para las siguientes doce (12) horas, con actualización horaria, con probabilidades de ocurrencia del 25%, 50% y 75%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
 - II. Pronóstico del Día Siguiente: generación horaria prevista para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas, con probabilidades de ocurrencia del 25, 50 y 75%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
 - III. Pronóstico Semanal: generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes), actualizada cada veinticuatro (24) horas, con probabilidad de ocurrencia del 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
 - IV. Ocurrencia de Rampas de Producción en el Corto Plazo: probabilidad horaria de ocurrencia de una variación significativa en la generación prevista para las siguientes doce (12) horas, con actualización horaria. La variación se considerará significativa tanto por su magnitud como por su velocidad de variación.
- b) Predicción Meteorológica en el sitio de implantación del Parque:
 - I. Velocidad y dirección del viento para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas.
 - II. Temperatura y presión atmosférica para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas.

El Coordinado que explote una central solar fotovoltaica, deberá elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información sobre sus Pronósticos de Producción de Energía, con la periodicidad indicada en cada caso:

- a) Pronóstico del Día Siguiente: generación horaria prevista para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada doce (12) horas, con probabilidad de ocurrencia de 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
- b) Pronóstico Semanal: generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes), actualizada cada veinticuatro (24) horas, con probabilidad de ocurrencia

del 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.

A solicitud del Coordinador, el Coordinado que explota parques eólicos o fotovoltaicos deberá poner a disposición de ésta la información que le permita auditar el procedimiento de predicción utilizado.

Artículo 313.

En caso que el SI se encuentre disgregado en una o más Islas Eléctricas, el Coordinador deberá asignar, en el menor tiempo posible, la responsabilidad del Control de Frecuencia a las unidades de cada isla que tengan las mejores capacidades para tal función.

Para ello, se deberá disponer con antelación de una lista de mérito de unidades generadoras o conjunto de ellas, ordenándolas según sus aptitudes y capacidades.

El Coordinador deberá procurar que las unidades generadoras que participan del CPF continúen realizando el mismo aporte. Para ello, dentro de cada Isla Eléctrica se podrá establecer una consigna de frecuencia inferior a la nominal, procediendo a la partida y sincronización de otras unidades para restablecer los márgenes de reserva requeridos en cada isla.

Cuando esta medida no sea suficiente para restituir los márgenes y reservas necesarios, el Coordinador coordinará con los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, desconexiones manuales de consumos hasta recuperar los márgenes de reserva requeridos.

Título 6-4 Control de Tensión

Artículo 314.

El Control de Tensión estará a cargo del Coordinador, a partir de la programación del perfil de tensiones, la coordinación y control de la operación, y el despacho de la potencia reactiva que elabore el propio Coordinador.

El Coordinador deberá instruir y aplicar los criterios definidos para la supervisión y coordinación del Control de Tensión establecida en el presente Capítulo. Del mismo modo, para el SI en Estado de Alerta, el Coordinador deberá implementar los criterios e instrucciones operativas en el caso que sea necesario restablecer las tensiones del ST a los estándares exigidos por la NTSyCS.

En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá recuperar el Control de Tensión ejerciendo las acciones de coordinación necesarias sobre las instalaciones de generación, equipamiento de compensación existente en el ST, y finalmente actuando sobre las Instalaciones de Clientes.

Por su parte, los CC de los Coordinados deberán cumplir las exigencias de aporte de potencia reactiva, reservas y factor de potencia establecidas en la presente NT.

Artículo 315.

Los recursos disponibles para el Control de Tensión, tanto en la etapa de programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva como durante la operación real, serán ~~a lo menos los que se establecen a continuación~~ los que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.:

- ~~a) Maniobras automáticas, manteniendo los valores de las consignas establecidas por el Coordinador, de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia o de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua.~~
- ~~b) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia del ST, cumpliendo en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y manteniendo los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador que corresponda en el lado de alta tensión.~~
- ~~c) Operación de los elementos de compensación en derivación, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.~~
- ~~d) Cambios de consigna en Controlador de Tensión de las unidades generadoras, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.~~
- ~~e) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras del SI, con el objeto de~~

~~cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos, mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión, y asegurar el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos por parte de las unidades generadoras.~~

- ~~f) Partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y mayores posibilidades de aporte de potencia reactiva.~~
- ~~g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamiento, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:~~
 - ~~I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.~~
 - ~~II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.~~

Artículo 316.

