



ALTERNATIVA B: FRUTAS FRESCAS PARA CONSUMO	TRATAMIENTO FITOSANITARIO	El Certificado Fitosanitario deberá especificar el tipo de tratamiento, indicando: producto, dosis, temperatura y periodo de exposición.	Frio: Temperatura Periodo de exposición 33°F(0.56°C) 21 días																										
	Tratamientos fitosanitarios con supervisión USDA/APHIS,:																												
	1. T104-a-1 Tratamiento fumigación BM aplicable para todas las especies indicadas en el numeral 1.2:		3. T 109—d-1 Tratamiento frío más fumigación BM: aplicable solo para uva:																										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Temperatura (°C)</th> <th rowspan="2">Rango de dosis gr/m³</th> <th colspan="2">Lectura de concentración mínima, en gr/m³, luego de:</th> </tr> <tr> <th>0.5 hr</th> <th>2 hr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>> 26,6</td> <td>24</td> <td>19</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>21,1 – 26,5</td> <td>32</td> <td>26</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>15,5 – 21</td> <td>40</td> <td>32</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>10 – 15,4</td> <td>48</td> <td>38</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>4,4 – 9,9</td> <td>64</td> <td>48</td> <td>38</td> </tr> </tbody> </table>	Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³	Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:		0.5 hr	2 hr	> 26,6	24	19	14	21,1 – 26,5	32	26	19	15,5 – 21	40	32	24	10 – 15,4	48	38	29	4,4 – 9,9	64	48	38		Frio: Temperatura Periodo de exposición 33°F(0.56°C) 21 días
Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³			Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:																									
		0.5 hr	2 hr																										
> 26,6	24	19	14																										
21,1 – 26,5	32	26	19																										
15,5 – 21	40	32	24																										
10 – 15,4	48	38	29																										
4,4 – 9,9	64	48	38																										
	2. T 108-b. Tratamiento fumigación BM más frío: aplicable solo para uva:		Bromuro de Metilo:																										
	Bromuro de Metilo:		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Temperatura (°C)</th> <th rowspan="2">Rango de dosis gr/m³</th> <th colspan="2">Lectura de concentración mínima, en gr/m³, luego de:</th> </tr> <tr> <th>0.5 hr</th> <th>2 hr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>> 10</td> <td>24</td> <td>23</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>4,44 – 9,9</td> <td>32</td> <td>30</td> <td>25</td> </tr> </tbody> </table>	Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³	Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:		0.5 hr	2 hr	> 10	24	23	20	4,44 – 9,9	32	30	25												
Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³	Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:																											
		0.5 hr	2 hr																										
> 10	24	23	20																										
4,44 – 9,9	32	30	25																										
			<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Temperatura (°C)</th> <th rowspan="2">Rango de dosis gr/m³</th> <th colspan="2">Lectura de concentración mínima, en gr/m³, luego de:</th> </tr> <tr> <th>0.5 hr</th> <th>2 hr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>> 21.11</td> <td>32</td> <td>30</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>15.55 – 20.55</td> <td>40</td> <td>36</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>4.44 - 15</td> <td>48</td> <td>44</td> <td>36</td> </tr> </tbody> </table>	Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³	Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:		0.5 hr	2 hr	> 21.11	32	30	25	15.55 – 20.55	40	36	28	4.44 - 15	48	44	36								
Temperatura (°C)	Rango de dosis gr/m ³	Lectura de concentración mínima, en gr/m ³ , luego de:																											
		0.5 hr	2 hr																										
> 21.11	32	30	25																										
15.55 – 20.55	40	36	28																										
4.44 - 15	48	44	36																										
			3. Los envíos certificados para ser exportados a Chile, deberán mantenerse debidamente resguardados para esta plaga, antes de ser embarcados a este país.																										
			4. Derógase la resolución N° 2.358 de 2008 del Servicio Agrícola y Ganadero.																										
			Anótese, comuníquese y publíquese.- Víctor Venegas Venegas, Director Nacional Servicio Agrícola y Ganadero.																										

Ministerio de Energía

MODIFICA PRECIOS DE PARIDAD PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Núm. 44.- Santiago, 16 de marzo de 2010.- Vistos: Lo dispuesto en la ley N° 20.063 y sus modificaciones; el decreto supremo N° 73, de 2005, que aprueba Reglamento para la aplicación de la ley N° 20.063, que crea Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles derivados del Petróleo, modificado por los decretos supremos N° 186, de 2006, 186 de 2008 y 96 de 2009, todos del Ministerio de Minería; el Of. Ord. N° 0223/2010, de la Comisión Nacional de Energía, en el cual informa al tenor de lo establecido en el art. 6° del referido Reglamento; y en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y en uso de las facultades que me confiere la ley,

Decreto:

1.- Fíjense los siguientes Precios de Paridad de los Combustibles derivados del Petróleo:

Combustible	Precio de Paridad US\$/m ³
Gasolina Automotriz	614.43
Kerosene Doméstico	584.51
P. Diesel	586.72
Gas Licuado	361.76

2.- Los precios establecidos en el numeral precedente entrarán en vigencia el día jueves 18 de marzo de 2010.

Anótese, publíquese y tómesese razón.- Por orden del Presidente de la República, Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Jimena Bronfman Crenovich, Subsecretaria de Energía.

MODIFICA NORMA TÉCNICA CON EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE Y PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y FIJA EL TEXTO REFUNDIDO DE LA MISMA

(Resolución)

Núm. 68 exenta.- Santiago, 10 de marzo de 2010.- Vistos:

- Lo dispuesto en la ley núm. 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
- Lo dispuesto en el artículo 150 del 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, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de energía eléctrica;

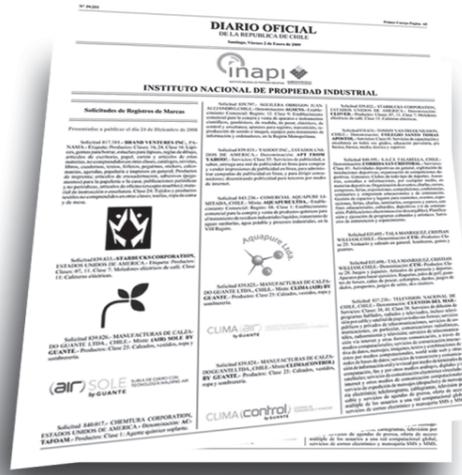
- Lo dispuesto en la resolución ministerial exenta N° 9, del 14 de marzo de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó la Norma Técnica con exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2005, y modificada mediante las resoluciones ministeriales exentas N° 40, del 16 de mayo de 2005, publicada en el Diario Oficial con fecha 28 de mayo de 2005, N° 59 del 23 de noviembre de 2006, publicada en el Diario Oficial con fecha 11 de diciembre de 2006, N° 06 del 15 de febrero de 2007, publicada en el Diario Oficial con fecha 23 de febrero de 2007 y N° 85 del 7 de octubre de 2009, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de octubre de 2009, todas del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante denominadas conjuntamente "resolución N° 9";
- Lo solicitado por la Dirección de Operación y Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante "CDEC SING", mediante carta B-1828/2009, de fecha 23 de noviembre de 2009;
- Lo solicitado por la Dirección de Operación y Peajes del Centro de Despacho del Sistema Interconectado Central, en adelante "CDEC SIC", mediante carta D.O.N° 0888/2009 de fecha 30 de noviembre de 2009;
- Lo solicitado por Transelec S.A., mediante carta OE-N° 181, de fecha 16 de diciembre de 2009;

- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio ord. N° 188, de fecha 25 de febrero de 2010; y
- Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- Que, el artículo 10-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante e indistintamente "NTSyCS", para el Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante "SING", y para el Sistema Interconectado Central, en adelante "SIC", dictada mediante la resolución N° 9, indica que los nuevos procedimientos o las adecuaciones requeridas a los existentes deberán ser presentados a la Comisión Nacional de Energía para su informe favorable, antes de 6 meses contados desde la fecha de vigencia de la citada NTSyCS, esto es, el 16 de diciembre de 2009;
- Que, las Direcciones de Operación y Peajes de los CDEC SING y CDEC SIC, con fecha 23 y 30 de noviembre de 2009, respectivamente, solicitaron a la Comisión, por una parte, la extensión del plazo para presentar los procedimientos y adecuaciones señalados en el número 1 precedente, y por otra, la necesidad de eliminar el procedimiento establecido en el artículo 1-9 de la NTSyCS, denominado "Informe de perfil de tensión y factor de potencia";
- Que, de los antecedentes expuestos por el CDEC SING y por el CDEC SIC, se desprende que es necesario

INSTITUTO NACIONAL DE PROPIEDAD INDUSTRIAL



Protección efectiva a sus derechos de propiedad industrial

Marcas, patentes de invención, modelos de utilidad, dibujos y diseños industriales, esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

www.inapi.cl
Oficinas Atención de usuarios:
Moneda 975 Piso 13

DIARIO OFICIAL: SUPLEMENTO MARCAS



- modificar los plazos estipulados toda vez que éstos se tornan insuficientes para desarrollar los nuevos procedimientos y/o adecuaciones a los existentes;
4. Que, se ha evaluado el requerimiento de eliminar el procedimiento individualizado en el número 2 precedente, toda vez que éste se encuentra contenido en el procedimiento denominado "Programación de perfil de tensiones y despacho de potencia reactiva";
 5. Que, el artículo 10-10 de la NTSyCS indica que la exigencia del tiempo de retardo de 5 segundos contemplada en el artículo 4-16 deberá ser cumplida por las empresas que corresponda a partir del 1 de enero de 2011;
 6. Que, Transelec S.A., mediante carta OE-N°181, de fecha 16 de diciembre de 2009, expuso a la Comisión, por una parte, que el plazo señalado en el número 5 precedente resulta insuficiente para realizar las adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a la exigencia establecida en el artículo 4-16 de la NTSyCS, solicitando su modificación, y por otra parte, la necesidad de revisar el contenido del artículo 3-28 de la misma norma;
 7. Que, de la revisión de la presentación de Transelec S.A., se ha evaluado, por una parte, la ampliación del plazo señalado en el número 5 precedente, toda vez que éste resulta insuficiente para dar correcto cumplimiento a lo exigido en la NTSyCS, y por otra parte, se ha considerado necesario precisar el contenido del artículo 3-28 de dicha norma;
 8. Que, adicionalmente y sin perjuicio de lo señalado precedentemente, la Comisión ha estimado necesario modificar algunos aspectos de forma de la NTSyCS y, a su vez, realizar precisiones respecto del artículo 3-8 de la misma;
 9. Que, la Comisión, mediante oficio ord. N° 188, de fecha 25 de febrero de 2010, informó a esta Secretaría de Estado sobre la pertinencia de las modificaciones señaladas precedentemente, adjuntando una propuesta de Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que incorpora las adecuaciones señaladas en la presente resolución ministerial,

Resuelvo:

Artículo 1°.- Modificar la NTSyCS para el SING y SIC, aprobada mediante la resolución ministerial N°9 de 2005, en el siguiente sentido:

1. Elimínase del artículo 1-9 el procedimiento DO "Informe de perfil de tensión y factor de potencia".
2. Reemplázase en el artículo 1-13 la frase "Economía, Fomento y Reconstrucción", por la palabra "Energía".
3. Reemplázase el inciso final del artículo 3-8 por el siguiente:
"TMDF: Tiempo Máximo de Despeje de Falla de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-49.
Adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque a plena carga y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión al cual se conecta el parque, la absorción neta de potencia reactiva deberá ser nula en tanto la tensión en el punto de conexión al Sistema de Transmisión se mantenga bajo los 0.9 pu, a excepción del periodo comprendido entre el TMDF y los 30 ms posteriores a éste, periodo en el cual la absorción neta de potencia reactiva del parque no deberá superar el 30% de la potencia nominal de éste."
4. Reemplázase en el artículo 3-27 la sigla "DP" por "DO".
5. Reemplázase en el artículo 3-28, en el literal a), numeral I y en el literal c), último párrafo, la palabra "tramos" por la palabra "circuitos".
6. Reemplázase en el artículo 3-28, en el literal a), numeral I, la frase "El sistema" por la frase "Cada circuito" y en el literal b), numerales I, II y III, la frase "El sistema" por la frase "Cada barra".
7. Reemplázase en el artículo 3-28, el literal a), numeral II, por el siguiente:
"Bajo 200 kV: Cada circuito deberá contar al menos con un simple esquema de protecciones, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
 - Las protecciones de los circuitos adyacentes que contribuyen a la falla permiten garantizar el respaldo remoto, al menos secuencialmente.

- Esta operación en respaldo no implica la desconexión de más de tres circuitos adyacentes.
- Esta operación en respaldo no implica un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que excede en más de 30 ciclos los tiempos máximos indicados en el Artículo 5.49

En caso contrario, el circuito deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor."

8. Reemplázase en el artículo 3-54, segundo párrafo, la sigla "SIC" por la sigla "SI".
9. Reemplázase en el artículo 5-49, primer párrafo, la palabra "principales" por la frase "propias de la instalación afectada".
10. Reemplázase en el inciso segundo del artículo 7-20 la frase "Informe de Perfil de Tensión y Factor de Potencia" por "Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva".
11. Intercálase en el artículo 8-29, entre las palabras "por" y "subfrecuencia", la frase "señal específica,".
12. Reemplázase el artículo 10-5 por el siguiente:
"Los nuevos procedimientos contenidos en la presente NT o las adecuaciones requeridas a los procedimientos existentes, deberán ser presentados a la Comisión para su informe favorable en los siguientes plazos:

N°	Procedimiento	Fecha
1	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito	16/06/2010
2	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI	16/06/2011
3	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG	16/06/2011
4	Para la Determinación del MSO	16/12/2010
5	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva	16/12/2010
6	Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS	16/06/2011
7	Desarrollo de Auditorías Técnicas	16/06/2010
8	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SISTR del CDC	16/12/2010
9	Informes de Falla de Coordinados	16/06/2010
10	Sistema de Monitoreo	16/06/2011
11	Desempeño del Control de Frecuencia	16/06/2010
12	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional	16/12/2010
13	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto	16/06/2010
14	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento	16/12/2010

13. Reemplázase en el artículo 10-10 el plazo "1 de enero de 2011" por "1 de enero de 2012".

Artículo 2°.- Apruébase el texto refundido de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio que se adjunta a la presente Resolución.

Artículo 3°.- Apruébase y autorízase el sistema de publicidad contenido en el Capítulo N°1 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio aprobada en el artículo anterior y dese por reproducido en este acto para conocimiento y como medio de publicidad de la misma:

"La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio deberá estar disponible a más tardar el siguiente día hábil después de publicada la correspondiente resolución exenta del Ministerio de Energía, en forma permanente y gratuita para todos los interesados, en formato ACROBAT (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl, del CDEC del SIC, www.cdec-sic.cl, y del CDEC del SING, www.cdec-sing.cl."

Anótese, publíquese en el Diario Oficial y notifíquese al Presidente del Directorio del CDEC-SING, al Presidente del Directorio del CDEC-SIC, a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.- Marcelo Tokman Ramos, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Mariana Soto Espinosa, Subsecretaria de Energía.

Ministerio de Vivienda y Urbanismo

(Resoluciones)

MODIFICA RESOLUCIÓN EXENTA N°285, (V. Y U.), DE 2010, QUE FIJÓ PROCEDIMIENTO PARA APLICACIÓN PRÁCTICA DEL PROGRAMA DE ESPACIOS PÚBLICOS Y DEROGÓ RESOLUCIÓN EXENTA N°2.128, (V. Y U.), DE 2008

Santiago, 10 de marzo de 2010.- Hoy se resolvió lo que sigue:

Núm. 1.685 exenta.- Visto: El D.S. N°312, (V. y U.), de 2006, publicado en el Diario Oficial de 29 de enero de 2007, que reglamenta el Programa Concursable de Obras de Espacios Públicos, en especial lo dispuesto en su artículo 7°; la resolución exenta N°285, (V. y U.), de 2010, que fijó el Procedimiento para la Aplicación Práctica del Programa Concursable de Espacios Públicos, dicto la siguiente

Resolución:

Artículo único.- Modifícase la resolución exenta N°285, (V. y U.), de 2010, en la siguiente forma:

1. Reemplázase en el número 7 del artículo único la letra h) por las siguientes letras h) e i), pasando las actuales letras i), j), k), l) y m) a ser letras j), k), l), m) y n), respectivamente:
 - “h) Descripción de la idea del proyecto que se pretende ejecutar indicando usos, funciones y usuarios relevantes tanto actuales como propuestos. Se deberá indicar el Rol del proyecto dentro de la trama urbana, el reconocimiento del entorno inmediato, los servicios mínimos al usuario y la adaptación medioambiental.
 - i) El nombre del proyecto deberá indicar el nivel de la intervención propuesta. Para indicar el nivel de la intervención se asignarán los siguientes conceptos:
 - Mejoramiento de espacios existentes: Cuando el proyecto tiene por objetivo aumentar la calidad del espacio a intervenir con adecuaciones o reposición parcial de los elementos y modificaciones mínimas al programa arquitectónico y de usos, sin afectar el trazado existente.
 - Reposición de espacios deteriorados y/o en estado de abandono: Que implica la renovación parcial o total de elementos existentes, si los hubiera, o la construcción de nueva infraestructura, que permita el restablecimiento o la generación de nuevos usos para actividades sociales y recreativas demandadas por la comunidad.
 - Restauración: Que tiene por objetivo reparar los elementos existentes respetando su condición original, manteniendo los estándares y usos actuales. Este nivel corresponde, de preferencia, a los proyectos patrimoniales.
 - Construcción de nuevos espacios públicos: Que implica asignar un terreno que puede estar destinado a otro uso o encontrarse como sitio eriazado para dotarlo de elementos y usos nuevos que no posee la situación actual del espacio a intervenir."
 2. Sustitúyese en la Tabla de Puntajes por Focalización Comunal, contenida en la letra A del número 10 del artículo único, en todas las líneas que corresponda de la columna "puntaje por Focalización, el guarismo "28" por "23".
 3. Reemplázase en la Tabla de Puntaje "Espacios Públicos Patrimoniales Según Localización", contenida en la letra D del número 10 del artículo único, la expresión "Si su localización corresponde a las áreas fundacionales las u lugares que den acogida al patrimonio intangible", por la locución "Si su localización corresponde a las áreas fundacionales o lugares que den acogida al patrimonio intangible".
- Anótese, publíquese y archívese.- Patricia Poblete Bennett, Ministra de Vivienda y Urbanismo.
Lo que transcribo para su conocimiento.- Paulina Saball Astaburuaga, Subsecretaria de Vivienda y Urbanismo.



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

***NORMA TECNICA DE
SEGURIDAD
Y CALIDAD DE SERVICIO***

*Octubre de 2009
Santiago de Chile*

INDICE

CAPÍTULO N° 1 : Terminología y Exigencias Generales.....	1
TITULO 1-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	2
TITULO 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.....	3
TITULO 1-3 EXIGENCIAS GENERALES	13
CAPÍTULO N° 2 : Funciones y Atribuciones.....	17
TITULO 2-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	18
TITULO 2-2 DE LA DIRECCION DE OPERACION.....	18
TITULO 2-3 DE LA DIRECCION DE PEAJES.....	19
TITULO 2-4 DE LOS COORDINADOS	20
CAPÍTULO N° 3 Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones.....	22
TITULO 3-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	23
TITULO 3-2 EXIGENCIAS GENERALES	23
TITULO 3-3 INSTALACIONES DE GENERACION.....	26
TITULO 3-4 INSTALACIONES DE TRANSMISION.....	31
TITULO 3-5 INSTALACIONES DE CLIENTES	41
TITULO 3-6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS ADICIONALES.....	42
CAPÍTULO N° 4 : Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación	44
TITULO 4-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	45
TITULO 4-2 SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL	45
TITULO 4-3 COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS.....	49
TITULO 4-4 SISTEMA DE MONITOREO.....	50
CAPÍTULO N° 5 : Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio	52
TITULO 5-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	53
TITULO 5-2 EXIGENCIAS GENERALES	53
TITULO 5-3 ESTANDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES	55
TITULO 5-4 ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA	59
TITULO 5-5 LÍMITES DE TRANSMISION EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA	61
TITULO 5-6 ESTANDARES DE RECUPERACION DINAMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA.....	63
TITULO 5-7 MARGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA.....	66
TITULO 5-8 ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO DE EMERGENCIA	69
TITULO 5-9 LÍMITES DE TRANSMISION EN ESTADO DE EMERGENCIA	70
TITULO 5-10 ESTANDARES DE RECUPERACION DINAMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA	70
TITULO 5-11 MARGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA... ..	71
TITULO 5-12 ESTANDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACION Y TRANSMISION	71
TITULO 5-13 EVALUACION DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSION.....	74
TITULO 5-14 ESTANDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO.....	76
CAPÍTULO N° 6 : Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio	81
TITULO 6-1 OBJETIVO Y ALCANCE.....	82
TITULO 6-2 INFORMACION TECNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	82
TITULO 6-3 HERRAMIENTAS DE SIMULACION.....	87

TITULO 6-4	ESTUDIO DE CONTINUIDAD.....	88
TITULO 6-5	ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION	90
TITULO 6-6	ESTUDIO DE VERIFICACION DE COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	91
TITULO 6-7	ESTUDIO DE CONTROL DE TENSION Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA.....	93
TITULO 6-8	ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACION DE RESERVAS	95
TITULO 6-9	ESTUDIO DE EDAC.....	98
TITULO 6-10	ESTUDIO PARA PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS.	100
TITULO 6-11	ESTUDIO PARA PRS.....	102
TITULO 6-12	ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA	106
CAPÍTULO N° 7 :	Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio	109
TITULO 7-1	OBJETIVO Y ALCANCE.....	110
TITULO 7-2	JERARQUIAS OPERATIVAS	110
TITULO 7-3	CONTROL DE FRECUENCIA.....	111
TITULO 7-4	CONTROL DE TENSION	113
TITULO 7-5	PLAN DE RECUPERACION DE SERVICIO	119
CAPÍTULO N° 8 :	Habilitación y Monitoreo de Instalaciones.....	124
TITULO 8-1	OBJETIVO Y ALCANCE.....	125
TITULO 8-2	ENSAYOS PARA HABILITACION	125
TITULO 8-3	HABILITACION DE INSTALACIONES DE GENERACION.....	126
TITULO 8-4	HABILITACION DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISION	130
TITULO 8-5	HABILITACION DE INSTALACIONES DE CLIENTES	131
TITULO 8-6	AUDITORIAS TECNICAS	132
TITULO 8-7	SUPERVISION DEL CONTROL DE FRECUENCIA	132
TITULO 8-8	SUPERVISION DEL CONTROL DE TENSION	134
TITULO 8-9	SUPERVISION DEL PRS.....	136
TITULO 8-10	MONITOREO DE PROTECCIONES.....	137
CAPÍTULO N° 9 :	Información Técnica.....	138
TITULO 9-1	OBJETIVO Y ALCANCE.....	139
TITULO 9-2	LINEAS DE TRANSMISION	139
TITULO 9-3	EQUIPOS DE TRANSFORMACION	140
TITULO 9-4	INTERRUPTORES DE MANIOBRA.....	141
TITULO 9-5	SUBESTACIONES.....	141
TITULO 9-6	DISPOSITIVOS DE RECONEXIÓN DE LINEAS DE TRANSMISION.....	141
TITULO 9-7	EQUIPOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA.....	142
TITULO 9-8	OTROS EQUIPOS DE CONTROL DEL SISTEMA DE TRANSMISION.....	142
TITULO 9-9	SISTEMAS DE PROTECCION	143
TITULO 9-10	UNIDADES GENERADORAS	143
TITULO 9-11	EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA.....	148
TITULO 9-12	INSTALACIONES DE CLIENTES	148
CAPÍTULO N° 10 :	Disposiciones Transitorias.....	150

CAPÍTULO N° 1 :
Terminología y Exigencias
Generales

TITULO 1-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 1-1

Según lo establece la Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación vigente, el objetivo general de la presente norma técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados.

Dado que para poder satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere de una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta norma técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Centro de Despacho Económico de Carga de cada sistema interconectado. Lo anterior es sin perjuicio de otras normativas que efectúen exigencias particulares a los distintos agentes mencionados en este inciso.

Artículo 1-2

El objetivo general del presente capítulo es establecer las definiciones, abreviaturas y exigencias generales necesarias para el cumplimiento de las exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio.

Las principales materias contempladas en la presente norma técnica son:

- a) La terminología y marco ordenador para su aplicación.
- b) Las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones y sus equipamientos.
- c) Los sistemas de información y comunicación requeridos.
- d) Los estándares mínimos que debe cumplir la operación de cada sistema.
- e) Los estudios de programación para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio.
- f) La programación y gestión de la seguridad y calidad de servicio.
- g) La habilitación y monitoreo de las instalaciones y sus equipamientos.
- h) La información técnica del sistema interconectado.

Artículo 1-3

Las disposiciones transitorias contenidas en la presente norma técnica establecen las condiciones de aplicación y plazos particulares para aquellas exigencias que requieran implementación gradual.

Artículo 1-4

La presente Norma Técnica será aplicada, según corresponda, tanto a las instalaciones de cada Coordinado como a su interacción con las instalaciones de otros Coordinados y su cumplimiento es de responsabilidad de cada uno de ellos.

Se entenderá por Coordinados aquellos agentes que se indican en la definición contenida en el Artículo 1-7 número 23) de la presente Norma Técnica.

Artículo 1-5

La presente norma técnica también será aplicada a las funciones y actividades que deben cumplir quienes operan o coordinan la operación de las instalaciones, según corresponda, esto es:

- a) Los Coordinados
- b) El Centro de Despacho Económico de Carga de cada sistema.
- c) La Dirección de Operación y Dirección de Peajes de cada Centro de Despacho Económico de Carga.
- d) El Centro de Despacho y Control del Centro de Despacho Económico de Carga.
- e) Los Centros de Control de los Coordinados

TITULO 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 1-6

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

- 1) AGC : Control automático de generación.
- 2) CC : Centro de Control.
- 3) CDC : Centro de Despacho y Control del CDEC.
- 4) CDEC : Centro de Despacho Económico de Carga.
- 5) CPF : Control Primario de Frecuencia.
- 6) CSF : Control Secundario de Frecuencia.
- 7) Comisión : Comisión Nacional de Energía.
- 8) EDAG : Esquema de desconexión automática de generación.
- 9) EDAC : Esquema de desconexión automática de carga.
- 10) ERAG : Esquema de reducción automática de generación.
- 11) DO : Dirección de Operación del CDEC.
- 12) DP : Dirección de Peajes del CDEC.
- 13) ENS : Energía no suministrada.
- 14) FECF : Factor de eficiencia del Control de Frecuencia.
- 15) FMIK : Frecuencia media de interrupción por kVA.
- 16) ITD : Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo.
- 17) MSO : Margen de Seguridad para la Operación
- 18) NT : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- 19) Plímite : Potencia Límite.
- 20) PRS : Plan de Recuperación de Servicio.
- 21) PSS : Estabilizador del Sistema de Potencia.

- 22) RA : Relación de atenuación.
- 23) Superintendencia : Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- 24) SI : Sistema Interconectado.
- 25) SIC : Sistema Interconectado Central.
- 26) SING : Sistema Interconectado del Norte Grande.
- 27) SITR : Sistema de Información de Tiempo Real.
- 28) SSCC : Servicios Complementarios.
- 29) SVC : Sistema de compensación estática de potencia reactiva.
- 30) SyCS : Seguridad y Calidad de Servicio.
- 31) TMDF : Tiempo máximo para despeje de falla.
- 32) TTIK : Tiempo total de interrupción por kVA.

Artículo 1-7

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

- 1) Aislamiento Rápido: Capacidad de una unidad generadora para desconectarse intempestivamente del SI y operar alimentando sólo sus servicios auxiliares, luego de ocurrido un Apagón Total o Apagón Parcial.
- 2) Apagón Total : Desmembramiento incontrolado del SI que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70 % de la demanda del SI previa al desmembramiento.
- 3) Apagón Parcial : Falla que conduce a una pérdida menor a un 70 % y mayor a un 10% de la demanda previa del SI.
- 4) Armónicas de Corriente: Son componentes sinusoidales de la corriente de un sistema eléctrico de potencia, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, y que están caracterizados por una amplitud y un desfase para cada frecuencia.
- 5) Armónicas de Tensión: Son componentes sinusoidales de la tensión de un sistema eléctrico de potencia, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, y que están caracterizados por una amplitud y un desfase para cada frecuencia.
- 6) Auditoria Técnica : Auditoria de las instalaciones especificadas en el Artículo 1-4 de la presente NT, realizada por un tercero, con el fin de que la DO pueda verificar el funcionamiento e información de las mismas.
- 7) Calidad de Servicio : Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad de Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.
- 8) Calidad del Producto : Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.
- 9) Calidad del Suministro : Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que

- se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.
- 10) Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente : Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.
 - 11) Capacidad de Transmisión en Régimen Transitorio : Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, y que está condicionada por la evolución transitoria y dinámica de las principales variables operativas que determinan el estado del SI, conforme a las exigencias establecidas en la presente NT.
 - 12) Cargas Críticas : Demandas o consumos esenciales para el funcionamiento de la población, tales como, hospitales, cuarteles de bomberos, recintos policiales, plantas telefónicas, plantas de tratamiento de agua potable, sistemas de transporte, suministro a unidades generadoras que no disponen de Partida Autónoma, entre otras.
 - 13) CDEC : Organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales ; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, con el objeto de: a) preservar la seguridad de servicio; b) garantizar la operación más económica, y c) garantizar el libre acceso a los sistemas de transmisión.
 - 14) Cliente: A los efectos de la presente NT, se entenderá por Cliente a una Empresa de Distribución y a todo usuario no sometido a regulación de precios, que sean abastecidos directamente desde el Sistema de Transmisión.
 - 15) Confiabilidad: Calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la Suficiencia, la Seguridad y la Calidad de Servicio.
 - 16) Contaminación de la red: Distorsión de la forma de onda de las tensiones y corrientes de un sistema eléctrico de potencia por la presencia de componentes armónicas o por fluctuaciones de tensión de corta duración.
 - 17) Contingencia Extrema : Falla o sucesión de fallas intempestivas que no pueden ser controladas mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Especiales de Control de Contingencias.
 - 18) Contingencia Simple : Falla intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser éste una unidad generadora, un consumo o un Elemento Serie del Sistema de Transmisión, que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias.
 - 19) Control de Frecuencia : Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.
 - 20) Control de Tensión : Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la presente NT.

- 21) Controlador de Tensión : Dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de una unidad generadora detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre la salida de la excitatriz a través de la modificación de la corriente de campo de la unidad generadora.
- 22) Controlador de Velocidad : Dispositivo que permite el control de la frecuencia de una unidad generadora detectando las desviaciones instantáneas de la velocidad con respecto a un valor de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz.
- 23) Coordinado: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, instalaciones que se encuentren interconectadas, sean éstas centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución o barras de consumo de un Cliente no sometido a regulación de precios.
- 24) Costo de Falla de Corta Duración : Costo que en promedio incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la falta de suministro eléctrico y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en US\$/MWh, y la cantidad de ENS.
- 25) CPF : Acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un SI a través de equipos instalados en las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción y/o a través de Equipos de Compensación de Energía Activa.
- 26) Criterio N-1 : Criterio de planificación para el desarrollo y operación del SI, con el fin de enfrentar la ocurrencia de una Contingencia Simple sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI.
- 27) CSF : Acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de velocidad de las unidades generadoras y/o Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestas para tal fin. El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible durante 30 minutos. Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.
- 28) Diagrama PQ : Diagrama en el que se representan los límites de operación de la potencia activa y reactiva de una unidad generadora, para condiciones específicas de operación, conforme lo establecido en el TÍTULO 3-3 de la presente NT.
- 29) Eje Inercial : Valor promedio ponderado, de acuerdo con la potencia nominal de las unidades, de los ángulos relativos de los rotores de todas las máquinas que componen el SI o un área de éste.
- 30) Equipo de Compensación de Energía: Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar o absorber potencia activa o reactiva a la red en forma rápida, dentro de todos los rangos de aceptables de frecuencia y tensión del SI, ante variaciones de la frecuencia o de la tensión del SI prefijadas.

- 31) Elemento Serie : Instalaciones del Sistema de Transmisión, las cuales pueden corresponder a líneas de transmisión, transformadores de potencia o condensadores serie.
- 32) Enlace HVDC: Sistema de transmisión de corriente continua en alta tensión de dos o más terminales, compuesto por todas las instalaciones necesarias para transportar energía de corriente continua entre las barras de corriente alterna de los terminales respectivos, incluyendo todos los equipos necesarios para cumplir los estándares de seguridad y calidad de servicio.
- 33) Estado de Alerta : Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal, en el cual no existe energía no suministrada y se superan sin pérdida de sincronismo contingencias simples de severidad 1 y 2, estando el SI estable sin estar disgregado en islas, caracterizado por la existencia de alguna de las siguientes condiciones:
- Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no se encuentran fuera de los rangos establecidos para el Estado de Alerta.
 - Se ha perdido reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda, la frecuencia del SI excursiona fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos definidos para el Estado de Alerta.
- 34) Estado de Emergencia : Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta y en el cual se presentan alguna de las siguientes condiciones:
- El SI se encuentra disgregado en Islas o existe energía no suministrada.
 - Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta.
 - Se ha perdido la reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda la frecuencia del sistema excursiona fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta con riesgo de que el SI o algunas islas pierdan sincronismo.
- 35) Estado Normal : Estado del SI en que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:
- Inexistencia de energía no suministrada.
 - Las tensiones en todas las barras del SI se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal.
 - La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal.
 - Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados.
 - En Estado Normal el SI debe ser capaz de superar sin pérdida de sincronismo las contingencias establecidas en el Capítulo N°5 de la presente NT.
- 36) Estado de Recuperación : Estado que alcanza el SI cuando se produce algún Apagón Total o Apagón Parcial, en el cual se inician las acciones para la reconexión de las instalaciones y la recuperación de la demanda.

- 37) Estatismo permanente : Cambio de velocidad que experimenta una unidad generadora al pasar desde una condición de vacío a una de plena carga, para un mismo ajuste de la consigna de velocidad.
- 38) Estudios Específicos : Estudios en los cuales se analizarán condiciones de aplicación específicas para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT, los cuales deberán ser desarrollados por la DO y deberán hacerse públicos a través del sitio WEB del CDEC. En la elaboración de dichos estudios participarán los Coordinados con observaciones y comentarios, conforme a los términos y condiciones que la DO establezca.
- 39) Excedente Neto de Potencia Reactiva: Se entiende por excedente neto de potencia reactiva de un elemento serie del Sistema de Transmisión, sin compensación y sin carga entre los extremos, el resultado negativo de la suma de las potencias reactivas medidas en los extremos, considerándolas positivas entrando al elemento serie.
- 40) Fluctuaciones de tensión: Variaciones cíclicas de la tensión con periodos del orden de los segundos y minutos que afectan la operación de ciertos dispositivos de consumo.
- 41) Generación Interna: Medio de Generación coordinado por el CDEC respectivo, conectado en Instalaciones de Clientes.
- 42) Habilitación : Acción de aceptación o recepción conforme, por parte de la DO, de la documentación que permite a determinadas instalaciones participar en la prestación de SSCC.
- 43) Hora Oficial: Base de Tiempo establecida por un reloj patrón o referencia que defina la DO.
- 44) Información Técnica: Datos y antecedentes mínimos de las instalaciones de los Coordinados.
- 45) Instalación(es) de Cliente(s): Instalaciones de propiedad de una Empresa de Distribución o de Clientes no sometidos a regulación de precios, que se conectan a un Sistema de Transmisión.
- 46) Instalación(es) de Conexión de Cliente(s): Instalaciones que permiten la conexión de Clientes al Sistema de Transmisión, por cuyos elementos de potencia serie circula la energía eléctrica hacia o desde los consumos de los Clientes. Estas Instalaciones pueden ser o no de propiedad de los Clientes. Típicamente paños de subestaciones, alimentadores o empalmes con sus respectivos elementos de protección y/o medición.
- 47) Isla Eléctrica: Subsistema conformado por aquellas instalaciones del SI cuyo suministro puede quedar aislado del conjunto ante la ocurrencia de una contingencia, causado por la propia contingencia o inducido por medio de la actuación de un esquema automático de control, y de la cual existen antecedentes en la programación de la operación.
- 48) Límite Térmico : Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente.
- 49) Límite por Contingencias: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SI luego de ocurrida una Contingencia Simple, con el objeto de evitar la salida en cascada de otros componentes, debido a

- sobrecargas temporales fuera de los estándares permitidos, o a la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- 50) Límite por Regulación Tensión: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie debido a descensos de tensión fuera de los rangos permitidos, ya sea en las barras extremas del elemento o en otras barras del SI, como consecuencia de la transmisión de potencia por el Elemento Serie.
 - 51) MSO : Margen de seguridad para la operación de las instalaciones del SI, los cuales son definidos por la DO para reflejar el nivel de incertidumbre en las previsiones del crecimiento de la demanda, en el conocimiento de los equipamientos y fenómenos que ocurren en el SI, en el grado de ajuste y representatividad de los parámetros y modelos con que se representan los componentes del SI, en el desarrollo de los Estudios Específicos, o en el desarrollo de los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT, entre otros.
 - 52) Operación en Sincronismo: Se entiende que una central generadora opera en sincronismo con un sistema si se encuentra interconectada produciendo electricidad a una frecuencia igual a la del sistema, o si se vincula a éste a través de un convertidor de frecuencia o de un enlace HVDC.
 - 53) Partida Autónoma : Capacidad de una unidad generadora de partir desde cero tensión y sincronizar en forma autónoma, sin suministro externo de electricidad.
 - 54) Pérdida Neta de Potencia Reactiva: Se entiende por pérdida neta de potencia reactiva de un elemento serie del Sistema de Transmisión, sin compensación y sin carga entre los extremos, el resultado positivo de la suma de las potencias reactivas medidas en los extremos, considerándolas positivas entrando al elemento serie.
 - 55) Plan de Defensa contra Contingencias Extremas: Conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema que excede las hipótesis de diseño y operación del SI, para las cuales no resulta posible o conveniente adoptar medidas preventivas a nivel de la programación de la operación.
 - 56) Plímite : Potencia límite que puede transmitir cada Elemento Serie, dada por el menor de los valores resultante de aplicar las condiciones establecidas en cada artículo del Capítulo N° 5 de la presente NT, según corresponda.
 - 57) Pmáxima : Capacidad de transmisión disponible del Elemento Serie que se utilizará en la programación y control de la operación del SI, resultante de la aplicación del MSO definido por el CDC y los CC, según corresponda.
 - 58) Procedimiento DO : Metodologías que debe elaborar la DO y que están destinados a presentar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle para dar cumplimiento a las exigencias de la presente NT. Tales metodologías deberán ser propuestas por la DO a la Comisión para que ésta las informe favorablemente.
 - 59) Procedimiento DP : Metodologías que debe elaborar la DP y que están destinados a presentar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle para dar cumplimiento a las exigencias de la presente NT. Tales metodologías deberán ser propuestas por la DP a la Comisión para que ésta las informe favorablemente.
 - 60) PRS : Conjunto de acciones coordinadas entre el CDC y los CC, definidas por la DO para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Apagón Parcial, en el menor tiempo posible.

- 61) Punto de Conexión : Punto en el cual se produce un cambio del tipo de Coordinado o cambio de propiedad de las instalaciones dentro de un mismo tipo de sistema de transmisión. De acuerdo con lo anterior, son Punto de Conexión los siguientes lugares de unión o fronteras, pudiendo existir más de un punto de conexión cuando existan Redundancias de Vínculo:
- Entre un Cliente y las Instalaciones del Sistema de Transmisión correspondiente.
 - Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.
 - Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Subtransmisión
 - Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Transmisión Adicional
 - Entre instalaciones del Sistema de Subtransmisión.
 - Entre un Sistema de Subtransmisión y un Sistema de Transmisión Adicional
 - Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Adicional.
 - Entre el generador y el Sistema de Transmisión o de Distribución, en donde el transformador elevador, si existe, se considera como instalación del generador.
- 62) Recursos Generales de Control de Contingencias: Corresponden a la inercia propia de las máquinas, el control primario y secundario de frecuencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los estabilizadores de sistemas de potencia, el EDAC, el EDAG, el ERAG y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga.
- 63) Recursos Especiales de Control de Contingencias: Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias que se requieren para controlar fallas o contingencias definidas en el Plan de Contingencias Extremas.
- 64) Redundancia de Vínculo : Existencia de más de un camino para el flujo de potencia entre dos puntos del SI, constituido por Elementos Serie del Sistema de Transmisión.
- 65) Relé de protección: Dispositivo físico, o elemento funcional de éste, encargado de detectar un determinado tipo de falla o condición anormal en una instalación eléctrica mediante el análisis de variables medidas en ella según un criterio pre-establecido, y con la capacidad de decidir un cambio de estado en su salida.
- 66) Reserva Primaria: Reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del SI.
- 67) Reserva Secundaria : Reserva destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.
- 68) Reserva en Giro : Margen de potencia disponible entre la potencia de despacho y la potencia máxima disponible de todas las unidades en operación. Este margen podrá ser aportado para una o varias unidades generadoras mediante el uso de Equipos de Compensación de Energía Activa.
- 69) Seguridad de servicio: Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

- 70) Severidad 1 : Desconexión de un condensador serie sin recurrir a los EDAC ni al EDAG.
- 71) Severidad 2 : Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de la protección primaria y posterior reconexión monofásica exitosa con un retardo de tiempo definido, sin actuación de los EDAC y/o EDAG y/o ERAG. Tratándose de enlaces HVDC consiste en la falla de un polo con re-encendido exitoso en tiempo definido.
- 72) Severidad 3 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG y/o ERAG.
- 73) Severidad 4 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG y/o ERAG. Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo, consiste en la falla permanente de un polo.
- 74) Severidad 5 : Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG y/o ERAG. También son Severidad 5 las fallas permanentes en el polo de enlaces HVDC monopolares.
- 75) Severidad 6 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo consiste en la falla permanente de todos sus polos.
- 76) Severidad 7 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la falla de la protección primaria y desconexión del circuito fallado por acción de la protección de respaldo en tiempo prolongado, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, consistentes en la segmentación controlada del SI en Islas Eléctricas asincrónicas, equilibradas en potencia activa y reactiva.
- 77) Severidad del Parpadeo o "flicker": Grado de intensidad de las variaciones de tensión en sistemas de corriente alterna.
- 78) SI : Conjunto de instalaciones de centrales generadoras, líneas y subestaciones del Sistema de Transmisión e Instalaciones de Conexión de Clientes, que en estado normal operan interconectadas entre sí.
- 79) Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

- 80) Sistema de Protecciones Eléctricas: Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en o los equipos que protege, aislándolos en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos protegidos, las personas o el SI. El sistema de protecciones incluye los relés de protección, transformadores de corriente, de potencial, interruptores y demás equipamiento necesario para el funcionamiento de los sistemas de protecciones.
- 81) Sistema de Subtransmisión: Es el sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- 82) Sistema de Transmisión : Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiéndose como tensión nominal de la subestación, la tensión de transporte. En cada Sistema de Transmisión se distinguen instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, del Sistema de Subtransmisión y del Sistema de Transmisión Adicional.
- 83) Sistema de Transmisión Adicional : Sistema constituido por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.
- 84) Sistema de Transmisión Troncal : Sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, los reglamentos y las normas técnicas.
- 85) SSCC : Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, e Instalaciones de Clientes con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el Artículo 81° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y Plan de Recuperación de Servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
- 86) Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- 87) Tiempo máximo de establecimiento : Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del + 10 % del valor final ante una perturbación escalón aplicada en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Velocidad.
- 88) Tiempo máximo para despeje de falla (TMDF) : Tiempo transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción de la misma mediante la acción del o los interruptores y protecciones asociadas.