El orden jerárquico de prioridades de uso de los recursos enunciados en el artículo precedente será el que establezca el Coordinador mediante los Estudios que estime pertinente.

Artículo 317.

Los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, **los controles conjuntos de tensión de los parques eólicos y solares y** aquellos sistemas que controlan la operación automática de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua, deberán estar disponibles y con plena capacidad de controlar la tensión a los valores de consigna que establezca el Coordinador.

Artículo 318.

El Coordinador será el encargado de realizar la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva para los mismos periodos de la programación de la operación, para lo cual deberán solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se establece en la presente NT.

En el Anexo Técnico "Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva" se detallará el proceso de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva que deberá realizar.

Artículo 319.

Para la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva, el Coordinador utilizará la Información Técnica que haya sido recopilada entre los Coordinados.

Artículo 320.

Cualquier modificación que pudiera producirse en la información respecto de su validez o vigencia, deberá ser notificada por los CC que corresponda, en un plazo máximo de 24 horas, cuando se trate de ajustes en datos o parámetros, y en un plazo máximo de una hora, cuando se trate de indisponibilidades o limitaciones técnicas del equipamiento de compensación de potencia reactiva, instalaciones de generación, o instalaciones del ST. En este último caso se deberán informar además las causas de la anomalía y el tiempo estimado para la normalización de dichas instalaciones.

Artículo 321.

El Coordinador realizará la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva bajo la hipótesis de que ~~todos los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, así como aquellos que controlan la operación automática de los equipos de compensación en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación~~ continua todas las instalaciones que participen de la prestación del servicio están disponibles y con capacidad de ajustar las consignas a los valores que instruya el Coordinador.

Cuando estas condiciones no se verifiquen en la operación, los Coordinados deberán cumplir con los requisitos informativos establecidos en el Artículo 318. para los casos de indisponibilidad de equipamientos.

Artículo 322.

Toda salida de servicio por mantenimiento de las instalaciones o equipamientos de compensación de potencia reactiva, de generación o del ST, deberá ser autorizada por el Coordinador, quien deberá verificar que no exista superposición de indisponibilidades, evaluando en cada caso, la afectación de las mismas en relación con el Control de Tensión que se debe realizar en el SI.

Artículo 323.

La programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva será realizada diariamente por el Coordinador sobre la base de los estudios establecidos en el DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS. empleando los datos actualizados y corregidos de la demanda pronosticada para las siguientes veinticuatro (24) horas.

Como resultado de esta programación, el Coordinador deberá dar cumplimiento a los estándares establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS.

Artículo 324.

Para el SI en Estado Normal, el Coordinador deberá instruir las acciones necesarias para establecer los valores de consigna de la tensión en las barras de los Coordinados, asignando las reservas programadas de potencia reactiva y manteniendo los valores de las tensiones en las barras dentro de los límites operativos establecidos en el CAPÍTULO N°5.

Los valores de consigna de las tensiones serán establecidos por el Coordinador, sobre la base de la programación diaria del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva.

Artículo 325.

Los Coordinados deberán poner a disposición del Coordinador todos los recursos comprometidos, en las condiciones oportunamente informadas, de modo de asegurar el mantenimiento de los valores de consigna de tensión que instruya el Coordinador.

Este requerimiento abarca la coordinación para la utilización sin restricciones de todos sus equipamientos de compensación de potencia reactiva y sus sistemas de control automático, de todo el rango de variación disponible de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia, y toda la zona de operación del diagrama P-Q de las unidades generadoras y otros equipos de compensación entregando o absorbiendo reactivos, conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS y a la información técnica presentada por el Coordinado según se dispone en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la presente NT.

Artículo 326.

Los cambiadores de taps de los transformadores de unidades generadoras y parques eólicos y solares que no posean regulación bajo carga, deberán ser ajustados con la periodicidad que el Coordinador establezca, ubicando la posición del taps en el valor determinado por los estudios de programación de la operación con un horizonte de 12 meses.

El cambio de posición del tap deberá ser realizada solo cuando el Coordinador lo instruya, lo cual deberá ser efectuado en aquellos momentos en que la unidad o el parque no esté en operación.

Artículo 327.

En Estado de Alerta, el Coordinador deberá ejercer acciones de coordinación extraordinarias sobre las instalaciones para corregir desviaciones de las variables del SI respecto de los valores límites establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS y de las previsiones analizadas en la programación de la operación.

No obstante lo anterior, en caso que los CC adopten medidas de coordinación extraordinarias, éstas deberán ser informadas al Coordinador, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 328.

Cuando los niveles de reserva de potencia reactiva disminuyan por debajo de los mínimos establecidos en la programación diaria y el SI se encuentre en Estado de Alerta, el Coordinador deberá coordinar la utilización de los recursos disponibles para restablecer esos niveles, para lo cual deberá tener en cuenta:

- a) Operación de elementos de compensación en derivación conectados al ST.
- b) Solicitud a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada, para que operen sus unidades en los valores límite de potencia reactiva según su diagrama P-Q entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5.
- c) Maniobras manuales sobre los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras, tratando de lograr el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos de la unidad generadora, sin exceder los valores límites de la tensión en los terminales de la unidad.
- d) Cambio de consigna en las tensiones de barras pertenecientes al STN, para favorecer la recuperación de los márgenes de reserva de potencia reactiva.
- e) Solicitud a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen maniobras de redistribución de consumos que contribuyan a reducir el consumo de potencia reactiva.
- f) Partida y sincronización de unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan los menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de inyectar potencia reactiva.

Artículo 329.

En Estado de Alerta, la asignación de reservas de potencia reactiva será realizada por el Coordinador. Tal asignación será realizada utilizando todos los recursos que suministran potencia reactiva y las reservas comprometidas por los Coordinados, luego de haber aplicado las medidas extraordinarias destinadas a restituir los márgenes de reserva de potencia reactiva y alcanzar un perfil de tensiones que resulte lo más cercano al programado.

El Coordinador procurará que las reservas sean prioritariamente asignadas a aquellas instalaciones que dispongan de controles automáticos con mayor velocidad de respuesta y ejerzan un control directo sobre la tensión de los nudos del ST.

Artículo 330.

En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá ejercer las acciones de coordinación necesarias para restaurar la tensión a los valores límites establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS. Estas acciones de coordinación tendrán diferente carácter y podrán comprender medidas extremas, tales como, modificaciones del despacho de generación, desconexión de líneas de los ST, y desconexión de las Instalaciones de Clientes.

No obstante lo anterior, en caso que los CC adopten medidas de coordinación extraordinarias, éstas deberán ser informadas al Coordinador, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 331.

En Estado de Emergencia, los valores de consigna de las tensiones serán establecidos por el Coordinador, sobre la base de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva.

Cuando se produzca una pérdida del Control de Tensión en el SI, y los niveles de reserva de potencia reactiva hayan disminuido por debajo de los mínimos establecidos por el Coordinador, éste deberá iniciar de inmediato acciones de coordinación correctivas, entre las cuales deberá considerar:

- a) Solicitar a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada para que operen en los valores límite de potencia reactiva, según su diagrama P-Q, entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5 de la presente NT, y de acuerdo con los estándares de SyCS exigidos para el Estado de Emergencia.
- b) Considerar la partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de suministrar potencia reactiva en la zona afectada.
- c) Solicitar a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen las maniobras de reducción de tensión en sus redes, compatibles con los estándares admitidos para Estado de Emergencia, de modo de lograr así una disminución del consumo.
- d) La desconexión coordinada de reactores de líneas de transmisión que dispongan de interruptor de maniobra, siempre que esta acción no comprometa el éxito de la reconexión monofásica de la línea.
- e) Maniobras que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, en relación a equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones enmalladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, debiendo en todo caso el CC proceder a verificar, antes de actuar, que se cumplan al menos las siguientes condiciones:
 - I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.
 - II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.