- 89) Tiempo real : Corresponde a la hora oficial que adopte como referencia la DO, más el retardo de tiempo que agreguen las tasas de actualización de la información en los sistemas de adquisición, supervisión y control del SI.

TITULO 1-3 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 1-8

Las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT, corresponderán a los valores límites que pueden alcanzar las principales variables eléctricas que se observan en el SI, para cada uno de los estados en que éste se encuentre operando en un instante determinado.

Artículo 1-9

Las condiciones de aplicación específicas para la aplicación de la presente NT, esto es, estudios de sistema, procedimientos, metodologías, formatos y criterios de detalle, serán establecidos por la DO o la DP, según corresponda, a través del desarrollo y elaboración de:

- Los estudios señalados en Capítulo N° 6 de la presente NT.
- Los Estudios Específicos señalados en la presente NT.
- Los Procedimientos DO y Procedimientos DP indicados en la presente NT.

Las bases, resultados y conclusiones de todos los Estudios señalados deberán hacerse públicos a través del sitio WEB del CDEC, en formatos compatibles con herramientas y aplicaciones computacionales de uso común tipo ACROBAT (*.PDF), TEXTO (*.csv) o EXCEL (*.xls), u otros de similares características, de acuerdo al tipo de información de que se trate. Asimismo, los Procedimientos DO y los Procedimientos DP serán igualmente públicos, en las mismas condiciones señaladas en este inciso, una vez que la Comisión los informe favorablemente.

La DO o DP, según corresponda, establecerá los mecanismos de participación de los Coordinados para que estos puedan realizar comentarios y observaciones durante el desarrollo de los referidos estudios y procedimientos.

Para estos efectos, la presente NT establece al menos los siguientes Procedimientos y Estudios:

Procedimientos DO:

- 1) Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito
- 2) Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI
- 3) Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG
- 4) Para la Determinación del MSO
- 5) Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva

- 6) Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS
- 7) Desarrollo de Auditorias Técnicas
- 8) Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC
- 9) Informes de Falla de Coordinados
- 10) Sistema de Monitoreo
- 11) Desempeño del Control de Frecuencia
- 12) Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional

Procedimientos DP:

- 1) Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto
- 2) Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

Estudios DO y DP:

- 1) DP: Continuidad
- 2) DO: Restricciones en el Sistema de Transmisión
- 3) DO: Verificación de Coordinación de Protecciones
- 4) DO: Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
- 5) DO: Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
- 6) DO: EDAC
- 7) DO: Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas
- 8) DO: Plan de Recuperación de Servicio
- 9) DO: Análisis de falla

Estudios Específicos:

- 1) Implementación de un Control Automático de Generación
- 2) Tiempos máximos de aislamiento rápido para PRS
- 3) Tiempos máximos partida autónoma para PRS
- 4) Prioridades de uso de los recursos para control de tensión
- 5) Parámetros mínimos de la reconexión monopolar y tripolar

- 6) Tiempos de reconexión automática y estabilidad transitoria del SI
- 7) Capacidad de Transmisión de condensadores serie
- 8) Capacidad de Transmisión de transformadores de potencia
- 9) Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente
- 10) Límites mínimos de SyCS
- 11) Estudio de Tensiones de Servicio
- 12) Estudio de Sintonización de Estabilizadores del Sistema de Potencia
- 13) Pérdidas y Excedentes Máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional

Anualmente las DO y DP confeccionarán un calendario con las fechas asociadas a la ejecución, publicación y plazos para observaciones de los estudios para el año venidero. Dicho calendario será enviado a la Superintendencia y publicado en el respectivo sitio web de cada CDEC antes del 15 de diciembre.

Toda información sobre las herramientas de simulación o software específicos utilizados, como también sobre parámetros adoptados para la realización de los diferentes estudios que difieran de los contenidos en los datos a que se refiere el Artículo 6-3 de la presente NT, deberán ser informados en el respectivo estudio.

Artículo 1-10

La Comisión realizará una evaluación general del funcionamiento y eficiencia de la NT cada cuatro años. Para tal efecto, a más tardar 18 meses después de vencido el período de vigencia de cada decreto de transmisión troncal, a que se refiere el Artículo 93 de la Ley, la DO de cada SI deberá presentar a la Comisión lo siguiente:

- a) Informe con resultados y problemas en la implementación y aplicación de la NT, en particular, en lo referente a la administración eficiente de la coordinación de la operación de los SI bajo las exigencias de la presente NT.
- b) Informe con la opinión y observaciones de los Coordinados respecto al informe de la DO.

Lo anterior es sin perjuicio de la facultad de la Comisión de efectuar en cualquier instante las modificaciones que se requieran a la NT con el objeto de adecuarla a las circunstancias del SI.

Artículo 1-11

Para efectos de la aplicación de la presente NT, los plazos establecidos se entenderán expresados en días hábiles, sin incluir los días sábados, domingos o festivos, salvo que se indique expresamente lo contrario.

Artículo 1-12

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

Artículo 1-13

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio deberá estar disponible a más tardar el siguiente día hábil después de publicada la correspondiente Resolución Exenta del Ministerio de Energía, en forma permanente y gratuita para todos los interesados, en formato ACROBAT (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl, del CDEC del Sistema Interconectado Central, www.cdec-sic.cl, y del CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande, www.cdec-sing.cl.

Artículo 1-14

Las modificaciones o ampliaciones de la presente NT se registrarán para efectos de su publicidad, de acuerdo a lo señalado por el artículo precedente.

Artículo 1-15

La DO deberá informar anualmente a la SEC el grado de cumplimiento de cada Coordinado, informando al menos los siguientes aspectos:

- Tiempos de actualización de la información requerida para el Sistema de Información en Tiempo Real y disponibilidad de la misma.
- Disponibilidad de los canales de voz con los CC.
- Implementación de EDAC, EDAG y ERAG solicitados.
- Entrega de Información técnica y calidad de la misma.
- Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
- Implementación de los Planes para Contingencias Extremas.
- Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de sistemas de Subtransmisión y Adicionales.
- Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión Troncal, Adicional y Subtransmisión.

El formato de este registro deberá ser propuesto por la DO a la Comisión para su informe favorable.

CAPÍTULO N° 2 : ***Funciones y Atribuciones***

TITULO 2-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2-1

El objetivo del presente capítulo es definir las funciones y atribuciones de la DO, la DP y los Coordinados de cada SI, incluyendo el CDC y los CC, según corresponda, en relación al ámbito de aplicación de la NT.

Artículo 2-2

El presente capítulo comprende los requerimientos de coordinación, tanto técnicos como de información, y las distintas instrucciones de coordinación que puedan emanar de la DO, la DP, el CDC o los CC, según corresponda, que permitan cumplir con las exigencias de SyCS que se establecen en la presente NT.

TITULO 2-2 DE LA DIRECCION DE OPERACION

Artículo 2-3

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la DO deberá:

- a) Desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 conforme a las exigencias establecidas en la presente NT.
- b) Verificar la disponibilidad de los recursos y el sistema de control de resultados que permitan coordinar adecuadamente la operación de los SI, garantizando el cumplimiento de las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- c) Solicitar, en los plazos requeridos por la presente NT, la información definida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada. Los requisitos de protocolización serán definidos en el Procedimiento DO "Informes de Falla de Coordinados" a que se refiere el Artículo 6-81 de la presente NT.
- d) Elaborar los Procedimientos DO en los cuales se detallen todas aquellas metodologías aplicables al desarrollo de su función.
- e) Programar la operación y los recursos necesarios para que la programación de la operación cumpla con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT, a través de estrategias y planes de coordinación pertinentes.
- f) Administrar aquellas situaciones en las cuales es necesario establecer restricciones a la operación de los Coordinados, en cuanto existan necesidades de SyCS que así lo requieran.
- g) Elaborar los Estudios Específicos mencionados en la presente NT.
- h) Habilitar las instalaciones y equipamientos que sean necesarios para un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS.
- i) Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del SI.
- j) Efectuar la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del SI.

- k) Coordinar la desconexión de aquellas instalaciones que no estén cumpliendo con sus obligaciones, siempre y cuando esta situación ponga en riesgo la SyCS del SI.
- l) Informar a la Superintendencia el incumplimiento de las instrucciones de coordinación que afecten el cumplimiento de las exigencias de SyCS de la presente NT.
- m) Coordinar la desconexión de generación o de consumo necesaria para preservar la SyCS del SI cuando éste se encuentre en un estado operativo distinto al Estado Normal.
- n) Mantener actualizada la página WEB del CDEC toda la información pública que la presente NT le exige a la DO.

Artículo 2-4

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la DO podrá:

- a) Solicitar la información de las instalaciones de los Coordinados para efectos de la realización de los estudios y análisis que la presente NT le encomienda a la DO y en general para todas las materias relacionadas con la aplicación de la NT que le corresponden.
- b) Realizar los controles necesarios para asegurar el cumplimiento de sus instrucciones de coordinación.
- c) Solicitar a los Coordinados la Auditoria Técnica de sus instalaciones, cuando se verifique que alguna función de control no ha sido prestada, o ha sido prestada de manera deficiente, e informar a la Superintendencia los resultados obtenidos.
- d) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control por parte de la DO.

TITULO 2-3 DE LA DIRECCION DE PEAJES

Artículo 2-5

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la DP deberá:

- a) Desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT, incluyendo las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- b) Elaborar los Procedimientos DP en los cuales se detallen todas aquellas metodologías aplicables al desarrollo de su función.
- c) Determinar y actualizar el cálculo de los índices de continuidad a que se refiere al Artículo 5-73 de la presente NT, en base a los antecedentes e información que entreguen los Coordinados.
- d) Informar a la Superintendencia el incumplimiento de las instrucciones que afecten la aplicación de las exigencias de la presente NT.
- e) Mantener actualizada la página WEB del CDEC toda la información pública que la presente NT le exige a la DP.

- f) Mantener un catastro actualizado de todas las instalaciones del Sistema de Transmisión, debidamente diferenciado entre instalaciones del Sistema Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema Adicional. En particular, en dicho catastro deberá contemplar una correcta clasificación de los elementos de compensación reactiva que pudiendo encontrarse físicamente en un sistema de transmisión, puedan corresponder a instalaciones para la compensación de otro sistema de transmisión, de un generador o de un Cliente.

Artículo 2-6

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la DP podrá:

- a) Solicitar antecedentes de las instalaciones de los Coordinados con el fin de mantener debidamente actualizada la Información Técnica del SI.
- b) Solicitar toda la información complementaria a la señalada en la letra a) precedente de las instalaciones de los Coordinados, para efectos de la realización de los estudios y análisis que la presente NT le encomienda a la DP y en general para todas las materias relacionadas con la aplicación de la NT que le corresponden.
- c) Solicitar toda la información estadística necesaria para cumplir lo indicado en el Artículo 2-5 literal d) de la presente NT.
- d) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control de la DP.

TITULO 2-4 DE LOS COORDINADOS

Artículo 2-7

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, los Coordinados deberán:

- a) Cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT.
- b) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- c) Mantener conectada sus instalaciones, o bien desconectarlas del SI, sin introducir variaciones inadmisibles en la frecuencia y tensión del SI, conforme lo establece la presente NT.
- d) Cumplir con las formalidades, plazos e instrucciones de coordinación establecidos en la presente NT.
- e) Disponer de los medios necesarios para ejercer un adecuado Control de Frecuencia y Control de Tensión y de implementación de EDAG y ERAG, de acuerdo a las exigencias establecidas en la presente NT, en caso de tratarse de propietarios de unidades generadoras que operen en sincronismo.
- f) Disponer de los medios necesarios para implementar el EDAC que se requiera, en caso de tratarse de Instalaciones de Clientes
- g) Entregar a la DP, los datos y antecedentes requeridos por ésta para mantener actualizada la Información Técnica del SI.

- h) Entregar a la DO en los plazos establecidos en la presente NT, la información requerida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
- i) Entregar a la DO y/o DP, según corresponda, la información necesaria para desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT.
- j) Realizar las Auditorias Técnicas que le sean solicitadas por la DO.

Artículo 2-8

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, los Coordinados podrán:

- a) Permanecer conectados al SI, en la medida que cumplan con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- b) Solicitar a la DO los Estudios para Análisis de Falla enviados a la Superintendencia.
- c) Participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los Estudios Específicos que debe desarrollar la DO, conforme a los términos y condiciones que ésta establezca.

CAPÍTULO N° 3
Exigencias Mínimas para
Diseño de Instalaciones

TITULO 3-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 3-1

El objetivo del presente capítulo es definir las exigencias mínimas de diseño para las instalaciones de generación que operen en sincronismo, instalaciones del Sistema de Transmisión e Instalaciones de Clientes, a efectos que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de SyCS establecidos en la presente NT.

Artículo 3-2

Con el fin de cumplir con lo dispuesto en el artículo precedente, el presente capítulo establece las exigencias y estándares mínimos que deben cumplir las instalaciones antes señaladas y sus equipamientos, en materias tales como: diseño de instalaciones, esquemas automáticos y/o manuales para la desconexión de generación, transmisión y demanda, necesarios para un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS, según corresponda.

TITULO 3-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 3-3

Las instalaciones de unidades generadoras que operen en sincronismo y las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas y condiciones básicas:

- a) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizará de acuerdo a las normas chilenas aplicables. Cuando dichas normas nacionales específicas no existan, se aplicarán normas internacionales emitidas por organismos tales como la International Electrotechnical Commission (IEC), la Conférence Consultatif International des Télégraph e Télécommunications (CCITT), la International Organization for Standardization (ISO), las normas DIN/VDE y la American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- b) Para asegurar la calidad sísmica, en el diseño se aplicarán las normas chilenas. Donde no existe norma chilena se deberá usar la especificación técnica ETG-1020 de ENDESA, o la IEEE Std 693-1997 en la condición de "High Seismic Performance Level". Para las instalaciones existentes a la fecha de vigencia de la presente NT, también serán aplicables las normas sísmicas utilizadas en sus respectivos diseños, tales como las especificaciones técnicas ETG-A.0.20 o ETG-A.0.21 de Transelec, ETG-1013 o ETG-1015 de ENDESA.
- c) Las instalaciones tanto de generación como de transmisión deberán permitir que el SI opere cumpliendo las exigencias establecidas en la presente NT.
- d) Deberán soportar al menos el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en cada punto del SI. Las condiciones y la forma en que se calcule el máximo nivel de corriente de cortocircuito se establecen en el Procedimiento DO "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito".
- e) Deberán disponer de un nivel de aislación del equipamiento del SI en los puntos de conexión debidamente coordinado con aquel del equipamiento al cual se conecta.

- f) En caso que una instalación que cumple con los requerimientos del SI, se transfiera a otro lugar, se la utilice de un modo diferente, se la destine a otro fin ó se la modifique, se le aplicarán las normas vigentes al momento de la instalación original de la misma, siempre que éstas se ajusten a la nueva finalidad.

Artículo 3-4

Las instalaciones y equipamientos de medios de generación que operen en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad generadora que se instale en un SI, es mayor que la potencia nominal máxima de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para demostrar que su desconexión intempestiva del SI , ya sea por causas propias o externas, no producirá desconexiones automáticas de carga adicionales por subfrecuencia respecto de aquellos causados por la salida de las unidades generadoras existentes. En su defecto, el propietario de la unidad generadora tendrá la posibilidad de usar desconexión automática de carga adicional, como una forma de compensar el tamaño de ésta, lo cual también deberá ser establecido a través de estudios de estabilidad. Los estudios señalados deberán contar con la aprobación de la DO, caso contrario ésta deberá informar a la Superintendencia, adjuntando todos los antecedentes que respalden las conclusiones respecto de los estudios presentados por el propietario de la instalación que se desea conectar al SI.

Lo anterior, es sin perjuicio de la obligación de la DO de restringir la operación de estas unidades o aquellas de menor tamaño si ellas en su operación no cumplen con las exigencias de la presente NT.

- b) La conexión entre una unidad generadora y el SI debe contar con un interruptor de maniobra capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar que el tiempo de despeje de falla será inferior al máximo establecido en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- c) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:
- I. El tiempo máximo para despeje de falla, TMDF, en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT, el cual será determinado por el propietario. La DO podrá solicitar la modificación del TMDF si el análisis de la operación del SI así lo determina.
 - II. Para el caso de unidades generadoras que se incorporan al SI, el TMDF deberá ser determinado por el propietario en forma previa a la conexión de la unidad generadora, debiendo éste enviar a la DO todos los antecedentes y resultados en un plazo máximo de 60 días previos a la conexión de la unidad generadora. La DO podrá solicitar la modificación del TMDF si el análisis de la operación del SI así lo determina.
 - III. Cada unidad generadora conectada al SI, deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en instalaciones del Sistema de Transmisión, debiendo los propietarios de dichas instalaciones disponer de similar protección para fallas que ocurran en las instalaciones de la unidad generadora. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán coordinados entre las partes, bajo la supervisión de la DO, pero en

ningún caso podrán exceder los valores límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.

- IV. La coordinación resultante deberá ser informada a la Superintendencia a más tardar 10 días después de su concreción, en la forma y oportunidad que ésta determine.
 - V. Los interruptores del punto de conexión de las unidades generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes.
 - VI. El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del punto de conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión de acuerdo a lo que establezca al Estudio Específico que desarrolle la DO para tal efecto.
 - VII. Las protecciones de máxima y mínima frecuencia deberán estar coordinadas de acuerdo a los límites de frecuencia establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- d) Disponer de las instalaciones y equipos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
 - e) Habilitar el equipamiento que dispongan para participar en el Control de Frecuencia, debiendo en este caso disponer de una entrada adicional para el control de la consigna de potencia de las unidades de generación.
 - f) Disponer de los equipamientos necesarios para participar en el PRS en función de las necesidades que la DO identifique para el SI.
 - g) Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.
 - h) Disponer de los equipamientos necesarios para participar en el EDAG y ERAG en función de las necesidades que la DO identifique para el SI.

Artículo 3-5

Los equipamientos e Instalaciones de Clientes deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) La potencia consumida desde el Sistema de Transmisión podrá variar de forma tal que no afecte el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- b) Cuando la desconexión intempestiva o reconexión de una parte o la totalidad de un consumo dé lugar a variaciones de frecuencia y/o tensión en un SI, que excedan los estándares establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT, las Instalaciones de Clientes deberán contar con los automatismos de control necesarios que permitan reducir el nivel de perturbación causado al SI y asegurar el debido cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT.
- c) El tiempo máximo para el despeje de fallas que ocurran en las Instalaciones de Clientes, en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- d) Disponer de protección de respaldo para fallas en el Sistema de Transmisión. Por su parte, el propietario de instalaciones del Sistema de Transmisión deberá disponer de protecciones de

respaldo para fallas en Instalaciones de Clientes. Los tiempos de despeje de fallas de esas protecciones serán coordinados entre partes, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT. Tal coordinación deberá ser informada a la Superintendencia a más tardar 10 días después de su concreción, en la forma y oportunidad que ésta determine.

- e) Coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones con el Sistema de Transmisión, debiendo garantizar que en todos los casos actúen de manera selectiva, desconectando solamente aquellos equipos necesarios para despejar la falla.
- f) Cumplir con las instrucciones de coordinación y participación en el EDAC por subfrecuencia o subtensión requerido por la DO, de acuerdo a lo establecido en la presente NT.

TITULO 3-3 INSTALACIONES DE GENERACION

Artículo 3-6

El diseño de las unidades generadoras sincrónicas deberá asegurar, para tensiones en el rango de Estado Normal, que su diagrama P-Q se extiende al menos en las zonas definidas a continuación para su operación entregando o absorbiendo reactivos.

Zona de operación entregando reactivos:

- a) Potencias activa y reactiva nulas.
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,92
- d) Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente a la letra c) precedente.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

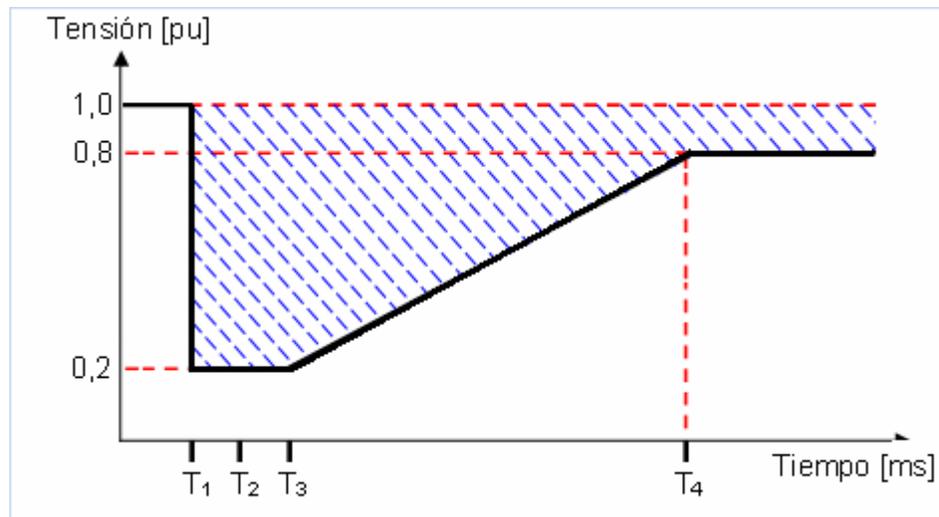
- a) Potencias activa y reactiva nulas.
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,95.

Artículo 3-7

Toda unidad generadora sincrónica, incluido el transformador elevador, deberá ser capaz de operar a potencia máxima con un factor de potencia de 0,95 medido en su Punto de Conexión con el Sistema de Transmisión.