- f) Modificar el despacho de generación, siempre que esta medida contribuya a mejorar la regulación de tensión y permita recuperar reservas de potencia reactiva.
- g) Ordenar, en caso de subsistir un riesgo de un colapso de tensión, a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, la aplicación de desconexión de consumos no comprendidos en los EDAC, para lo cual el Coordinador deberá verificar al menos que:
 - I. La tensión en algunos Puntos de Conexión de las Instalaciones de Clientes resulte inferior al mínimo admitido en Estado de Emergencia.
 - II. Las Instalaciones de Clientes que presenten desvíos en sus Puntos de Conexión que no se encuentran adecuadamente informados o justificados, o que resultan imputables a éste.

Título 6-5 Plan de Recuperación de Servicio

Artículo 332.

Las bases sobre las que se sustenta el PRS están constituidas por la experiencia operativa acumulada por el Coordinador y los CC, como así también, por los resultados de los estudios establecidos en el Capítulo DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS., los cuales en conjunto establecerán los principios generales y las prioridades para definir la estrategia de recuperación a seguir frente a cada escenario de Apagón Total o Apagón Parcial.

Artículo 333.

Será responsabilidad del Coordinador elaborar el PRS en el cual deberán abordarse como mínimo las siguientes materias:

- a) Principios generales del PRS.
- b) Comunicaciones operativas.
- c) Información a autoridades, clientes y opinión pública.
- d) Acciones inmediatas del Coordinador y los CC para la recuperación del SI.
- e) Programación del incremento de generación y la reposición de Cargas Críticas.
- f) Programación de la recuperación de la demanda.
- g) Control de Frecuencia en Islas Eléctricas.

Artículo 334.

El Coordinador será el encargado de confirmar la existencia de un Apagón Total o Apagón Parcial, a partir de la información del estado operativo de las instalaciones del SI que esté disponible en el SITR.

Artículo 335.

Confirmada la ocurrencia de un apagón, el Coordinador deberá instruir a los CC cuyas instalaciones estén dentro de las zonas afectadas, abrir sus conexiones con el ST, e iniciar de inmediato la recuperación de las Islas Eléctricas, en base a las unidades generadoras instalaciones que dispongan participen del servicio de Partida Autónoma.

Artículo 336.

El Coordinador podrá delegar en los CC del ST la coordinación y supervisión de las maniobras de recuperación parciales a partir de la energización desde las unidades generadoras instalaciones con Partida Autónoma, la supervisión del Control de Frecuencia, Control de Tensión en cada Isla Eléctrica que se haya constituido durante el proceso de recuperación, como así también, la supervisión de la reposición de los consumos críticos y de

la demanda, a medida que se incorporan otras unidades generadoras o equipos de compensación de potencia activa.

Artículo 337.

Será responsabilidad de los CC dar aviso inmediato al Coordinador sobre cualquier inconveniente o dificultad que apareciera durante el desarrollo del PRS, a fin de que éste pueda evaluar y ordenar otra alternativa de recuperación.

Asimismo, será responsabilidad de los CC comunicar al Coordinador todo cambio que decidieran introducir en sus estrategias de recuperación cuando el cambio estuviera debidamente justificado. Los CC tomarán esta decisión cuando de la evaluación del estado operacional del SI, exista la presunción de riesgo de fracaso o colapso durante el proceso de recuperación.

Artículo 338.

Cuando se esté ante una situación de Apagón Total o Apagón Parcial, el Coordinador tomará contacto prioritariamente con los CC cuyas instalaciones se hayan visto afectados por el apagón, con el objeto de iniciar las maniobras para la Partida Autónoma de las unidades generadoras instalaciones que estén en condiciones y capacidad de energizar el ST separado en Islas Eléctricas, posibilitando la recuperación parcial del servicio en aquellas zonas con generación local autónoma.