Artículo 3-8

Las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio cuando la tensión en el Punto de Conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la figura que se indica a continuación.



Siendo:

T1 = 0 [ms], Tiempo de inicio de la falla.

T2= TMDF

T3 = T2+20 [ms]

T4 = 1000 [ms]

TMDF: Tiempo Máximo de Despeje de Falla de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-49.

Adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque a plena carga y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión al cual se conecta el parque, la absorción neta de potencia reactiva deberá ser nula en tanto la tensión en el punto de conexión al Sistema de Transmisión se mantenga bajo los 0.9 pu, a excepción del periodo comprendido entre el TMDF y los 30 ms posteriores a éste, periodo en el cual la absorción neta de potencia reactiva del parque no deberá superar el 30% de la potencia nominal de éste.

Artículo 3-9

El diseño de las instalaciones del parque eólico deberá asegurar, para tensiones en el rango de Estado Normal, que puede operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos, en el punto de conexión al Sistema de Transmisión, en las zonas definidas a continuación:

Zona de operación entregando reactivos:

- Potencias activa y reactiva nulas.
- La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,95.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- Potencias activa y reactiva nulas.
- La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.
- Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,95.

Artículo 3-10

Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia que a continuación se indican:

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 Hz	47,5 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5 Hz	52,0 Hz		5 segundos	Desconexión
52,0 Hz	52,5 Hz	15 segundos	Desconexión	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	5 segundos	Desconexión	

Artículo 3-11

Como mínimo, toda unidad generadora deberá ser capaz de:

- Operar en forma estable a potencia nominal para frecuencias en el rango 49,5 - 51,0 [Hz].
- Operar en forma estable a valores de potencia superiores o iguales al 80% de la potencia nominal para frecuencias en el rango 47,5 – 49,5 [Hz].

Las respectivas potencias de operación en función de la frecuencia deberán ser informadas a la DO conforme ésta lo solicite.

Artículo 3-12

Toda unidad generadora deberá poder operar en forma permanente para un rango de frecuencia de entre 49,0 y 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora.

Artículo 3-13

Las exigencias mínimas que debe cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras sincrónicas del SI son las siguientes:

- La respuesta de la tensión en bornes de una unidad generadora girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5 % en la consigna de tensión del sistema de regulación de excitación, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación inferior al 15 %, un tiempo de crecimiento inferior a 400 [ms] y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10 % al 90 % de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.

- b) El error estacionario en la tensión de generación deberá ser inferior a 0,25% al variar el estado de funcionamiento del generador desde vacío hasta plena carga y factor de potencia nominal.
- c) La tensión máxima entregada por el sistema de excitación al campo de la unidad generadora deberá ser como mínimo 2 veces la tensión de excitación correspondiente a operación a plena carga y con factor de potencia nominal.
- d) Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad generadora, el gradiente de crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 [ms] para una depresión sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora de 50 %, con la unidad operando a plena carga y con factor de potencia nominal.
- e) Para el caso de sistemas de excitación tipo Brushless, se deberán considerar las recomendaciones de desempeño contenidas en el Estándar IEEE 421.2-1990.

Artículo 3-14

El sistema de excitación de unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal igual o mayor a 350 [MW], deberá estar preparado para admitir la señal de control 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 de acuerdo a los respectivos márgenes de operación entregando o absorbiendo reactivos y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.

En el caso que exista más de central eléctrica de potencia nominal igual o mayor a 350 [MW] que inyecta su energía a través de líneas adicionales a una misma barra del Sistema de Transmisión Troncal o que la suma de las potencias individuales sea superior a 350 [MW], el señalado control será exigido en forma conjunta a todas las centrales que se conectan a dicha barra.

Artículo 3-15

El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] deberá contar con un limitador de mínima excitación y protección contra pérdida de excitación. El limitador de mínima excitación deberá impedir que durante el estado de operación normal, la corriente de excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación.

Asimismo, todas las unidades generadoras de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con un PSS. En el caso que unidades menores a 50 [MW] o un conjunto de ellas provoquen oscilaciones indeseadas de potencia en el SI, ellas o un conjunto de ellas deberán estar equipadas con equipos PSS que permitan el control de dichas oscilaciones.

Artículo 3-16

Los transformadores de poder de unidades generadoras sincrónicas deberán tener el neutro del lado de alta tensión conectado a tierra de modo que provea una vía de circulación a las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas en el SI.

Artículo 3-17

Los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán cumplir con:

- a) Operar en forma continua en todos los rangos de tensión exigibles a las instalaciones de generación.
- b) Operar en forma continua en todos los rangos de frecuencia exigibles a las instalaciones de generación.

Artículo 3-18

El Controlador de Velocidad de cada unidad generadora que participe del CPF deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con valores entre 4 % y 8 %, ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Para unidades hidráulicas el rango anterior deberá ser ajustable de 0% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1 % del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- c) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla las unidades generadoras deberán contar con cambio automático de ajustes de parámetros previamente definidos de común acuerdo con la DO.
- d) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

Artículo 3-19

En el caso de que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF, o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

La DO establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación, en caso que se implemente un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

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

Se admitirá CSF manual sólo cuando por razones técnicas, debidamente aprobadas por la DO, éste sea ejercido por una única unidad generadora del SI. Esta condición de operación, deberá ser puesta en conocimiento de la Superintendencia, en la forma y oportunidad que ésta determine.

Artículo 3-20

Cuando el Estudio de PRS así lo determine, las centrales generadoras que están conformadas por más de una unidad generadora y que cuenten con equipamiento de Partida Autónoma, deberán tener capacidad de operación en forma independiente de sus unidades, entendiéndose por tal, la disponibilidad de los medios necesarios tales como consola de mando, medición, señalización, alarmas, controles de tensión y frecuencia, y comunicaciones operativas, entre otras, para la operación individual de cada unidad generadora con total independencia de las restantes.

Las instalaciones de generación deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas y PRS que elabore la DO.

Artículo 3-21

Las unidades generadoras que operen en sincronismo y los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al CDC toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en tiempo real, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo N° 4 de la presente NT. Sin perjuicio que la DO, la DP y el CDC puedan solicitar otras variables para los fines que estimen pertinentes, el conjunto mínimo de variables a supervisar será el que se indica a continuación:

- a) Potencia activa neta inyectada por cada unidad al SI.
- b) Potencia reactiva absorbida/inyectada por cada unidad.
- c) Posición de los tap de los transformadores. En caso de cambiador de tap en vacío el ingreso podrá ser manual.
- d) Posición de interruptores y seccionadores que determinan el estado de conexión de las unidades generadoras y la alimentación de sus servicios auxiliares.
- e) Tensión en el lado de alta del transformador de cada unidad o del bloque generador.
- f) Tensión y frecuencia en los terminales del generador.
- g) Nivel de los embalses en el caso de centrales hidroeléctricas.

Artículo 3-22

Las instalaciones de Generación deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14.

TITULO 3-4 INSTALACIONES DE TRANSMISION

Artículo 3-23

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para cumplir con los requerimientos de Control de Tensión y reserva de potencia reactiva, bajo el supuesto que:

- a) Las Instalaciones de Clientes cumplen con las exigencias de factor de potencia establecidas en el Artículo 5-23 y en el Artículo 5-24 de la presente NT.
- b) Las unidades generadoras cumplen con las exigencias establecidas en el presente capítulo.
- c) Las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión se encuentran operando dentro de sus límites de operación.

Artículo 3-24

Cada propietario de Sistemas de Transmisión Adicional será responsable de contar con equipamiento de compensación de potencia reactiva capacitiva, con una capacidad igual o superior al 80% de la máxima Pérdida Neta de Potencia Reactiva que presente cada uno de sus sistemas en condiciones normales de operación, para las distintas condiciones de operación del SI. A su vez, cada propietario de un Sistemas de Transmisión Adicional será responsable de contar con equipamiento de compensación de potencia reactiva inductiva, con una capacidad igual o superior al 50% del máximo Excedente Neto de Potencia Reactiva que presente su sistemas en condiciones normales de operación, para las distintas condiciones de operación del SI.

A los efectos de la aplicación de este artículo, se debe entender por condiciones normales de operación, para la determinación de la máxima Pérdida Neta de Potencia Reactiva, aquellas en que las líneas de doble circuito se encuentran con ambos circuitos en servicio. Para la determinación del máximo Excedente Neto de Potencia Reactiva, las condiciones normales de operación incluyen la desconexión de circuitos cuando las unidades generadoras que los utilizan se encuentran fuera de servicio, siempre y cuando la seguridad y calidad de servicio no se vea afectada negativamente.

Para el cálculo de la máxima Pérdida Neta de Potencia Reactiva y máximo Excedente Neto de Potencia Reactiva que presente un Sistema de Transmisión Adicional de un determinado propietario, se debe considerar que el Sistema Adicional está formado por todas las instalaciones que se encuentran interconectadas entre sí mediante instalaciones del mismo propietario.

Estos equipamientos de compensación reactiva deberán estar conectados a sus propias instalaciones o a instalaciones de terceros ubicadas en barras eléctricamente cercanas y deberán ser operados con el objeto de cumplir con los estándares de Calidad y Seguridad establecidos en la presente NT. Sin embargo, en la operación en tiempo real el CDC podrá solicitar modificar la operación de dichos equipamientos de modo de optimizar la operación del SI, pero respetando los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.

Artículo 3-25

Cada propietario de instalaciones de un Sistema de Subtransmisión será responsable de contar con equipamiento de compensación de potencia reactiva capacitiva, con una capacidad igual o superior al 80% de la máxima Pérdida Neta de Potencia Reactiva que presenten sus instalaciones en condiciones normales de operación, para las distintas condiciones de operación del SI. A su vez, cada propietario de instalaciones de un Sistema de Subtransmisión será responsable de contar con el equipamiento de compensación de potencia reactiva inductiva, con una capacidad igual o superior al 50% del máximo Excedente Neto de Potencia Reactiva que presenten sus instalaciones en condiciones normales de operación, para las distintas condiciones de operación del SI.

A los efectos de la aplicación de este artículo, se debe entender por condiciones normales de operación, aquellas en que las líneas de doble circuito se encuentran con ambos circuitos en servicio.

Artículo 3-26

Cada propietario de instalaciones de un Sistema de Subtransmisión será responsable de contar con equipamiento de potencia reactiva capacitiva, adicional al señalado en el artículo precedente, con una capacidad igual o superior al monto $Q_{CompSTx}$, calculado como sigue:

$$P = \sum_c \sum_i PST_{ci} + \sum_c \sum_i \sum_j PGI_{cij}$$

$$Q = \sum_c \sum_i \text{Min}(QST_{ci} + \sum_j QGI_{cij}, QAI_{ci})$$

$$QAI_{ci} = (PST_{ci} + \sum_j PGI_{cij}) \times \text{Tangente}(\text{Arco coseno}(FPA_{ci}))$$

$$Q98 = P \times \text{Tangente}(\text{Arco coseno}(0.98))$$

$$Q_{CompSTx} = Q - Q98$$

- PST_{ci} : Potencia Media Real Activa, correspondiente a la hora Hmax, medida en la Instalación de Conexión “i” del Cliente “c” conectado a las instalaciones del propietario del Sistema de Subtransmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Subtransmisión.
- QST_{ci} : Potencia Media Real Reactiva, correspondiente a la hora Hmax, medida en la Instalación de Conexión “i” del Cliente “c” conectado a las instalaciones del propietario del Sistema de Subtransmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Subtransmisión.
- PGI_{cij} : Potencia Media Real Activa, correspondiente a la hora Hmax, medida en la Instalación de Conexión de Generación Interna “j”, aguas debajo de la Instalación de Conexión “i” del Cliente “c”. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.
- QGI_{cij} : Potencia Media Real Reactiva, correspondiente a la hora Hmax, medida en la Instalación de Conexión de Generación Interna “j”, aguas debajo de la Instalación de Conexión “i” del Cliente “c”. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.
- FPA_{ci} : Factor de Potencia Aceptable Inferior según nivel de tensión correspondiente a la Instalación de Conexión “i” del cliente “c”, definido en el Artículo 5-23 y en el Artículo 5-24 de la presente NT.
- Hmax : Hora en que en el Sistema de Subtransmisión $Q_{CompSTx}$ es máximo.
- i : Índice entre 1 y el total de Instalaciones de Conexión del Cliente “c” conectado a las instalaciones del propietario del Sistema de Subtransmisión.
- c : Índice entre 1 y el total de Clientes conectados a las instalaciones del propietario del Sistema de Subtransmisión.
- j : Índice entre 1 y el total de Instalaciones de Conexión de Generación Interna aguas abajo de la Instalación de Conexión “i” del Cliente “c”.
En caso de existir Instalaciones de Conexión de Clientes enmalladas, deberá calcularse para el conjunto de instalaciones que presentan esa característica.

Artículo 3-27

La verificación del cumplimiento de las exigencias contenidas desde el Artículo 3-23 al Artículo 3-26, se realizará mediante el Procedimiento DO “Determinación de Pérdidas y Excedentes Máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional”.

Artículo 3-28

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con esquemas de protecciones eléctricas que sean capaces de aislar el componente fallado en forma rápida, oportuna y selectiva ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra. Además, dichas protecciones deberán estar respaldadas local o remotamente frente al evento que ante la ocurrencia de una falla en la instalación protegida, uno de los elementos que constituye el esquema de protección no cumpla su función. En particular, dichos sistemas de protecciones deberán poseer al menos las siguientes características:

a) Para líneas del Sistema de Transmisión:

- I. Sobre 200 kV: Cada circuito debe contar con un doble esquema de protecciones con teleprotección, interruptores con doble bobina de desenganche, alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y alambrados independientes desde los transformadores de tensión. Además cada interruptor de línea deberá contar con un esquema de protección contra falla de interruptor. Las protecciones deberán proporcionar al menos parcialmente respaldo remoto para fallas en los circuitos adyacentes.
- II. Bajo 200 kV: Cada circuito deberá contar al menos con un simple esquema de protecciones, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
 - Las protecciones de los circuitos adyacentes que contribuyen a la falla permiten garantizar el respaldo remoto, al menos secuencialmente.
 - Esta operación en respaldo no implica la desconexión de más de tres circuitos adyacentes.
 - Esta operación en respaldo no implica un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que excede en más de 30 ciclos los tiempos máximos indicados en el Artículo 5.49.

En caso contrario, el circuito deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor.”

- III. Las líneas entre 150 y 200 kV deberán contar con protección contra falla de interruptor. Asimismo, en caso de requerirse la duplicación del esquema de protecciones según lo indicado en el párrafo anterior, la alimentación de cada esquema deberá ser desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y con alambrados independientes desde los transformadores de tensión.
- IV. Para líneas entre 100 y 200 kV, el esquema de protección deberá ser complementado con teleprotección, si ello evita la pérdida de sincronismo de unidades generadoras ante la ocurrencia de cortocircuitos en estas líneas.

b) Para barras del Sistema de Transmisión:

- I. Sobre 300 kV: Cada barra debe contar con un doble esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra, interruptores con doble bobina de desenganche y alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente. Además, la protección diferencial de cada sección de barra, deberá emitir una señal de desenganche vía teleprotección a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección.
- II. Entre 200 y 300 kV: Cada barra debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Igualmente deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales aún cuando la barra no esté seccionada. Además, la protección diferencial de cada sección de barra, deberá emitir una señal de desenganche vía teleprotección a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección, salvo en los casos que existan conexiones en derivación de la línea.
- III. Bajo 200 kV: Cada barra debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Si la barra no está seccionada, no será exigible un esquema diferencial de barras, siempre que la falla en barra sea despejada en un tiempo inferior a 20 ciclos por la operación de las protecciones de las instalaciones adyacentes.

c) Para transformadores de poder :

Para transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea superior a 300 kV, el sistema debe contar con un doble esquema de protecciones diferenciales y con la alimentación a cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente de cada enrollado.

Para transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 300 kV, el sistema debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales, salvo en el caso de transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 150 kV y que tengan una potencia máxima inferior a 12 MVA, los que podrán estar protegidos mediante desconectores fusibles.

Para los enrollados de tensión superior a 200 kV se deberá contar con interruptores con doble bobina de desenganche.

Para los enrollados de tensión superior a 150 kV se deberá contar con un esquema de protección contra falla de interruptor.

Las protecciones de los circuitos adyacentes deberán proporcionar respaldo remoto para fallas en bornes de cualquier enrollado del transformador. En caso, de no ser posible garantizar este respaldo remoto, el transformador no respaldado deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor.

d) Para reactores y condensadores serie: son aplicables exigencias análogas a las establecidas en c) según el nivel de tensión.

En el Sistema de Transmisión con tensión igual o superior a 100 kV, los esquemas de protecciones indicados en a) a d) deben permitir el acceso local y remoto a sus parámetros, a los registros oscilográficos de fallas y de eventos del paño sobre el que actúan.

En el Sistema de Transmisión con tensión inferior a 100 kV sólo se exige el acceso local a esta información.

Artículo 3-29

Las disposiciones del presente artículo aplican al Sistema de Transmisión Troncal de tensión nominal mayor o igual a 220 kV. Para tensiones inferiores del Sistema de Transmisión Troncal, deberán ser consideradas las disposiciones de los Artículos 3-30 y 3-31.

Las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Troncal deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática.

Las subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal, sin alterar la configuración topológica del sistema.

La configuración específica que se adoptará en el caso de futuras subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, será definida en base a los criterios técnicos y económicos aplicados en el Estudio de Transmisión Troncal y sus revisiones periódicas.

En el caso que el propietario de una instalación solicite su conexión a través de un arranque de simple circuito de línea o transformación, en un punto intermedio de líneas que forman parte del Sistema de Transmisión Troncal, deberán considerar el cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos:

- a) La conexión en derivación desde una línea de simple circuito o desde uno de los circuitos de una línea de dos o más circuitos, podrá realizarse siempre que el arranque cuente con un paño de interruptor provisto de los esquemas de protección y comunicaciones que permitan mantener el tiempo de despeje de fallas en la línea troncal dentro de los tiempos máximos permitidos por el Artículo 5-49, y que aclare selectivamente las fallas en el arranque, para lo cual la empresa transmisora deberá realizar las modificaciones necesarias del esquema de protecciones de la línea.
- b) Se podrá efectuar sólo una conexión en derivación por circuito. En caso de solicitudes adicionales de conexión al mismo circuito, corresponderá el desarrollo de una subestación seccionadora de ese circuito.
- c) Si de los estudios técnicos realizados para evaluar el impacto de la conexión en derivación, la DO concluye que el sistema resulta inestable o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación entre las protecciones de la línea y las del arranque, corresponderá el desarrollo de una subestación seccionadora de ese o más circuitos de la línea, según sea necesario.
- d) En caso que no sea factible cumplir con los requisitos establecidos anteriormente, el interesado podrá efectuar la conexión en alguna de las subestaciones terminales, a través de un paño provisto de un solo interruptor.

En el caso que el propietario de una instalación de inyección o retiro solicite su conexión a través de una línea de dos o más circuitos, en un punto intermedio de una línea de dos o más circuitos que forma parte del Sistema de Transmisión Troncal, corresponderá construir una subestación seccionadora de dicha línea que cumpla con los estándares mencionados en el inciso tercero del presente artículo.

Artículo 3-30

Los propietarios de instalaciones de inyección que soliciten su conexión a través de un arranque de simple circuito de línea o transformación, en un punto intermedio de líneas que forman parte del Sistema de Subtransmisión, deberán dar cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) La conexión en derivación desde una línea de simple circuito o desde uno de los circuitos de una línea de dos o más circuitos, podrá realizarse siempre que el arranque cuente con elementos de protección y maniobra que permitan mantener el tiempo de despeje de fallas en la línea de subtransmisión dentro de los tiempos máximos permitidos por el Artículo 5-49, y que aclare selectivamente las fallas en el arranque, para lo cual la empresa de subtransmisión deberá realizar las modificaciones necesarias del esquema de protecciones de la línea.
- b) Si de los estudios técnicos realizados para evaluar el impacto de la conexión en derivación, la DO concluye que el sistema resulta inestable o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación entre las protecciones de la línea y las del arranque, se deberá mejorar el esquema de protección y maniobras del arranque o seccionar ese o más circuitos de la línea, según sea necesario.

En el caso que el propietario de la nueva instalación de inyección solicite su conexión a través de una línea de dos o más circuitos, en un punto intermedio de una línea de dos o más circuitos que forma parte del Sistema de Subtransmisión, corresponderá construir una subestación seccionadora de dicha línea.

Artículo 3-31

Los propietarios de instalaciones de retiro que soliciten su conexión a través de un arranque de simple circuito de línea o transformación, en un punto intermedio de líneas que forman parte del Sistema de Subtransmisión, o bien soliciten su conexión a través de una línea de dos o más circuitos, en un punto intermedio de una línea de dos o más circuitos que forma parte del Sistema de Subtransmisión, deberán dar cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) La conexión en derivación desde una línea de simple circuito o desde uno de los circuitos de una línea de dos o más circuitos, podrá realizarse siempre que el arranque cuente con elementos de protección y maniobra que permitan mantener el tiempo de despeje de fallas en la línea de subtransmisión dentro de los tiempos máximos permitidos por el Artículo 5-49, y que aclare selectivamente las fallas en el arranque, para lo cual la empresa de subtransmisión deberá realizar las modificaciones necesarias del esquema de protecciones de la línea.
- b) Si de los estudios técnicos realizados para evaluar el impacto de la conexión en derivación la DO concluye que el sistema resulta inestable o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación entre las protecciones de la línea y las del arranque, se deberá mejorar el

esquema de protección y maniobras del arranque o seccionar ese o más circuitos de la línea, según sea necesario.

Artículo 3-32

La conexión de los enrollados de transformadores que conectan a distintos sistemas de transmisión, ya sea troncal, subtransmisión o adicional, no deberá introducir desfase angular entre las zonas que conecta.

Artículo 3-33

Los sistemas automáticos de control de los cambiadores de tomas bajo carga de transformadores deberán contemplar mecanismos de bloqueo en su funcionamiento para evitar riesgo de colapso de tensión.

Artículo 3-34

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas que elabore la DO.

Artículo 3-35

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PRS elaborado por la DO.

Artículo 3-36

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán contar con el sistema de comunicación para proveer al CDC toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en tiempo real, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo N° 4 de la presente NT. Sin perjuicio que la DO y el CDC del SI puedan requerir otras magnitudes adicionales, el conjunto mínimo de magnitudes a supervisar será el indicado a continuación:

- a) Flujos de potencias activa y reactiva por cada línea del Sistema de Transmisión, medido en cada extremo de la línea e indicando la dirección del flujo.
- b) Flujos de potencia activa y reactiva por equipo de transformación, indicando la dirección del flujo.
- c) Tensiones de barra.
- d) Potencia reactiva inyectada o absorbida por los equipos de compensación de potencia reactiva.
- e) Frecuencia medida en diferentes barras del Sistema de Transmisión.
- f) Temperatura ambiente en subestaciones con barras en nivel de tensión igual o superior a 66 [kV].

Asimismo, deberán obtenerse señales para supervisar, como mínimo, los siguientes estados:

- a) Posición de interruptores de líneas y transformadores.

- b) Posición de los tap de los transformadores con regulación bajo carga, con indicación de operación remota.
- c) Posición de interruptores asociados a los equipos de compensación de potencia reactiva.
- d) Estado Local / Remoto de los controles accionados a distancia por telecomando.
- e) Indicación de alarmas.

Artículo 3-37

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14.

Artículo 3-38

Los siguientes artículos aplican a sistemas de transmisión consistentes en enlaces HVDC que operan interconectados con un SI. Esto sin perjuicio de lo que la normativa específica internacional exija a estos sistemas.

Artículo 3-39

La potencia transmitida de los enlaces HVDC, deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna. Para esto se deberá prever en todo momento que la razón efectiva de cortocircuito en la S/E de conexión (RECC) sea superior a 2,5.

$$RECC \geq \frac{\text{Capacidad de Cortocircuito Sistema AC (MVA)} - \text{Capacidad Re activa Enlace HVDC lado AC (MVA)}}{\text{Potencia Enlace HVDC (MW)}}$$

La capacidad de cortocircuito del sistema de corriente alterna deberá considerar para su cálculo todos los equipos que se conecten en el lado de corriente alterna con motivo de la conexión del enlace HVDC, tales como filtros y equipos de compensación.

El propietario de las instalaciones del enlace HVDC podrá solicitar a la DO la autorización para reducir la exigencia de RECC mínimo a 2. Para ello, el propietario deberá efectuar esta solicitud presentando un informe a la DO en el cual justifique su petición y que se demuestre que las características del sistema de control del enlace HVDC cuentan con la tecnología y diseño para un eficiente control de fallas.

Artículo 3-40

La potencia a ser transmitida por un enlace HVDC debe ser posible reducirla hasta un 10% de la potencia máxima para el rango de variación normal de tensiones en el lado de corriente alterna.

Artículo 3-41

Las instalaciones del enlace HVDC deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico en relación a la generación de armónicas de corrientes desde las estaciones convertidoras según los estándares indicados en el TÍTULO 5-14 de la presente NT.

El propietario de las instalaciones será responsable de instalar los filtros necesarios para dar cumplimiento a esta exigencia.

Artículo 3-42

El propietario de las instalaciones del enlace HVDC será responsable de instalar, en el lado de corriente alterna de las estaciones convertidoras, del extremo receptor de la línea, el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario de modo que sea capaz de entregar su potencia en el lado de corriente alterna con la tensión dentro de los rangos exigidos en la presente NT, sin requerir compensación reactiva del SI y cumplir con los niveles de contaminación armónica exigidos en el Capítulo 5 de la presente NT, en todas las condiciones de operación del enlace HVDC.

Artículo 3-43

Las maniobras de equipos de compensación de potencia reactiva y filtros, necesarias para mantener la tensión y el nivel de armónicas en los rangos exigidos en la presente NT, se deberán realizar en forma automática.

Las maniobras en filtros, reactores y capacitores en los extremos receptor y transmisor de corriente alterna no deberán producir variaciones de tensión superiores a un **2%** de la tensión nominal.

Artículo 3-44

En el lado de corriente alterna del extremo transmisor del enlace HVDC, la frecuencia y la tensión podrá alcanzar niveles fuera de los rangos permitidos para los estados Normal, de Alerta y de Emergencia, siempre y cuando no existan consumos conectados a la red de corriente alterna del lado transmisor. Caso contrario, el propietario de las instalaciones de conexión del o de los consumos conectados deberá tomar las medidas necesarias para asegurar que la frecuencia y la tensión se mantenga en los rangos exigidos en la presente NT.

Artículo 3-45

En sistemas de más de un polo, en caso de falla de un polo, los polos restantes deberán ser capaces de transmitir el 100% de la potencia del polo fallado por un lapso de, al menos, 10 segundos.

Artículo 3-46

Sin perjuicio de otros estudios que se deben efectuar de acuerdo a las exigencias de la presente NT, los propietarios de nuevas instalaciones de enlaces HVDC deberán realizar los siguientes estudios:

- Estudio de régimen permanente que demuestre un comportamiento satisfactorio del sistema de corriente continua y alterna, para diferentes condiciones de operación de los sistemas de corriente alterna y continua, incluyendo condiciones extremas de hidrología, demanda, disponibilidad de unidades generadoras y despacho según disponibilidad de combustibles.
- Estudio de comportamiento dinámico del enlace HVDC, frente a las fallas de severidad creciente definidas en la presente NT.
- Estudio de sobretensiones de frecuencia fundamental indicando los elementos de control que se utilizan.
- Estudio de potencia reactiva que demuestre la eficacia de los equipos de compensación de potencia reactiva a instalar.
- Estudio de contaminación armónica que demuestre la eficacia de los filtros.
- Estudio de coordinación de protecciones con los sistemas de corriente alterna.

Estos estudios deberán ser presentados al CDEC al menos 12 meses previos a la puesta en servicio de las instalaciones. En enlaces HVDC cuya potencia máxima, al momento de su entrada en servicio, sea superior a la unidad de generación de mayor tamaño del SI, deberán ser presentados al CDEC al menos 24 meses previos a la puesta en servicio de las instalaciones.

TITULO 3-5 INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 3-47

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para dar cumplimiento a la exigencia de factor de potencia especificada en el Artículo 5-23 y en el Artículo 5-24 de la presente NT.

Artículo 3-48

Las Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC, en la magnitud que la DO determine, como resultado del Estudio de EDAC especificado en el Capítulo Nº 6 de la presente NT y de Estudios Específicos que elabore la DO.

Artículo 3-49

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al CDC toda la información de medición, señalización y estado de equipos de maniobra y toda otra que éste determine para una adecuada supervisión y coordinación en tiempo real de la operación del SI, en particular, la necesaria para realizar una adecuada gestión del Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS. La DO deberá establecer la información específica que se requiera en cada caso y acordará la forma de entrega o envío con el propietario de las instalaciones, cuyas características se ajustarán a las definiciones y exigencias establecidas en el Capítulo Nº 4 de la presente NT.

Artículo 3-50

Las Instalaciones de Clientes deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas y PRS elaborado por la DO, incluyendo los equipos de desconexión automática y manual de carga.

Artículo 3-51

El equipamiento que pueda requerir un Cliente para el cumplimiento de lo indicado en el presente Título, de ser necesario, podrá ser instalado en las Instalaciones de Conexión de Clientes, previo acuerdo con el propietario de dichas instalaciones.

En dicho caso, las medidas o Auditorias Técnicas que se efectúen para verificar el cumplimiento de la presente NT deberán tomar en cuenta esta situación.

Artículo 3-52

Las instalaciones de Clientes deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14.

Artículo 3-53

En transformadores de instalaciones de Clientes, el tipo de conexionado de los enrollados de transformación deberá impedir la circulación de corrientes de secuencia cero desde el lado de baja tensión en el caso de fallas en el SI, como también el aporte de corrientes de secuencia cero desde el SI para fallas que ocurran en el sistema eléctrico del Cliente.

TITULO 3-6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS ADICIONALES

Artículo 3-54

De acuerdo a lo señalado en la LGSE el CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

Para el cumplimiento de lo anterior en el Procedimiento DO “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI” se establecerán todos los aspectos adicionales que permitan complementar la presente NT, de modo de verificar que la incorporación al SI de las nuevas instalaciones no deterioren la seguridad de la operación del sistema.

En particular, el Procedimiento DO “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI” deberá establecer:

- a) Requisitos Técnicos para Instalaciones de Generación, dependiendo de su potencia instalada y de su ubicación en el SI.
- b) Requisitos Técnicos para Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal o que se conectan a él.
- c) Requisitos Técnicos para Instalaciones del Sistema de Subtransmisión o que se conectan a él.
- d) Requisitos Técnicos para Instalaciones de Sistemas Adicionales o que se conectan a él.
- e) Requisitos Técnicos para la conexión de instalaciones de clientes al sistema de transmisión.
- f) Bases y estudios que deberán presentarse previos a la primera sincronización o energización de las nuevas instalaciones, tales como:
 - Coordinación de Protecciones
 - Estudios Estáticos y Dinámicos que consideren fallas en las nuevas instalaciones y en el SI
- g) Plazos para entrega de estudios y otros plazos no estipulados en la presente NT.
- h) Procedimientos operacionales exigibles a las nuevas instalaciones.
- i) Condiciones y requisitos para la primera sincronización o energización.
- j) Pruebas exigibles a las instalaciones y fechas de presentación del programa de pruebas a la DO junto con su descripción.

- k) Condiciones y programación de las pruebas con la DO y el CDC.
- l) Requisitos para la entrega al despacho de las instalaciones al término del periodo de pruebas.

CAPÍTULO N° 4 :
Exigencias Mínimas para
Sistemas de Información y
Comunicación

TITULO 4-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 4-1

El objetivo del presente capítulo es establecer las exigencias mínimas en materia de equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control, que deben cumplir los Coordinados, según corresponda, así como también el CDC y los CC de cada SI.

Artículo 4-2

Las disposiciones del presente capítulo comprenden los siguientes sistemas:

- a) SITR, el cual deberá estar conformado por un sistema de transmisión de datos que brinde los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real en un SI.
- b) Sistemas de Comunicaciones de Voz, el cual deberá estar conformados por canales de comunicación de voz que permitan en todo momento una comunicación efectiva, oportuna y eficiente entre los CC y el CDC.
- c) Sistema de Monitoreo, el cual deberá estar conformado por el equipamiento necesario que permita a la DO y DP realizar el monitoreo de las principales instalaciones del SI.

Artículo 4-3

Los Coordinados deberán disponer en todo momento de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- a) Para transmisión bidireccional de datos del SITR en enlaces de datos en tiempo real entre los equipamientos informáticos de los CC y el CDC. Transmisión de datos para aquellas instalaciones del SI que la DO determine deben ser supervisadas en tiempo real.
- b) Para Comunicaciones de Voz Operativas, correspondiente a los vínculos telefónicos de uso exclusivo para la operación en tiempo real, necesarios para establecer las comunicaciones de voz entre los Coordinados (o CC) y el CDC, y entre aquellos Coordinados que posean una relación funcional de tipo operativo. Para la aplicación de los PRS, en los casos que la DO justifique fundadamente, estas comunicaciones podrán establecerse entre Coordinados o entre éstos y el CDC.
- c) Para el Sistema de Monitoreo del SI, correspondiente a los enlaces para la lectura remota de protecciones y registros locales de perturbaciones

TITULO 4-2 SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL

Artículo 4-4

Los Coordinados deberán suministrar al CDC, toda la información en tiempo real que éste considere necesaria para efectos de una adecuada coordinación de la operación en tiempo real del SI.

Para tal efecto, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario que les permita establecer el enlace de datos en tiempo real, entre los equipamientos informáticos de sus CC y el CDC.

Asimismo, la información en tiempo real deberá permitir al CDC, efectuar una adecuada supervisión de la operación del SI, y verificar que la operación del SI está cumpliendo en todo momento las exigencias establecidas en la presente NT.

Artículo 4-5

Los servicios señalados en el artículo precedente, podrán ser satisfechos en forma individual o en forma colectiva con otros Coordinados.

La característica de los enlaces respectivos será definida por la DO de acuerdo a lo establecido en la presente NT.

Artículo 4-6

Los Coordinados serán los responsables del correcto funcionamiento de los sistemas de comunicación que deban implementar así como también del cumplimiento de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas para éstos.

Artículo 4-7

Los Coordinados deberán instalar los equipos que intervienen en la adquisición de datos con una precisión Clase 2 ANSI, esto es, 2 % de error, u otra Clase de menor error. En base a las características de cada SI y la disponibilidad tecnológica del mercado, la DO deberá establecer y publicar una vez cada 4 años en el sitio WEB del CDEC, los errores máximos admisibles para los transformadores de medida y transductores del SI que serán exigibles a las nuevas instalaciones.

Artículo 4-8

El incumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos precedentes, del presente Título, cualquiera fuere su causa, por parte de cualquier Coordinado, deberá ser comunicado por la DO a la Superintendencia, en un plazo máximo de 5 días de verificado el incumplimiento.

Artículo 4-9

La DO y el CDC, según corresponda, estarán sujetos al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) La DO deberá permitir la conexión en tiempo real entre los equipamientos del CDC y de los CC de los Coordinados, para efectuar el intercambio de datos, mediciones e informaciones de la operación. Para ello el CDC deberá instalar los equipos necesarios para ofrecer acceso a los enlaces de datos, individuales o colectivos, que surjan de la presente NT, en cuyos puertos de entrada se establece la frontera entre sus responsabilidades y las de los Coordinados, respecto del SITR.
- b) El CDC instalará centrales telefónicas debidamente dimensionadas para la cantidad de conexiones de comunicación que surjan de la presente NT, previendo en cada una de ellas un tablero de conexiones cruzadas, en cuyo lado externo se establece la frontera entre sus responsabilidades y las de los Coordinados, con respecto al servicio de comunicaciones de voz operativas.

- c) La DO será responsable de la disponibilidad, operación y mantenimiento de sus equipos y conexiones destinadas a las comunicaciones con los Coordinados.
- d) El CDC realizará el procesamiento de los datos que reciba y deba transmitir.
- e) La DO deberá permitir la difusión de la información operativa del SI que sea requerida por los Coordinados para la operación de sus instalaciones.
- f) La DO deberá permitir el acceso a informes relativos a la programación, semanal y diaria, y operación real operativa del SI, a los Coordinados, la Superintendencia y la Comisión, tanto en condiciones normales de operación como de emergencia. Para tal efecto, la DO publicará en el sitio WEB del CDEC los informes señalados.
- g) La DO deberá informar a la Superintendencia del cumplimiento de la disponibilidad y calidad de la información requerida por parte de cualquiera de los Coordinados.
- h) La ubicación de los puertos de entrada a los equipos que manejan los enlaces de datos indicados en el punto a) anterior y del tablero de cruzadas a que hace referencia el punto b) será definida por la DO tomando en cuenta el criterio de simplificar y abreviar el tiempo de conmutación entre el sitio principal del CDC y el de un eventual sitio de respaldo.

Artículo 4-10

Cada Coordinado, a través de su CC estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) Poner a disposición del CDC toda la información requerida con la disponibilidad y calidad que publique anualmente la DO para los vínculos de comunicaciones.
- b) Proveer al CDC la información con la calidad y disponibilidad requerida, con independencia de la participación de terceros y/o de los agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones.
- c) Mantener las comunicaciones necesarias con el CC de las instalaciones del Sistema de Transmisión al cual está conectado.

Artículo 4-11

El conjunto de parámetros técnicos y operativos que debe transmitir cada Coordinado al CDC será definido en el Procedimiento DO "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SISTR del CDC" y será como mínimo el que se define en el Capítulo Nº 3 de la presente NT.

Artículo 4-12

El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer el enlace de datos con el CDC, deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5 %, medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos. La DO deberá establecer el procedimiento de medición de la disponibilidad.

Artículo 4-13

Los Coordinados deberán asegurar que su equipamiento de comunicación dispone del respaldo de alimentación necesario para evitar que se interrumpa su comunicación como consecuencia de una interrupción de suministro eléctrico.

Artículo 4-14

Los Coordinados, a través de sus CC, deberán entregar las mediciones que determine la DO para cumplir con un nivel de redundancia tal, que permita verificar su certidumbre mediante un estimador de estado y configurar una base de datos de tiempo real consistente con los requerimientos de funcionamiento de los programas de aplicación de uso corriente en el CDC del SI. A estos efectos la DO informará oportunamente a los Coordinados el listado de señales requeridas.

Artículo 4-15

La selección de las alarmas y los agrupamientos a realizar para su transmisión al CDC, desde los CC, serán definidos y acordados entre la DO y cada CC, de acuerdo a las características particulares de los equipamientos de protección y maniobra. El agrupamiento de alarmas se realizará de manera que permita identificar con un mínimo número de éstas, el grado de afectación de la disponibilidad de un equipamiento o conjunto de equipos a consecuencia de una falla.

Artículo 4-16

La información requerida para el SITR debe contar con la debida sincronización horaria, para lo cual será transmitida al CDC con su marca de tiempo real de ocurrencia, entendiéndose por tal, la indicación de la Hora Oficial de ocurrencia de cada evento, con un error de ± 5 [ms], respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina la DO.

Los datos que se integren a la base de datos de tiempo real del CDC deberán registrarse con un retardo no superior a 5 segundos contados desde el momento de su ocurrencia. En el caso de los cambios de estado estos deberán ser enviados con la respectiva estampa de tiempo.

Tratándose de instalaciones de Clientes con una demanda inferior a 4 MW o de centrales generadoras con una potencia instalada total inferior a 4 MW, el retardo señalado en el inciso anterior podrá ser de hasta 10 segundos.

Artículo 4-17

La DO deberá supervisar y verificar permanentemente la efectiva participación de cada unidad generadora en el CPF y en el CSF con periodicidad mensual, a través de los recursos de medición, registros y señales básicas que establece la presente NT y los que establezca la DO.

Artículo 4-18

La DO definirá los medios a utilizar, tanto en el CDC como en los CC de instalaciones de generación, para efectuar una adecuada supervisión del desempeño de las unidades generadoras que participan en el CPF y en el CSF.

Artículo 4-19

Será responsabilidad del CDC efectuar en forma permanente el seguimiento y verificación del cumplimiento de los estándares asociados al Control de Tensión establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT.

Artículo 4-20

EL CDC deberá contar en todo momento con todas las mediciones en tiempo real con una calidad tal que le permita verificar el cumplimiento de los compromisos y responsabilidades

asignadas por éste a cada Coordinado en el Control de Tensión. La adquisición de datos deberá permitir y facilitar la comparación de los valores de consigna con las tensiones en todas las barras del Sistema de Transmisión.

TITULO 4-3 COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS

Artículo 4-21

Las comunicaciones a través del canal de voz al, y desde el CDC, serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán grabadas por el CDC y reconocidas como tales por los Coordinados.

Artículo 4-22

El canal de voz no podrá ser utilizado para comunicaciones que no estén directamente relacionadas con la operación del SI. La marca de tiempo de las comunicaciones grabadas estará sincronizada con la base de tiempo del CDC.

Artículo 4-23

El CDC tendrá la responsabilidad de conservar el archivo de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de 6 meses. Este archivo deberá estar disponible para consulta de los Coordinados

No obstante lo anterior, en el caso que un evento o incidente ocurrido en el SI esté siendo analizado o investigado por la DO o la Superintendencia, respectivamente, y el registro de comunicaciones de voz se torne una evidencia necesaria para los anteriores procesos, el citado registro deberá conservarse hasta que dichos procesos hayan concluido o exista pronunciamiento definitivo al respecto. Para efectos de lo señalado en este artículo, se entenderá que la Superintendencia está analizando o investigando un evento o incidente, si ese organismo solicita al CDEC respectivo antecedentes sobre el evento o incidente dentro del plazo de 6 meses.

Artículo 4-24

En la forma y oportunidad que la DO disponga, los Coordinados deberán informar el personal autorizado a comunicarse a través de los canales de comunicación oficiales, para tomar decisiones e instrucciones en nombre de éstos.

Artículo 4-25

Los canales de comunicación de voz entre los Coordinados y el CDC se regirán de acuerdo al estado de operación del SI, que será definido por el CDC que corresponda, conforme a lo que a continuación se indica:

- a) En Estado Normal, las comunicaciones se realizarán sin restricciones para intercambiar información relacionada con la operación del SI.

- b) En Estado de Alerta, los canales de comunicación de voz serán ocupados única y exclusivamente para las comunicaciones entre los CC de los Coordinados y el CDC, para materias relacionadas con la operación en tiempo real del SI.
- c) En Estado de Emergencia, los canales de comunicación de voz serán utilizados única y exclusivamente para comunicarse con el CDC cuando éste así lo requiera, o si a juicio de un Coordinado, la información a entregar está estrictamente relacionada con el Estado de Emergencia.

Artículo 4-26

El CDC podrá considerar vías alternativas de comunicación en Estado de Emergencia, las cuales deberán ser incorporadas en el PRS que debe desarrollar la DO. Estas vías alternativas podrán ser utilizadas sólo bajo los términos y condiciones que establezca la DO en su PRS.

Artículo 4-27

El incumplimiento de lo señalado en los artículos precedentes por parte de cualquier Coordinado, y como consecuencia de éste interfiera con la debida operación y coordinación que realiza el CDC, será informado por la DO como un hecho esencial a la Superintendencia, en un plazo no superior a 3 días de ocurrido el incumplimiento.

TITULO 4-4 SISTEMA DE MONITOREO

Artículo 4-28

El CDC deberá disponer de un sistema de monitoreo permanente en los puntos del SI que la DO determine, que le permita verificar en todo momento el desempeño de las principales instalaciones del SI en todos los estados de operación y ante contingencias.