Artículo 339.

Con el fin de evitar la saturación de los sistemas de comunicación de operación, las comunicaciones se establecerán según un diagrama de emergencia que estará definido en el PRS. Los operadores de los CC involucrados, evitarán establecer otros itinerarios de comunicación durante el desarrollo del PRS.

Artículo 340.

Los CC de instalaciones de generación que sean convocadas al proceso de recuperación, informarán al Coordinador en caso de no poder comunicarse con uno de los interlocutores asignados, con el fin de que el Coordinador intente la comunicación por otra vía alternativa.

Artículo 341.

La información de carácter no operativo a suministrar a las autoridades, usuarios y opinión pública se canalizará a través del Coordinador, quien ajustará su proceder conforme al PRS, en conformidad a lo establecido en el Artículo 300.

Artículo 342.

En materia de información, el Coordinador deberá:

- a) Informar a la Superintendencia y a la Comisión sobre el apagón, informando su extensión, el estado en que quedaron las instalaciones del SI, los recursos

disponibles para la recuperación del SI y el tiempo estimado que demandará este proceso.

- b) Confeccionar todos los comunicados a enviar a la Superintendencia y la Comisión.
- c) Elaborar los comunicados para uso interno del propio Coordinador.
- d) Proveer la información de detalle que sobre el incidente soliciten la Superintendencia y la Comisión.

Artículo 343.

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, el Coordinador y los CC del ST afectados por el apagón, deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de medios de operación para superar la emergencia:

- a) Disponibilidad de los sistemas de supervisión y control de las instalaciones afectadas.
- b) Disponibilidad de los sistemas de comunicación para la operación con el CDC y los CC de las unidades generadoras e Instalaciones de Clientes, con los que deba interactuar durante la recuperación del sistema.
- c) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los operadores de las subestaciones que estén involucradas en las maniobras de recuperación.
- d) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con las cuadrillas móviles afectadas a la operación de las subestaciones en modo local.
- e) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los sectores dedicados al mantenimiento de subestaciones, comunicaciones, control, informática, protecciones eléctricas, entre otros.

Artículo 344.

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, los CC de las unidades generadoras afectadas por el apagón deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de generación para superar la emergencia:

- a) Verificación de los daños y averías que podrían haber sufrido las unidades generadoras, instalaciones principales y/o equipamiento que suministra los servicios auxiliares, tal que impidan su partida y posterior sincronización.
- b) Dar inmediato aviso al Coordinador de las novedades ocurridas.
- c) Identificación de las unidades generadoras que pueden partir en forma autónoma y la disponibilidad de las mismas para tomar carga y regular frecuencia durante la operación en forma aislada.

Artículo 345.

El Coordinador, con la información recibida de los CC de las instalaciones afectadas por el apagón, deberá elaborar una serie cronológica que contenga la hora estimada de entrada en servicio de cada unidad generadora que está en proceso de Partida Autónoma.

La información que cada CC entregará al Coordinador deberá incluir:

- a) Potencia máxima de las unidades generadoras.
- b) Reserva del 10% para Control de Frecuencia.
- c) Reserva adicional para cubrir, dentro de lo posible, la pérdida de la mayor unidad generadora o ciclo combinado que esté operando en la Isla Eléctrica, según corresponda.

La serie cronológica indicada se deberá actualizar cada 15 minutos para las unidades de ciclo combinado, unidades hidroeléctricas y centrales eólicas y solares, cada 30 minutos para las unidades de vapor convencionales que parten en caliente, y cada 60 minutos para las unidades de vapor convencionales que parten en frío.

Artículo 346.

El Coordinador deberá organizar la recuperación de la demanda en bloques, especificando los bloques de demanda a recuperar, el período de tiempo involucrado y el mayor módulo de demanda a conectar, procurando en la medida que las condiciones lo permitan, que el proceso de recuperación presente una tasa de incremento de carga de variación continua, similar a la tasa con que están aumentando su inyección las unidades generadoras, según la curva de oferta de generación definida en el artículo precedente.

En el caso que se produzcan desvíos significativos de la frecuencia durante la recuperación de la demanda, el Coordinador podrá instruir a los CC de las Instalaciones de Clientes, la desconexión de consumos, con el objeto de preservar la seguridad del PRS.

Artículo 347.

La primera unidad generadora que se conecta al SI deberá establecer el control de velocidad en el modo de control isócrono, siempre que las características de su Controlador de Carga/Velocidad lo permitan. Esta unidad será la responsable del Control de Frecuencia bajo una modalidad de operación que garantizará un control sin error permanente.

Artículo 348.

Cada nueva unidad generadora que se conecta al SI, deberá establecer el Control de Velocidad en el modo control de carga, e iniciar el incremento de su generación de acuerdo a las instrucciones del Coordinador.

Artículo 349.

Los CC deberán supervisar constantemente el valor de la producción de la unidad generadora a cargo del CPF, especialmente cuando los desvíos de frecuencia durante el proceso de

recuperación sean significativos, de manera de poder iniciar de inmediato las acciones correctivas para prevenir esta situación.

Título 6-6 Desconexión Manual de Carga

Párrafo 1. ASPECTOS GENERALES

Artículo 350. Objetivo

El objetivo del presente título es establecer el procedimiento que se deberá aplicar para coordinar una Desconexión Manual de Carga en Barras de Consumo, de manera de preservar la seguridad y calidad de servicio de los sistemas interconectados en su conjunto o en áreas específicas del sistema donde haya un desequilibrio de carga – generación.

Artículo 351. Alcance

El procedimiento descrito en este título deberá ser aplicado por los Coordinados, según las instrucciones que emanen directamente del Coordinador.

Dicho procedimiento no será aplicable en el caso que las desconexiones de cargas sean originadas por la aplicación de un decreto de racionamiento, en cuyo caso los cortes de suministro se registrarán por lo establecido en el artículo 163° de la Ley.

Párrafo 2. FUNCIONES Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Artículo 352. Funciones del Coordinador

Para los efectos de lo dispuesto en el presente título, las obligaciones del Coordinador son las siguientes:

- a) Coordinar la DMC en las Barras de Consumo de Clientes, así como otras medidas que fueren necesarias, para preservar la seguridad y calidad del servicio eléctrico del SI.
- b) Establecer y mantener un listado de las Barras de Consumos sujetas a DMC, el cual será actualizado periódicamente, publicado en el sitio web del Coordinador e informado a los Coordinados.
- c) Revisar periódicamente la adecuación de las DMC instruidas por el Coordinador y aquellas efectivamente aplicadas por los Clientes.
- d) Mantener un registro de las variables relevantes de los momentos previos y posteriores a los eventos que dieron origen a la aplicación de una DMC.

Artículo 353. Obligaciones del Coordinador relacionadas con el Despacho y Control de la Operación

Para los efectos de lo dispuesto en el presente título, las obligaciones del Coordinador relacionadas con sus funciones de despacho y control de la operación, son las siguientes:

- a) Coordinar la aplicación de una DMC con los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes hasta recuperar los márgenes de reserva requeridos para preservar la seguridad y calidad de servicio del SI.
- b) Instruir la aplicación de una DMC en caso que se evidencie que la capacidad disponible para

generación de energía es insuficiente para satisfacer la demanda de los consumos y que las reservas son insuficientes para restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el TÍTULO III de la presente NT y el TÍTULO IV del presente Anexo.

- c) Instruir la recuperación de los consumos cuando se hayan superado las condiciones que originaron la DMC correspondiente.

Artículo 354. Obligaciones de los Coordinados

Para los efectos de lo dispuesto en el presente título, las obligaciones de los Coordinados son las siguientes:

- a) Ejecutar la DMC en los términos que el Coordinador lo solicite.
- b) Obtener el permiso del Coordinador, mediante el CC respectivo, antes de restaurar la carga que haya sido desconectada por aplicación de una DMC.
- c) Garantizar ante el Coordinador, mediante un informe escrito, que se dispone de un proceso con un consumo de potencia activa al cual se le puede aplicar una DMC, indicando las características principales del proceso y especificando el monto de carga asociado.
- d) Informar al Coordinador, mediante el CC respectivo, el consumo real previo y posterior a la aplicación de una DMC, en los formatos y plazos que determine el Coordinador.