Artículo 4-29

El sistema de monitoreo tendrá una arquitectura básica consistente en un centro concentrador de información y una red de sistemas dispersos de recolección y procesamiento de mediciones a nivel local, los cuales transmitirán la información al centro concentrador para su procesamiento y análisis. La DO determinará los registros que deberán ser transmitidos en tiempo real al CDC. Si la tecnología implementada por el SITR así lo permite, cualquiera de las funciones antes indicadas podrá ser efectuada por el SITR.

A estos efectos la DO deberá elaborar el Procedimiento DO "Sistema de Monitoreo" que permita definir los puntos, equipos, sistemas de comunicaciones y todo lo necesario para realizar el monitoreo según se indica en la presente NT.

Artículo 4-30

El sistema de monitoreo se basará en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en tiempo real de variables relevantes del SI, que permitan registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Las características de los registros deberán ser tales que el procesamiento posterior de los mismos permita verificar o realizar:

- a) El nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI, con el objeto de establecer si se cumplen los estándares exigidos en la presente NT, o si existe necesidad de implementar medidas correctivas.
- b) El correcto funcionamiento de las protecciones del SI, en cuanto a los valores de ajuste, tiempos de intervención requeridos y su adecuada coordinación.
- c) Análisis post operativos luego de fallas severas ocurridas en el SI, en especial aquellas de escasa probabilidad de ocurrencia, o que se hubieran iniciado por causas desconocidas.
- d) El desempeño de los EDAC y la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas en los puntos que la DO determine.
- e) El desempeño de los EDAG y/o ERAG que la DO determine, que hayan sido diseñados o autorizados por la DO.
- f) El desempeño del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas diseñado por la DO.

CAPÍTULO N° 5 :
Exigencias para
Estándares de Seguridad y
Calidad de Servicio

TITULO 5-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 5-1

El objetivo del presente capítulo es definir las exigencias mínimas de SyCS de los SI, que se denominaran estándares de SyCS, para todas las condiciones de operación, considerando a cada SI operando en forma integrada o disgregado en Islas Eléctricas.

Artículo 5-2

El alcance del presente capítulo es:

- a) Establecer estándares de SyCS que permitan calificar los estados de operación del SI y discriminar los estados aceptables de aquellos que no lo son, a partir de la definición de un conjunto de indicadores característicos de la operación del SI.
- b) Establecer las exigencias mediante las cuales se definen las capacidades y condiciones de operación de las instalaciones del SI.
- c) Definir las especificaciones y requerimientos de los Estudios Específicos que debe realizar la DO para la determinación de los límites o márgenes operacionales.

TITULO 5-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 5-3

Los estándares de SyCS serán aquellas exigencias aplicables a la operación del SI, en función del estado en que se encuentra operando el SI, conforme a la siguiente agrupación:

- a) Estado Normal,
- b) Estado de Alerta, y
- c) Estado de Emergencia.

Artículo 5-4

Los límites y márgenes de operación de SyCS serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en la presente NT.

Artículo 5-5

La planificación para el desarrollo del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Para estos efectos, el Estudio de Transmisión Troncal y sus revisiones, a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, durante su realización deberá verificar que las alternativas de ampliación recomendadas aseguren el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior, a través de la aplicación del Criterio N-1, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.

Del mismo modo, los Estudios de Subtransmisión a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán cumplir lo señalado en el inciso anterior para las instalaciones de cada Sistema de Subtransmisión.

La aplicación del Criterio N-1 para efectos de la planificación a que se refiere el presente artículo, deberá considerar que el EDAC utilizado como recurso para el control de una Contingencia Simple sólo puede ser de subfrecuencia y/o subtensión.

Artículo 5-6

La operación del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Asimismo, la DO y el CDC, según corresponda, coordinarán la operación de las instalaciones del SI de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el inciso anterior, debiendo aplicar un Criterio N-1, en todas aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.

Artículo 5-7

La aplicación del Criterio N-1 que realiza la DO, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la presente NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada con la activación de EDAC, EDAG y/o ERAG, por subfrecuencia, subtensión o señal específica, o bien mediante restricciones en la operación de las instalaciones de generación o transmisión, de modo de asegurar que la falla no se propague al resto de las instalaciones del SI, produciendo una salida incontrolada de las mismas.

Para determinar el grado de participación de los recursos mencionados en el inciso anterior, la DO deberá realizar una evaluación técnico-económica considerando el costo de energía no suministrada de corta duración y la probabilidad de falla.

Artículo 5-8

En el caso de subestaciones eléctricas pertenecientes al Sistema de Transmisión, los propietarios de transformadores deberán disponer reservas o respaldos, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que su disponibilidad asegure el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 5-5 y Artículo 5-6 de la presente NT, justificándose la desconexión automática y/o manual de carga cuando ésta sea la solución óptima en términos técnicos y económicos, siempre y cuando dichas reservas y respaldos estén operativos antes de 96 horas contadas desde el inicio de la indisponibilidad que se debe corregir. Lo anterior es sin perjuicio de los estándares de calidad de suministro que se establezcan en la reglamentación vigente.

Artículo 5-9

Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme se indica en el TÍTULO 3-3 de la presente NT

Artículo 5-10

Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI y que dispongan del equipamiento para el Control Primario de Frecuencia, deberán habilitar esta funcionalidad según lo determine la DO.

Artículo 5-11

Los Coordinados que operan Sistemas de Subtransmisión deberán poner a disposición y coordinar con el CDC la operación de los equipos de compensación de potencia reactiva exigidos en el Artículo 3-25 y el Artículo 3-26.

Artículo 5-12

Los Coordinados que operan Sistemas de Transmisión Adicional deberán poner a disposición y coordinar con el CDC la operación de los equipos de compensación de potencia reactiva exigidos en el Artículo 3-24.

TITULO 5-3 ESTANDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 5-13

Los EDAC que se implementen en Instalaciones de Clientes como Recursos Generales de Control de Contingencias serán los que se justifiquen técnica y económicamente de acuerdo a los Estudios Específicos que efectúe la DO para estos efectos y el Estudio de EDAC. Esto es sin perjuicio de los Recursos Especiales de Control de Contingencias Extremas que pueda definir la DO.

Los montos que se implementen podrán ser modificados por la DO, en caso de producirse incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de los EDAC, para así mantener ajustado su valor a las necesidades de SyCS del SI.

Artículo 5-14

Los propietarios de las Instalaciones de Clientes serán responsables de administrar e instalar, según corresponda, los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subfrecuencia que defina la DO en base a criterios técnicos y económicos para cumplir con las exigencias de la presente NT.

Artículo 5-15

La demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser menor al 30 % de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia deberá ser determinado por la DO en base a una evaluación técnica y económica, conforme a lo exigido en los Estudios Específicos correspondientes.

Artículo 5-16

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subfrecuencia a través de:

- a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia absoluta en forma local en un tiempo no mayor a 150 [ms] y enviar, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos o cargas que participan del EDAC por subfrecuencia
- b) En forma complementaria se podrá utilizar Equipos de Compensación de Energía Activa que permitan generar en forma instantánea el consumo o carga que participa en el EDAC por subfrecuencia.

No obstante lo anterior, la DO podrá solicitar la instalación de equipamientos que además de medir la frecuencia absoluta, midan la tasa de cambio de la misma en un tiempo no mayor a 150 [ms] y que envíen, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos

Artículo 5-17

Los propietarios de las Instalaciones de Clientes serán responsables de administrar e instalar, según corresponda, los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subtensión que defina la DO en base a criterios técnicos y económicos para cumplir con las exigencias de la presente NT.

Artículo 5-18

La demanda total disponible para el EDAC por subtensión no deberá ser menor al 20 % de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia deberá ser determinada por la DO en base a una evaluación técnica y económica, conforme a lo exigido en los Estudios Específicos para la determinación de los límites mínimos de SyCS.

Artículo 5-19

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subtensión a través de la instalación de equipamientos que deben medir la tensión en un tiempo no mayor a 100 [ms] y enviar, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos y cargas que participan del EDAC por subtensión.

Artículo 5-20

Los propietarios de las Instalaciones de Clientes serán responsables de administrar e instalar, los equipamientos necesarios para cumplir con la participación que le corresponda en el EDAC

por señal específica que defina la DO en base a criterios técnicos y económicos para cumplir con las exigencias de la presente NT.

Artículo 5-21

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por señal específica a través de la instalación de equipamientos que detecten un cambio de estado predefinido en el SI o mediante la recepción de una señal específica que dé cuenta de la ocurrencia de la contingencia que se desea controlar. Detectado el cambio de estado los equipamientos deberán en forma instantánea dar la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos que participan del EDAC por señal específica.

Artículo 5-22

Será responsabilidad de la DO realizar los estudios periódicos para revisar y verificar la efectividad de los EDAC y sus resultados deberán ser publicados en el sitio WEB del CDEC. Esta periodicidad será de al menos cada 2 años.

Artículo 5-23

Las Instalaciones de Clientes no sometidos a regulación de precios deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, en cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

El factor de potencia se deberá calcular de la siguiente forma:

$$FP = \text{Coseno}(\text{ArcoTangente}((QST+QGI)/(PST+PGI)))$$

Donde:

PST: Potencia Media Real Activa medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

QST: Potencia Media Real Reactiva medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

PGI: Potencia Media Real Activa total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna a las Instalaciones del Cliente Libre correspondiente a la

Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

QGI: Potencia Media Real Reactiva medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna a las Instalaciones del Cliente Libre correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

En el caso de existir más de un Punto de Conexión de un mismo Cliente en la misma instalación del Sistema de Transmisión, el cálculo del Factor de Potencia se realizará sumando las mediciones de cada Instalación de Conexión del Cliente.

En caso de existir Instalaciones de Conexión de Clientes enmalladas, el factor de potencia deberá calcularse para el conjunto de instalaciones que presentan esta característica.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

Artículo 5-24

Las Instalaciones de Empresas de Distribución deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, en cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

El factor de potencia se deberá calcular de la siguiente forma:

$$FP = \text{Coseno}(\text{ArcoTangente}((QST+QGI)/(PST+PGI)))$$

Donde:

PST: Potencia Media Real Activa medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

QST: Potencia Media Real Reactiva medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

PGI: Potencia Media Real Activa total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna conectada a las Instalaciones de la Empresa de Distribución correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

QGI: Potencia Media Real Reactiva total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna conectada a las Instalaciones de la Empresa de Distribución correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

En el caso de existir más de un Punto de Conexión de la misma Empresa Distribuidora en la misma instalación del Sistema de Transmisión, el cálculo del Factor de Potencia se realizará sumando las mediciones de cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes.

En caso de existir Instalaciones de Conexión de Clientes enmalladas, el factor de potencia deberá calcularse para el conjunto de instalaciones que presentan esta característica.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

TITULO 5-4 ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-25

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas instalaciones del SI. La DO deberá justificar el uso de las tensiones de servicio mediante un Estudio Específico que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar tensiones nominales.

Artículo 5-26

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de:

- a) Bancos de condensadores shunt.
- b) Condensadores sincrónicos.
- c) Reactores shunt.

- d) Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap.
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

Artículo 5-27

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitidas deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, de acuerdo a lo especificado en el TÍTULO 6-7 de la presente NT

Artículo 5-28

Para cumplir con lo indicado en el artículo precedente, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras estará limitado por los valores de la tensión máxima admisible en terminales de la unidad.

Artículo 5-29

En Estado de Alerta el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,96 y 1,04 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,91 y 1,09 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas instalaciones del SI. La DO deberá justificar el uso de las tensiones de servicio mediante un Estudio Específico que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar tensiones nominales.

Artículo 5-30

En Estado de Alerta, la potencia reactiva aportada por cada unidad generadora deberá poder alcanzar el 100 % de la capacidad máxima definida en el diagrama PQ de cada unidad, por un tiempo no superior a 30 minutos, siempre que la tensión en los terminales de la unidad generadora esté comprendida en los rangos admisibles de operación de cada unidad.

Artículo 5-31

La frecuencia nominal de cada SI es 50 [Hz], ante lo cual el CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida

en intervalos de tiempo de 10 segundos durante todo período de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período.

TITULO 5-5 LÍMITES DE TRANSMISION EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-32

La DO determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión, el Límite por Estabilidad Permanente y el Límite por Contingencias. La DO deberá mantener debidamente actualizada esta información en la página WEB del CDEC.

Para estos efectos, se debe entender por Límite por Estabilidad Permanente la máxima transferencia que permite operar en forma estable, sin que se ponga en riesgo el sincronismo de las unidades generadoras conectadas en las áreas determinadas por los extremos receptor y el emisor de la instalación de transmisión.

EL CDC y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100 % de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

Artículo 5-33

La DO deberá desarrollar Estudios Específicos para determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de líneas de transmisión, a partir del Límite Térmico y del riesgo de salida en cascada de otros elementos del Sistema de Transmisión producto de sobrecargas inaceptables, en caso de que alguna línea de transmisión no disponga de los automatismos y protecciones necesarias para evitarlo.

Artículo 5-34

Para el desarrollo de los Estudios Específicos a que se refiere el artículo precedente, los Coordinados informarán a la DO el Límite Térmico de sus líneas de transmisión, los cuales deberán considerar las características del conductor, la cantidad de conductores por fase, la temperatura que ocasiona la flecha máxima del conductor, la velocidad del viento, la influencia de la radiación solar y otros factores limitantes, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando a lo menos las condiciones meteorológicas y/o condiciones iniciales de operación. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca la DO.

Artículo 5-35

La DO deberá desarrollar Estudios Específicos para determinar la Capacidad de Transmisión de transformadores de potencia, a partir de la corriente máxima admisible para régimen permanente y de la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo. Asimismo, deberá tener en cuenta el riesgo de salida en cascada de otros elementos del Sistema de Transmisión por sobrecargas inaceptables, en caso que algún transformador no disponga de los automatismos y protecciones necesarias para evitarlo.

Artículo 5-36

Para el desarrollo de los Estudios Específicos a que se refiere el artículo precedente, los Coordinados informarán a la DO los valores de la corriente máxima admisible de sus transformadores de potencia para régimen permanente, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando las condiciones meteorológicas y/o condiciones iniciales de operación, las características eléctricas del transformador, los criterios de uso de la capacidad de sobrecarga de corta duración que están contenidos en las normas IEC, la temperatura ambiente, la disponibilidad de medios de ventilación y otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca la DO.

Artículo 5-37

La DO deberá desarrollar Estudios Específicos para determinar la Capacidad de Transmisión de condensadores serie, a partir de la corriente máxima admisible y las características eléctricas que corresponda considerar.

Artículo 5-38

Para el desarrollo de los Estudios Específicos a que se refiere el artículo precedente, los Coordinados informarán a la DO los valores de la corriente máxima admisibles en sus condensadores serie para régimen permanente, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando a lo menos las condiciones meteorológicas, atmosféricas y las condiciones iniciales de operación, la capacidad y criterios de sobrecarga de corta duración que estén contenidos en las normas IEC, entre otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca la DO.

TITULO 5-6 ESTANDARES DE RECUPERACION DINAMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-39

En Estado Normal o Estado de Alerta, y en condiciones inmediatamente posteriores a una Contingencia Simple, el CDC podrá operar los Elementos Serie del Sistema de Transmisión manteniendo la corriente transportada en un valor inferior al límite de sobrecarga admisible de corta duración definido por cada uno de los Coordinados. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos.

Para la definición del anterior límite, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa.

Artículo 5-40

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas.

Artículo 5-41

En Estado Normal, las Contingencias Simples de severidad creciente que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos en el Artículo 5-29 de la presente NT, serán las siguientes:

- a) Severidad 1,
- b) Severidad 2,
- c) Severidad 3,
- d) Severidad 4, y
- e) Severidad 5.

Artículo 5-42

En Estado Normal las Contingencias Severas que deberán ser consideradas y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en el TITULO 5-8, TITULO 5-109, TITULO 5-10 y TITULO 5-11 de la presente NT, serán las siguientes:

- a) Severidad 6, y
- b) Severidad 7.

Artículo 5-43

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 10 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

Artículo 5-44

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal será igual a 48,30 [Hz], aceptándose en instalaciones de Sistemas de Subtransmisión o Sistemas de Transmisión Adicional, un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms].

Artículo 5-45

En el caso que una Contingencia Simple dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, causada por una desconexión de demanda o por la pérdida de un Elemento Serie, el incremento transitorio de la frecuencia se controlará prioritariamente con la reducción rápida de generación, y en la medida que sea necesario, con la actuación del EDAG y /o ERAG. En ningún caso la frecuencia podrá alcanzar valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora.

Artículo 5-46

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el CDC deberá verificar que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-31 de la presente NT, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10 de la presente NT.

En el caso que los EDAC y otros automatismos no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-10, el CDC estará facultado para solicitar desconexiones manuales de carga.

Artículo 5-47

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 %.

Artículo 5-48

La determinación del factor de amortiguación (ζ) se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, sean A1 y A2

respectivamente, y a continuación, se calculará el coeficiente RA mediante el cociente entre A2 y A1. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100$$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior el factor de amortiguamiento se calculará luego que la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, luego del tiempo irregular de la onda.

Artículo 5-49

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 y Artículo 5-42 de la presente NT, los tiempos de actuación de las protecciones propias de la instalación afectada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos, para unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal o Sistemas de Subtransmisión.
- b) Inferior a 20 ciclos, para líneas y transformadores del Sistema de Transmisión Troncal o Sistemas de Subtransmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos, para líneas y transformadores del Sistema de Transmisión Troncal o Sistemas de Subtransmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV], según corresponda.

No obstante lo anterior, a solicitud del coordinado y previa entrega de los estudios técnicos correspondientes, la DO del CDEC podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del Sistema de Subtransmisión, con nivel de tensión inferior a 100 kV y que no estén conectadas mediante equipos de transformación a instalaciones del Sistema Troncal, cuando estos tiempos no comprometan la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales.

Asimismo, los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes dispondrán de rangos de tiempo suficientes para una adecuada coordinación de las protecciones de acuerdo a curvas características tiempo-corriente, estándares, según las Normas IEC o ANSI/IEEE, para su adecuado ajuste según los estudios de ajuste de protecciones que deberán realizar los propietarios de las instalaciones en cada caso.

Artículo 5-50

Las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión que cuenten con interruptores de maniobra de polos separados, deberán estar equipadas con los automatismos necesarios para comandar la apertura de una fase y efectuar su posterior reconexión, toda vez que ocurra un cortocircuito monofásico en ésta.

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática, con los requerimientos de estabilidad transitoria del SI y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada mediante Estudios Específicos, que estarán destinados a definir los parámetros, certificar el adecuado funcionamiento de la instalación y su equipamiento, y determinar la probabilidad de éxito en la reconexión de la línea.

Artículo 5-51

La DO deberá desarrollar Estudios Específicos para definir los parámetros mínimos de la reconexión monopolar y tripolar, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 y Artículo 5-42 de la presente NT, de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT, asegurando la minimización del costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

Artículo 5-52

A partir de las exigencias establecidas en el presente título, se determina la Capacidad de Transmisión en Régimen Transitorio considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 de la presente NT.

TITULO 5-7 MARGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-53

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 de la presente NT, la DO definirá la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible para cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, considerando un margen de seguridad de 30° en la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación para aquellas unidades generadoras que estén más exigidas, respecto del valor de excursión angular que activa la protección de pérdida de sincronismo y desconecta la unidad, con el fin de determinar el margen de estabilidad sincrónica.

En caso de no disponer de modelos precisos para la unidad generadora y su Controlador de Tensión y Controlador de Velocidad, obtenidos a partir de ensayos realizados a la unidad, se deberá adoptar un margen de seguridad de 40° en la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación. En el caso que no se conozca con exactitud la calibración de la protección de pérdida

de sincronismo y que no se pueda representar su efecto en los estudios de estabilidad transitoria, se adoptará un valor máximo de 120° para la primera excursión angular, medidos respecto de una referencia angular única representativa de la posición del eje inercial del SI. Como eje inercial se podrá adoptar el ángulo de una unidad cercana al centro de carga.

Finalmente, la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad sincrónica adoptado, estará dada por la Plímite que verifica la condición antes indicada.

Artículo 5-54

Con el SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo 10 %, a partir de lo cual se establecerá el margen de estabilidad oscilatoria que cumpla con dicha exigencia.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad oscilatoria que se adopte, estará dada por la Plímite que permite cumplir con la condición anterior.

Artículo 5-55

En Estado Normal o Estado de Alerta, la determinación del margen de estabilidad de tensión se realizará para la configuración de demanda y generación más desfavorable del SI, considerando que la diferencia entre el valor inferior de la banda de excursión permitida en el Artículo 5-25 de la presente NT y el valor de tensión correspondiente a la condición de operación en la cual se alcanza el colapso de tensión en cualquier barra de consumo, no debe ser inferior a un margen de seguridad de 20 % en cualquier barra de consumo del SI.

En caso de no disponer de información sobre el Controlador de Tensión de las unidades generadoras en operación, el margen de seguridad será igual a 30 %.

En Estado Normal o Estado de Alerta, el margen de reserva de potencia reactiva que el CDC y los CC deberán mantener, según corresponda, será el que se determine de acuerdo a los estudios establecidos en el Capítulo Nº 6 de la presente NT.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad de tensión que se adopte, estará dada por la Plímite que verifica las condiciones anteriores.

Artículo 5-56

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 de la presente NT, el margen de estabilidad de frecuencia necesario para garantizar la estabilidad de la frecuencia en Estado

Normal o de Estado de Alerta, estará dado por la magnitud de la máxima desconexión de potencia de generación que admite el SI, tal que permita cumplir con las exigencias de recuperación dinámica establecidas en el Artículo 5-44 de la presente NT.

En la determinación del margen señalado en el inciso anterior, se considerarán los efectos de la reserva y capacidad de Control de Frecuencia de las unidades generadoras, la Reserva en Giro disponible, la dependencia de la carga con la variación de frecuencia y el EDAC por subfrecuencia que esté disponible.

En Estado Normal o de Alerta, el margen de estabilidad de frecuencia que el CDC y los CC deberán mantener, según corresponda, será el que se determine de acuerdo a los estudios establecidos en el Capítulo Nº 6 de la presente NT, y de este modo definir la Plímite que verifica la condición antedicha.

Artículo 5-57

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 de la presente NT, el SI deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie del Sistema de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos.

Artículo 5-58

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, la máxima transferencia de potencia por las líneas del Sistema de Transmisión será el menor valor resultante de aplicar las siguientes restricciones en forma simultánea:

- a) Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, determinada por el menor valor que surge de la comparación de los valores de Plímite que resultan de satisfacer las condiciones establecidas en el Artículo 5-53, Artículo 5-54, Artículo 5-55, Artículo 5-56, de la presente NT.
- b) Riesgo de salida en cascada, a partir del cual se determina la máxima potencia transmisible por un Elemento Serie condicionada por las restricciones establecidas en el Artículo 5-57 de la presente NT, para evitar el Apagón Total.

Artículo 5-59

El CDC y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie del SI con una P_{máxima} que asegure en todo momento el MSO definido por la DO, conforme a la siguiente expresión:

$$P_{máxima} = \left(1 - \frac{MSO \%}{100} \right) \cdot P_{límite}$$

Las abreviaturas y definiciones de MSO, Plímite y Pmáxima, corresponden a las establecidas en el Capítulo Nº 1 de la presente NT.

La forma de definir el MSO estará incluida en el Procedimiento DO "Determinación del MSO".

TITULO 5-8 ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-60

El SI deberá operar en Estado de Emergencia, con uno o más elementos del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva indisponibles, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere la presente artículo, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas instalaciones del SI. La DO deberá justificar el uso de las tensiones de servicio mediante un Estudio Específico que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar tensiones nominales.

Artículo 5-61

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de:

- a) Bancos de condensadores shunt.
- b) Condensadores síncronos.
- c) Reactores shunt.
- d) Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap.
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, que estén en giro o en reserva fría.
- g) Líneas de transmisión.
- h) Consumos.

Artículo 5-62

El control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 100 % de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados.

Para el caso de parques eólicos las instalaciones deberán operarse hasta un factor de potencia de 0,95 inductivo o capacitivo, en el punto de conexión.

Artículo 5-63

Para cumplir con lo indicado en el artículo precedente, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras estará limitado por los valores de la tensión en los terminales de la unidad, la cual no deberá estar fuera del rango de tensiones máximas admisibles en cada unidad.

TITULO 5-9 LÍMITES DE TRANSMISION EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-64

Para el SI operando en Estado de Emergencia, el CDC coordinará la operación del SI considerando como Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente aquellos valores correspondientes al Límite Térmico de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión.

Artículo 5-65

El CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia permanezca estable, aceptándose en régimen permanente para el Estado de Emergencia, variaciones de $\pm 1,0$ %, esto es, un valor mínimo de 49,50 [Hz] y un valor máximo de 50,50 [Hz], durante el 99 % del tiempo de cualquier período de control dentro de dicho estado.

TITULO 5-10 ESTANDARES DE RECUPERACION DINAMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-66

En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas frente a variaciones normales de la demanda y la generación.

TITULO 5-11 MARGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-67

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI operando en Estado de Emergencia, la máxima transferencia de potencia por las líneas del Sistema de Transmisión será la necesaria para asegurar el abastecimiento de las zonas deficitarias en generación en la cual esté localizada la situación de emergencia operativa, sujeto a que no se superen las capacidades máximas de las instalaciones de los Coordinados.

Los respaldos que deberá definir la DO para prevenir las desconexiones que llevan al SI hacia un Estado de Recuperación estarán constituidos por los sistemas especiales de protección y control que inician las acciones de defensa contra Contingencias Extremas, basados en la segmentación controlada del Sistema de Transmisión en Islas Eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva.

TITULO 5-12 ESTANDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACION Y TRANSMISION

Artículo 5-68

La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión.

A estos efectos la DP deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se le determinará el índice de Indisponibilidad serán las siguientes:

- Unidades de generación
- Transformadores de poder
- Líneas de transmisión
- Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada serán determinados como promedio móvil a cinco años.

Será responsabilidad de cada propietario tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a los estándares que se definen en el Artículo 5-69.

La DP efectuará los cálculos señalados en el presente Título de acuerdo al Procedimiento DP "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto", indicando en cada caso los incumplimientos registrados e informando de ello mensualmente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Artículo 5-69

Los Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en generación serán los siguientes por unidad generadora:

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse	400	100	8
Hidráulica Pasada	300	50	4
Térmica Vapor	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado	500	200	12
Turbina Gas	300	50	4
Otras	300	100	8

Donde:

HPROg : Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Programada.

HFORg : Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Forzada.

FFORg : Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 5-70

Los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en transmisión para líneas hasta 300 [km], transformadores, equipos serie y compensación serán los siguientes:

Nivel de Tensión	HPROt	HFORt	FFORT
Mayor o igual que 500 kV	20	5	2
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Prot. : Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada por cada 100 km de línea.

HFORt : Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

FFORT : Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

Para líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 [km]. Para líneas de longitud superiores a 300 [km] las horas de indisponibilidad serán un 65% de los valores indicados en la tabla.

Artículo 5-71

Con el fin de determinar los índices de continuidad esperados en el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión que se realicen, se deberán considerar los indicadores de indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en generación y transmisión.

Artículo 5-72

Para las Interrupciones de suministro cuyo origen corresponda a instalaciones de generación o transmisión, se determinará la frecuencia y el tiempo de interrupción total o parcial del suministro a Instalaciones de Clientes.

Se considerará instalación afectada a toda Instalación de Conexión de Cliente o Instalación para Conexión de Cliente que sufra la interrupción o disminución del flujo a través de ésta como consecuencia de una salida de servicio de un elemento serie o en paralelo del Sistema de Transmisión o de una unidad generadora.

A estos efectos, la DP deberá informar a los Coordinados, a los 15 días del mes siguiente, las salidas forzadas de las instalaciones de generación y transmisión de cada mes.

Artículo 5-73

Las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación realizada conforme a los criterios técnicos, económicos y de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente, definidos como:.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst}$$

en donde,

- kVAfs_i: Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- kVAinst : Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción.
- n : Número de interrupciones en el período.

Estos índices se deberán determinar en forma separada para interrupciones de más de tres minutos y para interrupciones menores e iguales a tres minutos, según origen de la interrupción, ya sea generación o transmisión y en forma separada cuando se trate de interrupciones por actuación de EDAC.

Artículo 5-74

Para cumplir con las disposiciones del presente título, la DP deberá mantener un registro con detalle mensual, debidamente actualizado, de la información estadística y el cálculo de los índices de indisponibilidad y continuidad señalados en los artículos precedente, en el sitio WEB del CDEC.

TITULO 5-13 EVALUACION DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSION

Artículo 5-75

El valor estadístico de la tensión medido en los puntos de conexión del Sistema de Transmisión con las Instalaciones de Clientes, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el presente capítulo de la NT, durante el 99 % del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro.

Para los fines establecidos en el presente Título, la medición de la tensión se realizará utilizando las mediciones disponibles en el Sistema de Información en Tiempo Real establecido en el TÍTULO 4-2 de la presente NT.

Artículo 5-76

La evaluación de desempeño del Control de Tensión del SI será efectuada en períodos mensuales denominados Períodos de Evaluación. Para tal efecto, la DO administrará y procesará la información de los datos y medición de la tensión en los Puntos de Conexión del Sistema de Transmisión con las Instalaciones de Clientes, para lo cual la DO deberá disponer del equipamiento que resulte pertinente para estas funciones.

Artículo 5-77

Para efectos de lo dispuesto en el artículo precedente, la medición de las tensiones se efectuará en intervalos de 15 minutos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los cuales se efectuarán los cálculos estadísticos que permitan representar su comportamiento.

Artículo 5-78

La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF para cada hora k, el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \frac{\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)}{\Delta f_{M\acute{A}X}}$$

en donde,

- $\Delta f_{máx}^*(k)$, corresponde a la desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.
- $\Delta f_{MÁX}$, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.

Artículo 5-79

En la operación real, la DO deberá calcular para cada hora “h” el valor del FECF realizando la medición de la frecuencia con un intervalo de muestreo de 10 segundos, filtrando las componentes rápidas mediante un filtro digital de promedio móvil de 6 minutos, y efectuando un promedio horario de los valores absolutos resultantes de las desviaciones filtradas de la frecuencia. A continuación, se determinará el valor del FECF para la hora “h” aplicando la fórmula indicada en el artículo precedente.

Artículo 5-80

La DP deberá definir e informar trimestralmente a los Coordinados de acuerdo al Procedimiento DP “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”, junto con la programación de 12 meses, el valor mínimo del FECF así como el valor de desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF. En cualquier caso, el valor de FECF no deberá ser menor a 0,45.

Artículo 5-81

La evaluación de desempeño del Control de Frecuencia del SI será efectuada en períodos mensuales denominados Períodos de Evaluación. Para tal efecto, y de acuerdo al Procedimiento DO “Desempeño del Control de Frecuencia”, la DO administrará y procesará la información de los datos y medición de la frecuencia en los Puntos de Conexión del Sistema de Transmisión con las Instalaciones de Clientes, para lo cual la DO deberá disponer del equipamiento que resulte pertinente para estas funciones.

Para los fines establecidos en el presente Título, la medición de la frecuencia se realizará utilizando las mediciones disponibles en el Sistema de Información en Tiempo Real establecido en el TÍTULO 4-2 de la presente NT.

Artículo 5-82

La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI será efectuado en períodos mensuales denominados Períodos de Evaluación, para lo cual el CDC deberá realizar la medición de la frecuencia en sus instalaciones.

La medición de la frecuencia se efectuará en intervalos de 10 segundos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los cuales se efectuarán los cálculos estadísticos que permitan representar su comportamiento.

Artículo 5-83

Para efectos de los cálculos estadísticos que se deberán realizar mensualmente conforme lo establece el presente título, la DO deberá publicar dichos cálculos en el sitio WEB del CDEC, a más tardar el día 10 de cada mes.

TITULO 5-14 ESTANDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO

Artículo 5-84

Los Coordinados deberán dar cumplimiento a los Estándares de Calidad de Producto Eléctrico del presente Título, con el fin de limitar su contribución a la contaminación de la red.

Artículo 5-85

Los Clientes deberán operar sus instalaciones de modo de asegurar el funcionamiento dentro de los rangos aceptables exigidos en el presente artículo.

a) Armónicas de Corriente

En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95% de los valores estadísticos de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión total, cumplan con lo indicado en la tabla siguiente.

Máxima Distorsión Armónica de corriente en el sistema eléctrico expresada como porcentaje del valor de corriente máxima de carga a frecuencia fundamental para tensiones de 220 V a 100 kV						
I_{sc}/I_L	Orden de la armónica (armónicas impares)					Índice DI
	<11	$11 \leq H < 17$	$17 \leq H < 23$	$23 \leq H < 35$	$35 \leq H$	
$\leq 20^*$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 - 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 - 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 - 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares. Se deberá controlar hasta la armónica 50.

Donde:

ISC = Es la máxima corriente de cortocircuito en el punto común de conexión (PCC). PCC es el nudo más cercano de la red donde uno o más Clientes obtienen energía eléctrica a través de sus instalaciones de conexión. En el caso de un sólo cliente en el extremo de una línea radial de alimentación debe elegirse el extremo de carga como PCC.

IL = Es la máxima corriente de carga (valor efectivo) de frecuencia fundamental en el PCC. Se calcula como el promedio de los doce valores previos de las máximas demandas mensuales.

Además, debe tenerse en cuenta las siguientes tres situaciones:

- I. Para el caso de clientes en puntos comunes de conexión comprendidos sobre 69 kV, los límites son el 50% de los límites establecidos en la tabla.
- II. Si la fuente productora de armónicas es un convertidor con un número de pulsos "q" mayor que seis, los límites indicados en la tabla deberán ser aumentados por un factor igual a la raíz cuadrada de un sexto de "q".

El valor estadístico de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión será obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo. Donde el Índice de distorsión total está dado por:

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} I_k^2}}{I_1}$$

Donde:

THD i = Índice de distorsión total

I_k es la componente armónica de corriente de orden k

I_1 es la componente fundamental

b) Fluctuaciones de Tensión

Las fluctuaciones de tensión se clasificarán en dos categorías de acuerdo a su duración: corta duración, desde 10 milisegundos hasta un minuto y larga duración, superiores a un minuto.

Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en:

- I. Instantáneas, de duración típica entre 10 milisegundos y 600 milisegundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 180%.
- II. Momentáneas, de duración típica entre 600 milisegundos y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 140%.
- III. Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 120%.

Las fluctuaciones de larga duración se clasificarán en:

- I. Caída de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 80% y 92,5% de la tensión nominal.
- II. Subida de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 107,5% y 120%.

Las disminuciones de tensión de magnitud típica bajo el 10% de la tensión nominal, serán interrupciones de tensión clasificadas según lo siguiente:

- I. Momentáneas: de duración típica entre 10 milisegundos y 3 segundos.
- II. Temporal: de duración típica entre 3 segundos y un minuto.
- III. Sostenida: de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula.

Para las fluctuaciones de tensión de corta duración, no se establece un límite máximo admisible. El CDEC podrá determinar un límite máximo a partir de Estudios Específicos. El límite máximo se deberá comunicar con 1 año de anticipación a su vigencia.

c) Severidad de parpadeo

Las instalaciones deberán ser operadas de modo de cumplir con los límites severidad de parpadeo o flicker de las Normas internacionales IEC 868, EN 60868 y EN 61000-4-15.

- I. El parpadeo se mide en base a índices de severidad de corto plazo (Pst) y de largo plazo (Plt), de la magnitud de parpadeo de tensión (Flicker) según establecen la Normas indicadas.
- II. Las variables de medición en cada nudo deberán ser las tensiones fase-fase o fase-neutro, según corresponda, medidos en forma simultánea. A partir de las mediciones de las tres tensiones se deberá evaluar las variables calculadas: Pst (10 minutos) y Plt (2 horas).
- III. A partir de las tensiones medidas se deberá proceder a determinar la magnitud del índice Pst para cada período de 10 minutos y de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Pst = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_1 + 0,0657 \cdot P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08 \cdot P_{50}}$$

Esta expresión tiene implícita la clasificación de la señal de tensión en una función de distribución acumulada con el objeto de determinar los parámetros P0,1, P1, P3, P10 y P50 que corresponden a los niveles de la señal de tensión que están excedidos el 0,1%, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo, respectivamente.

Una vez completado un intervalo de dos horas midiendo el índice Pst (doce valores del índice Pst) se procede a evaluar el índice Plt (2 horas) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Plt = \frac{1}{12} \cdot \sqrt[3]{\sum Pst_i^3}$$

Al terminar el período de mediciones y registros, se procederá a determinar en cada uno de los nudos de medición y para cada una de las tres tensiones, el valor estadístico percentil 95 % para los índices Pst y Plt. Entre los valores estadísticos correspondientes al percentil 95 % de Pst y Plt, de cada fase, se elegirá el valor de mayor magnitud para ser comparado con los respectivos valores límites que se indican a continuación.

El índice de severidad de parpadeo o "flicker", será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de diez minutos, durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, y no deberá exceder en el sistema eléctrico, el valor de 1,0 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,8 para tensiones superiores a 110 kV.

El índice de severidad de "flicker", evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de dos horas durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, no deberá exceder de 0.8 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,6 para tensiones superiores a 110 kV.

d) Cargas desequilibradas

Para puntos de entrega a clientes en tensiones iguales o inferiores a media tensión, se deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa de la tensión, no deberá exceder el 2 % de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor estadístico de la componente de secuencia negativa de la tensión, será obtenido en cada intervalo de 10 minutos, como resultado de procesar un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo.

Para puntos de entrega en tensiones superiores a media tensión a clientes concesionarios de servicio público de distribución, que abastezcan usuarios sometidos a regulación de precios, se

deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa de la tensión, no deberá exceder el 1.5 % de la correspondiente componente de secuencia positiva.

Artículo 5-86

Las instalaciones de Transmisión deberán limitar la contribución a la contaminación de la red operando sus sistemas de modo que la distorsión de armónicas de tensión esté en los rangos que se establecen en la Norma IEEE 519-1992 y que se indican a continuación.

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de las tensiones armónicas y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente. El valor estadístico de las tensiones armónicas y de su índice de distorsión es obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo.

Armónicas impares No múltiplos de 3			Armónicas impares múltiplos de 3			Pares		
Orden	Armónica tensión (%)		Orden	Tensión (%)		Orden	Tensión (%)	
	<=110 kV	>110 kV		<=110 kV	>110 kV		<=110 kV	>110 kV
<u>5</u>	6	2	3	5	2	2	2	1.5
<u>7</u>	5	2	9	1.5	1	4	1	1
<u>11</u>	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
<u>13</u>	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.4
<u>17</u>	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.4
<u>19</u>	1.5	1				12	0.2	0.2
<u>23</u>	1.5	0.7				>12	0.2	0.2
<u>25</u>	1.5	0.7						
<u>>25</u>	0.2+1.3*25/h	0.2+0.5*25/h						

Se deberá controlar hasta la armónica 50.

Los valores de tensiones armónicas se expresan en porcentaje de la tensión nominal. Respecto al índice de distorsión armónica se establece que al aplicar la estadística del 95 % a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 8%.

Al aplicar la estadística del 95 % a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones superiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 3% y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} V_k^2}}{V_1}$$

Donde:

THD v = Índice de distorsión total.

V_k: es la componente armónica de tensión de orden k

V₁: es la componente fundamental de la tensión.

En el caso de las instalaciones de los enlaces HVDC deberán limitar la contribución a la contaminación de la red según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-85 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-85 b) para el nivel de tensión que corresponda, llevará una estadística que se informara al CDEC
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-85 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el presente artículo.

Artículo 5-87

Las instalaciones de Generación deberán limitar la contribución a la contaminación de la red de modo que las distorsiones de armónicas de tensión estén en los rangos que se indican en el Artículo 5-86.

Tratándose de unidades eólica, éstas deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-85 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-85 b) para el nivel de tensión que corresponda. Solo se llevará una estadística que se informará al CDEC
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-85 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el Artículo 5-86 para el nivel de tensión que corresponda.

Artículo 5-88

La medición y el control de la Calidad de Producto Eléctrico de los Coordinados se realizarán mediante Auditorías Técnicas establecidas por la DO para cada caso. Las Auditorías Técnicas podrán ser solicitadas frente a una denuncia formal que reciba la DO al respecto de otro Coordinado en cuanto a que no se estarían cumpliendo los estándares exigidos. En caso, que la Auditoría Técnica demuestre que la denuncia no era fundada, los costos de la Auditoría recaerán en quien la formuló, en caso contrario los costos serán de quien esté incumpliendo los estándares, sin perjuicio de su obligación de ajustarse a los estándares de Calidad de Producto Eléctrico.

La exactitud de las mediciones deberá ser compatible con la exigencia que se necesita controlar. Para controlar armónicas y pulsaciones de tensión se deberá usar instrumentación que cumpla con la condición de tener una exactitud mejor que el 5 % del límite de distorsión permitida.

CAPÍTULO N° 6 :
Estudios para
Programación de la
Seguridad y Calidad de
Servicio

TITULO 6-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 6-1

El objetivo del presente capítulo es establecer los requerimientos de los estudios que deberá llevar a cabo la DO y/o DP para realizar la programación y coordinación de la operación, el Control de Tensión, el Control de Frecuencia y el PRS, para el conjunto de instalaciones de los Coordinados, así como establecer los requerimientos de información para la realización de dichos estudios y ejercer la coordinación de la operación.

Artículo 6-2

El alcance del presente capítulo comprende:

- a) La definición del contenido de la Información Técnica del SI para efectuar la coordinación operativa y realizar la programación de la SyCS.
- b) Los requisitos y condiciones que deben cumplir las herramientas de simulación a emplear en los estudios que deberá efectuar la DP.
- c) Los requisitos y condiciones que deben reunir los estudios que deberá efectuar la DO y/o DP para la programación de la SyCS, según corresponda.
- d) Las responsabilidades de la DO y los Coordinados en relación con el análisis de las fallas y perturbaciones que ocurren en el SI, lo que incluye, la especificación de los requerimientos mínimos de información a registrar, del análisis de las perturbaciones, las acciones que deberá tomar cada DO y el modelo de informe de anomalías y perturbaciones que deberá prepararse ante cada evento de falla.

TITULO 6-2 INFORMACION TECNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

Artículo 6-3

La DP deberá organizar y mantener actualizada la Información Técnica del SI para los estudios que la DP y/o DO deban realizar. Dicha Información Técnica estará integrada por los datos y antecedentes de las instalaciones de los Coordinados del SI.

En el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" se definirán los formatos e información que deberán entregar los Coordinados. La información anterior deberá corresponder al menos a la señalada en el Capítulo Nº9 de la presente NT y a la que se solicite en conformidad al presente Capítulo.

La DP estará facultada para establecer los plazos y fechas en que los Coordinados deberán entregar la Información Técnica solicitada en los formatos especificados en el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento".

La base de datos que mantenga cada CDEC deberá registrar además el responsable y la fecha de entrega de cada campo o registro de información de cada Coordinado. Esta información deberá estar disponible para ser consultada por la Superintendencia.

Artículo 6-4

La Información Técnica de cada SI, señalada en el artículo precedente, deberá ser mantenida por la DP en el sitio WEB del CDEC, con posibilidad de ser consultada sin costo y de seleccionar los campos y registros de interés del usuario para bajarlos en formatos compatibles con herramientas y aplicaciones computacionales de uso común, esto es, en archivos tipo texto separado por comas o en planillas de cálculo según el tipo de información de que se trate. Toda información que se encuentre codificada deberá ser entregada con el código correspondiente y la glosa identificadora.