Párrafo 3. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE UNA DMC

Artículo 355. Demandas

Junto con la programación de corto plazo, el Coordinador pondrá en conocimiento de los todos los Coordinados la información sobre las demandas horarias previstas para el día en cuestión, en cada una de las Barras de Consumo. Dicha información corresponderá a la Previsión de Demanda de Corto Plazo preparada por el Coordinador para los fines de la Programación de Corto Plazo.

El Coordinador podrá actualizar las demandas sobre la base de información actualizada entregada por los Clientes, o sobre la base de la evolución real de los consumos.

Artículo 356. Criterios Técnicos

La DMC será instruida sólo con el fin de preservar la seguridad del servicio eléctrico del SI, conforme a las condiciones operacionales del sistema eléctrico.

Los criterios técnicos que considerará el Coordinador al aplicar una DMC, y determinar la magnitud de la demanda a desconectar, deberán corresponderse, al menos, con las siguientes verificaciones:

- a) Verificar las condiciones post-contingencia, de acuerdo con los estándares correspondientes a Estado Normal, Estado de Alerta y Estado de Emergencia, según lo establecido en el Artículo 1-7 de la presente Norma.
- b) Verificar que las transferencias a través del SI no superen la capacidad transitoria y/o permanente, según corresponda, de líneas de transmisión, transformadores de poder y/o transformadores de corriente.

- c) Verificar los estándares de generación y transmisión que se indican a continuación, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo N°5 de la NT:
 - i. Magnitud de la tensión en barras del sistema: para el Estado Normal, el Estado de Alerta y para el Estado de Emergencia.
 - ii. Magnitud de la tensión en barras de las unidades generadoras y límite de generación de reactivos: para el Estado Normal, el Estado de Alerta y para el Estado de Emergencia.
 - iii. Rango de frecuencia: para el Estado Normal, el Estado de Alerta y para el Estado de Emergencia.
- d) Verificar los estándares de recuperación dinámica, para el Estado Normal y el Estado de Alerta de acuerdo a lo establecido en el Capítulo N°5 de la NT. En particular respecto del comportamiento de la frecuencia, se deberá verificar el cumplimiento del valor mínimo de la frecuencia en las instalaciones del sistema de transmisión, de acuerdo a lo establecido en la NT. Adicionalmente, se deberá verificar que el tiempo en que la frecuencia puede permanecer fuera de la banda de operación en régimen permanente cumpla con lo establecido en la NT.

Tanto los criterios técnicos como las verificaciones que deberá determinar o realizar el Coordinador para analizar la aplicación de una DMC deberán priorizar la seguridad de servicio y basarse en los estándares de calidad de servicio establecidos en la presente NT.

El Coordinador aplicará los criterios descritos en tiempo real considerando las características propias de los consumos.

Párrafo 4. APLICACIÓN DE LA DMC

Artículo 357. Solicitud de DMC

La evaluación sobre la necesidad de aplicar una DMC y la determinación del monto total de carga a desprender requerido por el SI corresponderán al Coordinador.

Una vez determinada la necesidad de aplicar una DMC, será el Coordinador, quien deberá comunicarse con los CC de los Coordinados para indicarles el monto de carga a desconectar por los Clientes.

Una DMC deberá aplicarse sólo una vez que estén agotadas todas aquellas medidas técnicas orientadas a minimizar el impacto inmediato de la contingencia en la seguridad de suministro.

Artículo 358. Proceso de la DMC

La desconexión de demanda deberá realizarse con prontitud y eficacia. Para ello, cualquier proceso que el Cliente deba ejecutar para aplicar una DMC debe considerar el cumplimiento de los tiempos de respuesta requeridos y comunicados por el Coordinador para ejecutar la respectiva DMC.

Por su parte, los CC de los Coordinados deberán comunicarse con los Clientes que deben aplicar una DMC, para informar los montos de carga a desprender y los tiempos requeridos para ello, de acuerdo a lo establecido por el Coordinador.

En caso que el Cliente este imposibilitado o no pueda ser contactado en el plazo requerido para efectuar la desconexión de demanda, el Coordinador podrá disponer la desconexión de demanda directamente en el punto de conexión toda vez que la seguridad y calidad del servicio eléctrico del SI lo ameriten.

Artículo 359. Distribución de las desconexiones de carga

Los montos y distribución de una DMC dependerán del tipo de contingencia, su ubicación y el tipo de consumo a desconectar.

La distribución de la demanda total a desconectar entre las Barras de Consumo será ordenada por el Coordinador en una primera etapa, requiriendo que los Clientes se ajusten a su demanda programada. En caso que lo anterior sea insuficiente, la distribución de la demanda total a desconectar en las Barras de Consumo será ordenada por el Coordinador en forma proporcional a la demanda real de cada barra de las áreas específicas del sistema donde hay un desequilibrio de carga - generación.

Sin perjuicio de lo anterior, siempre que sea posible se deberá evitar la desconexión de consumos críticos como hospitales, clínicas, aeropuertos, entre otros.

Si el Coordinador considera que una falla intempestiva no da el tiempo suficiente para aplicar la distribución proporcional, sin comprometer la seguridad y calidad del servicio, podrá recurrir a un esquema de DMC que le permita superar la situación de emergencia en el menor tiempo posible. En este caso, en cuanto la seguridad del SI lo permita o se prevea que la contingencia que originó el déficit de suministro se prolongará en el tiempo, la situación deberá ser corregida de manera tal que la distribución en la DMC sea consistente con la proporcionalidad mencionada en el inciso segundo del presente artículo.

Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador podrá establecer listas de mérito o prioridades cuando, por las características de la contingencia, se requieran desconexiones que no correspondan a una distribución proporcional.

Artículo 360. Normalización de los consumos

Una vez que el déficit de suministro se resuelva, el Coordinador deberá iniciar un proceso de normalización de los consumos sujetos a DMC, manteniendo el equilibrio carga – generación. Para efectos de lo anterior, los Clientes deberán obtener el permiso del Coordinador antes de restaurar la carga que fue desconectada manualmente.

En los casos que corresponda, el proceso de normalización se realizará según lo indique el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) al que se refiere el Título 7-5 de la presente NT.

Los niveles de tensión deberán ser monitoreados y controlados por el Coordinador mientras se repone la carga. Para ello, todos los recursos de control de tensión y potencia reactiva deberán ser utilizados.

Artículo 361. Informes posteriores a la aplicación de una DMC

Ocurrida una DMC, el Coordinador deberá informarla dentro del día hábil siguiente a la Comisión y a la Superintendencia, incluyendo:

- Hora de inicio y término de la DMC.
- Clientes afectados.
- Magnitud de la desconexión.

Todas las acciones que instruya el Coordinador según lo establecido en el presente Anexo Técnico deberán ser justificadas mediante un informe que se pondrá a disposición de todos los Coordinados en el sitio web del Coordinador, dentro de los dos días hábiles siguientes a la DMC.

Dicho informe deberá incluir un análisis para determinar el cumplimiento de las obligaciones normativas de todas las partes involucradas.

Capítulo 7 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 362.

En conformidad con lo establecido en el artículo segundo transitorio del Reglamento SSCC, el Coordinador contará con un plazo de tres años a partir de la publicación del Reglamento para verificar la totalidad de las instalaciones del sistema. Durante este período, aquellas instalaciones que no cuenten con la verificación del Coordinador se entenderán habilitadas para participar en la prestación de SSCC, con los recursos técnico disponibles informados fundadamente al Coordinador, según la norma técnica vigente.

Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer un cronograma para la verificación de todas las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico, a las que se refiere el Capítulo 1 del Título VI del artículo primero del Reglamento SSCC, resguardando la operación segura y más económica del sistema.