Artículo 6-5

Los Estudios que se indican en el presente Capítulo, utilizarán los antecedentes que formen parte de la Información Técnica del SI. Estos Estudios serán el respaldo técnico de los CDC y los CC según corresponda, para realizar la operación en tiempo real del SI.

Artículo 6-6

Cada Coordinado deberá informar a la DP los parámetros técnicos y modelos correspondientes a sus instalaciones y equipamiento, en un formato estándar que estará claramente definido en el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento".

Artículo 6-7

La DP será responsable de informar a los Coordinados la nomenclatura a emplear para identificar a cada Coordinado, sus instalaciones y equipamientos, así como los Puntos de Conexión e Instalaciones de Conexión con el Sistema de Transmisión u otros Coordinados. Para tal efecto la DP deberá definir un código alfanumérico que permita cumplir con la identificación indicada.

Artículo 6-8

Los Coordinados deberán hacer uso sólo del código alfanumérico señalado en el artículo precedente en relación a sus instalaciones, cada vez que entreguen información a la DP y/o DO, según corresponda, identificando el responsable y la fecha de entrega de cada campo o registro.

Artículo 6-9

Cada Coordinado deberá informar a la DP en un plazo no mayor a 10 días cualquier modificación o cambio que surja respecto a la Información Técnica entregada con anterioridad, junto con entregar los antecedentes que respalden dicha modificación.

Artículo 6-10

Cuando un Coordinado informe cualquier cambio o modificación de uno o más datos de sus instalaciones o equipamientos, registrados en la Información Técnica, la DP dispondrá de un plazo máximo de 10 días para realizar la actualización que corresponda y notificar a todos los Coordinados, actualizando al mismo tiempo la Información Técnica contenida en el sitio del WEB del CDEC.

Artículo 6-11

La DO o DP, según corresponda, podrá solicitar información adicional a la definida en el presente capítulo, cuando ello resulte necesario para llevar a cabo los estudios especificados en el presente capítulo, comunicando de ello a todos los Coordinados y publicando dicha información en el sitio del WEB del CDEC.

Artículo 6-12

Si un Coordinado no entrega uno o más parámetros técnicos de sus instalaciones, la DO o DP, según corresponda, estimará la información faltante. Para tal estimación, deberán adoptarse parámetros y modelos de instalaciones o equipamientos similares, o en su defecto, datos típicos publicados en la literatura técnica internacional.

La DP deberá informar a cada Coordinado cuando se vea en la necesidad de estimar parámetros técnicos en sus instalaciones o equipamientos, en cuyo caso, el Coordinado asumirá los eventuales efectos que esta estimación pudiera ocasionar.

Sin perjuicio de lo indicado en los párrafos anteriores, la DP deberá dejar registro cuando se haya realizado una estimación de parámetros.

Artículo 6-13

Los antecedentes a integrar en la Información Técnica del SI comprenden los siguientes tipos de datos:

- a) Datos técnicos de unidades generadoras, esto es, datos o parámetros eléctricos de las instalaciones y equipamientos para su utilización en estudios de sistemas de potencia, con la correspondiente identificación de los puntos de conexión al SI.
- b) Parámetros de operación de unidades generadoras, esto es, parámetros requeridos para la programación del arranque o detención de unidades generadoras y/o restricciones operativas de las unidades.
- c) Datos del Sistema de Transmisión, esto es, parámetros eléctricos de las instalaciones y equipamientos que lo conforman.
- d) Datos de las Instalaciones de Clientes, esto es, información relativa a la demanda en cada punto de conexión; demanda de energía y potencia, activa y reactiva, tanto consumida como proyectada; composición de las cargas; curvas características de la demanda; según corresponda.

Los grupos de datos asignados a cada Coordinado dependerán de los tipos de instalaciones que sean de su propiedad.

Artículo 6-14

Los Coordinados deberán entregar a la DP, información relativa a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto en sus respectivos puntos de conexión, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento DP "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

La información a entregar comprenderá los índices asociados a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto de los diferentes niveles de tensión, indicando los incumplimientos de los estándares y/o exigencias establecidas en la presente NT.

Artículo 6-15

Los Coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de interrupciones, con el fin de informarla de acuerdo a lo indicado en los Procedimientos DO "Informes de Falla de Coordinados" y DP "Informes de Calidad de Suministro y Calidad Producto". Los datos serán publicados a través de sitio WEB del CDEC.

Artículo 6-16

Los Coordinados elaborarán un Informe Mensual de Calidad del Suministro en conformidad con el Procedimiento DP "Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto". El informe deberá incluir para cada punto de conexión de Clientes al menos la siguiente información:

- a) Cantidad total de interrupciones del último mes.
- b) MVA totales interrumpidos el último mes.
- c) Duración total acumulada de las interrupciones del último mes.
- d) Índices de continuidad FMIK y TTIK del último mes.
- e) Índices de continuidad FMIK y TTIK acumulados para el último periodo de 12 meses.

La DP consolidará la información mensual entregada por cada Coordinado y preparará valores para el SI, tanto a nivel mensual como a nivel acumulado anual.

Los índices de continuidad indicados en el presente artículo se calcularán conforme a lo detallado en el Artículo 5-73 de la presente NT.

Los Coordinados propietarios de instalaciones de generación y transporte deberán informar a la DP, dentro de los 10 días del mes siguiente, todas las salidas forzadas de sus instalaciones ocurridas en el último mes.

Los Coordinados Clientes deberán informar a la DP, dentro de los 10 días del mes siguiente, todas las interrupciones de suministro ocurridas durante el último mes.

Con la información de los Coordinados indicada en los párrafos anteriores, la DP determinará los índices FMIK y TTIK separados por sistema de transmisión troncal, subtransmisión, adicional y generación, del último mes.

Artículo 6-17

Los Coordinados elaborarán un Informe Mensual de Calidad de Producto de conformidad al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto" mencionado en el artículo precedente. El informe deberá incluir para cada punto de conexión al menos la siguiente información:

- a) Evolución mensual del perfil de tensión medido en intervalos de 15 minutos.
- b) Tensión máxima y mínima registrada en el período mensual.
- c) Cantidad de intervalos de 15 minutos en que la tensión estuvo fuera de los límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- d) Factor de potencia máximo y mínimo registrado en el período mensual.
- e) Cantidad de intervalos de 15 minutos en que el factor de potencia estuvo fuera de los límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- f) Porcentaje de tiempo en que la tensión estuvo fuera de los límites permitidos

Artículo 6-18

Los Clientes elaborarán un Informe Mensual de cumplimiento de las exigencias de Factor de Potencia conforme al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

El informe deberá incluir para cada punto de conexión de Clientes al menos la siguiente información:

- a) Factor de potencia mínimo inductivo y mínimo capacitivo registrado en el período mensual.
- b) Cantidad de intervalos de 60 minutos en que el factor de potencia estuvo fuera de los límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.
- c) Porcentaje de tiempo en que el factor de potencia estuvo fuera de los rangos establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.

Artículo 6-19

La DP deberá publicar en el sitio WEB del CDEC los indicadores representativos de su eficiencia operativa, en materia de Control de Frecuencia, Control de Tensión en puntos críticos, tiempo de restablecimiento del servicio luego de una pérdida de suministro superior o igual a 4MW.

Artículo 6-20

Sin perjuicio de lo señalado en presente título, la Información Técnica mínima que deberá ser entregada por los Coordinados y que deberá ser publicada por la DP, será la que se señala en el Capítulo N° 9 de la presente NT.

TITULO 6-3 HERRAMIENTAS DE SIMULACION

Artículo 6-21

Las herramientas de simulación que deberá emplear la DO y/o DP en los estudios para la programación de la SyCS, según corresponda, deberán ser aptas para ejecutar estudios de flujos de carga, análisis de cortocircuitos y fallas desbalanceadas, y análisis de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia.

Artículo 6-22

Las herramientas de simulación deberán ser capaces de representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SI, en un ancho de banda suficiente para representar todos los fenómenos dinámicos que pueden ocurrir. Además deberán disponer de representación detallada de los sistemas de control de unidades generadoras y del Sistema de Transmisión, así como de las protecciones eléctricas y relés de protección especiales.

Adicionalmente, las herramientas de simulación deberán incluir la representación dinámica de al menos los siguientes componentes:

- a) Unidades generadoras y compensadores sincrónicos.
- b) Sistemas de excitación y Controladores de Tensión.
- c) Limitadores de los sistemas de excitación.
- d) Equipos PSS.
- e) Máquinas motrices y Controladores de Velocidad.
- f) Protecciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia de unidades generadoras.
- g) EDAC por subfrecuencia y/o subtensión.
- h) Compensadores de potencia reactiva controlables.
- i) EDAG y ERAG por sobrefrecuencia.
- j) Dispositivos de control del Sistema de Transmisión basados en tecnología FACTS, HVDC, Equipos de Compensación de Energía Activa y Reactiva, entre otras.

Artículo 6-23

Las herramientas de simulación deberán tener la capacidad suficiente para representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SI en un ancho de banda de frecuencias de perturbación. Además, deberán disponer de representación adecuada de:

- a) Instalaciones de generación y sus respectivos sistemas de control.
- b) Instalaciones del Sistema de Transmisión.
- c) Protecciones eléctricas y relés de protección especiales del SI.

d) Variación dinámica de la demanda con la tensión y la frecuencia.

No obstante lo anterior, podrán emplearse modelos estáticos de demanda, basados en recomendaciones tomadas de normas internacionales, excepto en aquellos casos en que las características dinámicas de ésta tengan un efecto significativo sobre los resultados del estudio.

Artículo 6-24

Para el desarrollo del estudio de continuidad indicado en el TITULO 6-4 de la presente NT, la herramienta de simulación probabilística del SI deberá tener como mínimo, la siguiente capacidad de representación:

- a) El SI deberá representarse en forma detallada, con todas las líneas y subestaciones, y aquellos nudos de menor tensión asociados a las unidades generadoras. El grado de representación requerido es equivalente al habitualmente utilizado por un modelo de flujo de carga.
- b) La curva de duración anual de la demanda del SI será aproximada por un número suficiente de bloques, tal que permita obtener resultados válidos, cada uno de los cuales estará caracterizado por un nivel de demanda constante y una duración específica. Para tal efecto, la energía anual de la representación por bloques deberá ser igual a la energía de la curva de duración anual de la demanda del SI.
- c) Deberá estar en condiciones de modelar todos los modos de falla para así modelar el comportamiento de la desconexión intempestiva de instalaciones y equipamientos del SI, incluyendo las denominadas fallas de modo común.
- d) El despacho económico de generación balanceado con la demanda, incluidas las pérdidas en el Sistema de Transmisión, para cada nivel de demanda, manteniendo los márgenes de reserva necesarios para cubrir déficit momentáneos de generación y contribuir al CPF.

Artículo 6-25

Para el desarrollo del estudio verificación de coordinación de protecciones, indicado en el TITULO 6-6 de la presente NT, la herramienta de simulación deberá poder analizar fallas balanceadas y desbalanceadas, y determinación de la coordinación de ajustes de protecciones en función de las características técnicas de cada relé.

Asimismo, deberá estar en condiciones de analizar el desempeño de los relés de protección ante transitorios electromecánicos, de manera de poder identificar aquellos relés que podrían activarse y producir desconexiones ante oscilaciones de potencia.

TITULO 6-4 ESTUDIO DE CONTINUIDAD

Artículo 6-26

La DP deberá realizar un Estudio de Continuidad con el objeto de determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK referenciales del SI. La periodicidad del Estudio de Continuidad será al menos anual, para determinar los valores esperados de los índices, para un horizonte de

operación de 12 meses. Los estudios deberán identificar esos indicadores en todos los Puntos de Conexión de las Instalaciones de Clientes.

Artículo 6-27

La DP deberá utilizar un modelo de confiabilidad para realizar cálculos de índices esperados Calidad del Suministro, debido a fallas esperadas, en las instalaciones de generación e instalaciones del Sistema de Transmisión, diseñando un método de cálculo apropiado para cumplir con ese objetivo.

Artículo 6-28

El Estudio de Continuidad deberá cumplir al menos con los siguientes requisitos:

- a) Representar adecuadamente las capacidades máximas de las unidades generadoras, los límites de las instalaciones de compensación activa y reactiva, los límites de tolerancia aceptados para las excursiones de la tensión en todas las barras del Sistema de Transmisión, la curva normalizada de duración anual de la demanda del SI y su apertura por barra del Sistema de Transmisión, y los índices de indisponibilidad programada y forzada aceptables en generación y transmisión.
- b) Se analizarán todos los modos de falla que representen las desconexiones intempestivas de las instalaciones del SI para situaciones de operación con todos los elementos disponibles y con un Elemento Serie fuera de servicio por mantenimiento programado.
- c) Se determinará la probabilidad y frecuencia de falla en el abastecimiento de la demanda para cada barra y se realizará el cálculo de los índices de continuidad esperados, a nivel global y por barra.

Artículo 6-29

La DP deberá elaborar un informe que documente los resultados del Estudio de Continuidad, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Un informe ejecutivo que resuma los índices de continuidad determinados.
- b) Descripción de la metodología empleada en el desarrollo del estudio.
- c) Base de datos utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados en la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación considerados.
- f) Criterios adoptados para realizar las simulaciones.

TITULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION

Artículo 6-30

La DO podrá adoptar restricciones en el Sistema de Transmisión como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para un conjunto de contingencias Simples de severidad creciente probables de ocurrir que resulten ser las más críticas, a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión que la DO realice. Dicho estudio será actualizado al menos con una periodicidad anual.

Las Contingencias Simples de severidad creciente a considerar serán las que se establecen en el Capítulo Nº 5 de la presente NT.

Artículo 6-31

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, las restricciones corresponderán a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de transmisión que la DO identifique como críticas para garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas en el artículo precedente, se verifique a lo menos que:

- a) Las unidades generadoras no pierden el sincronismo, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad angular.
- b) El Control de Tensión durante y después del período transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay riesgo de colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- c) No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación del EDAC o EDAG (o ERAG) por subfrecuencia o sobrefrecuencia, respectivamente.
- d) El cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT, en lo referente a:
 - I. Recuperación dinámica y Control de Tensión.
 - II. Recuperación dinámica y Control de Frecuencia.
 - III. Niveles mínimos de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

Artículo 6-32

El Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión considerará un horizonte de operación de 12 meses. Adicionalmente, deberá identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse estas restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en tiempo real.

Artículo 6-33

El Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión deberá cumplir al menos 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 el período de 12 meses.
- b) Para el Sistema de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el programa de obras del ITD de la última fijación de precios de nudo vigente.
- c) Para la operación del SI, la DO 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 Nº 5 de la presente NT.

Artículo 6-34

La DO deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que resuma las restricciones identificadas, y las condiciones y consideraciones para su aplicación en la operación de tiempo real del SI.
- b) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica del SI utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Márgenes de seguridad.
- g) Contingencias consideradas en el análisis.
- h) Criterios adoptados para la realización de las simulaciones.
- i) Sensibilidad de las restricciones respecto a la variación de los parámetros considerados en el análisis, en especial, respecto a la desviación de la demanda real respecto a la prevista.

TITULO 6-6 ESTUDIO DE VERIFICACION DE COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

Artículo 6-35

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones que debe realizar la DO, cuya periodicidad será cada dos años y que podrá ser revisado y ajustado en períodos menores si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar sus resultados, tiene por objeto confirmar que el desempeño de los sistemas de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia, barras y unidades generadoras, garantizan al menos:

- a) La Calidad del Suministro al proteger debidamente a las instalaciones;
- b) La actuación selectiva en el menor tiempo posible ante la ocurrencia de fallas en las instalaciones protegidas o en sus inmediaciones;
- c) Un adecuado respaldo ante fallas en instalaciones adyacentes que no han sido aclaradas a tiempo por los interruptores correspondientes; y
- d) Que no representa un comportamiento adverso a los efectos causados por oscilaciones de potencia que se produzcan durante transitorios electromecánicos.

La realización del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones no libera de responsabilidad a los Coordinados de contar con sus propios estudios de coordinación de protecciones y que éstas operen en forma correcta.

Artículo 6-36

La DO deberá verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes de los Coordinados, así como de las instalaciones que se incorporan, considerando un horizonte de operación de 12 meses. Los estudios deberán identificar los sistemas de protección que presentan deficiencias de coordinación así como las instalaciones que resultan afectadas, dando informe de estos resultados a todos los Coordinados.

Artículo 6-37

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la representación del SI, se deberá utilizar detalle de las líneas y subestaciones del Sistema de Transmisión y aquellas barras de menor tensión asociados a las unidades generadoras, con sus circuitos equivalentes a secuencia positiva, negativa y cero. Especial consideración deberá tenerse en la representación de la influencia que ejercen los acoplamientos mutuos de secuencia cero de las líneas de transmisión de doble circuito sobre las impedancias aparentes medidas por los relés de distancia.
- b) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses.
- c) Para la operación del SI, la DO definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la operación de las protecciones, y de este modo considerar las diferentes configuraciones del despacho de generación pueden afectar significativamente a los valores de la impedancia aparente medidas por los relés de distancia para un cortocircuito aplicado en diferentes puntos del SI. Entre los escenarios a considerar, deberán incluirse aquellos correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las fallas, se considerarán cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases, aplicados en localizaciones próximas al punto de ubicación de cada relé de protección y en localizaciones distantes hasta 2 niveles de adyacencia, es decir, hasta 2 puntos o conexiones eléctricas distantes del punto que supervisa o protege el mencionado relé.

Artículo 6-38

La DO deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que sintetice los principales resultados y presente las deficiencias de coordinación identificadas.
- b) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Fallas comprendidas en el análisis.
- g) Criterios de respaldo adoptados para las protecciones.
- h) Resultados del análisis de verificación, con identificación de aquellos relés que están operando de manera incorrecta.
- i) Sensibilidad de las condiciones de operación y la configuración del despacho de generación respecto de la robustez de los sistemas de protección.

TITULO 6-7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSION Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Artículo 6-39

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva que debe realizar la DO, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT, 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 transporte, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

Artículo 6-40

La DO 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 Sistema de Transmisión, 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 6-41

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán 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.
- b) Para el Sistema de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el programa de obras del ITD de la última fijación de precios de nudo vigente.
- c) Para la operación del SI, la DO 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 Nº 5 de las presente NT, evaluando también contingencias que incluyan la pérdida de elementos de compensación de potencia reactiva.

Artículo 6-42

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 tap bajo carga para transformadores.

Artículo 6-43

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 Sistema de Transmisión.

- b) Para el SI en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT, con las unidades generadoras operando dentro del 90 % de la capacidad definida en su Diagrama PQ y en el caso de parques eólicos hasta un factor de potencia 0,98 inductivo o capacitivo, en su punto de conexión.
- c) Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en Capítulo Nº 5 de la presente NT, con las unidades generadoras operando dentro del 100 % de la capacidad definida en su Diagrama PQ y en el caso de parques eólicos 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, deberá procurarse 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 6-44

La DO 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.

TITULO 6-8 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACION DE RESERVAS

Artículo 6-45

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar la DO, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT, a través de:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente NT.
- b) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.
- c) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Artículo 6-46

El nivel de reserva requerido para el CPF 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 6-47

La DO deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para un horizonte de operación de 12 meses, con resolución trimestral o menor. Este estudio se revisará y ajustará a la finalización de ese período, 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 6-48

La DO 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 en tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal.

Para cumplir con lo anterior, el estudio deberá representar las salidas intempestivas de unidades generadoras y las variaciones intempestivas de demanda con los datos obtenidos de los registros existentes en la DP, en tanto estos sean representativos de las perturbaciones a simular.

Artículo 6-49

La DO deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas teniendo en cuenta los criterios y metodología que se definen en la presente NT. Como resultado del estudio se obtendrá un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras 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 la DP. 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 para CPF, con el incremento en el costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.
- e) El nivel óptimo de reserva para CPF, expresado como porcentaje de la capacidad de las unidades generadoras, 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) La metodología descrita en los literales anteriores deberá repetirse para distintos esquemas de implementación de EDAC, de modo de determinar el óptimo económico entre el Costo de Falla de Corta Duración por liberación de Carga por subfrecuencia y los mayores costos de operación por reserva.

Artículo 6-50

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 CDEC.
- e) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada para las instalaciones del Sistema de Transmisión serán las que se vayan acumulando mediante el control estadístico que deberá desarrollar la DP.
- 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 Sistema de Transmisión, serán

definidos por la DO, de acuerdo a los procedimientos e información que se encuentre vigente en el CDEC.

- 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.

Artículo 6-51

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación de la reserva óptima para el CPF, la DO deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del CPF, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadoras del SI.

No obstante lo anterior, se podrá aceptar que algunas unidades generadoras aporten su porcentaje de reserva a través de recursos propios o a través de la sustitución que puedan realizar otras unidades generadoras. 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.

Artículo 6-52

La reserva para el CSF será establecida por la DO en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.

Artículo 6-53

La DO mediante un Estudio Específico de Implementación de un Control Automático de Generación deberá analizar las ventajas y desventajas de instalar un AGC para ejercer la función de CSF en forma automática.

En el caso que el análisis anterior señale que no es conveniente la instalación de un AGC para el CSF en forma automática y dicha función se efectúe en forma manual, se deberá poner en conocimiento de esta situación a la Superintendencia.

TITULO 6-9 ESTUDIO DE EDAC

Artículo 6-54

La DO realizará el Estudio de EDAC, al menos con periodicidad bianual, 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 6-55

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 Sistema de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el programa de obras del ITD de la última fijación de precios de nudo vigente.
- c) Para la operación del SI, la DO 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 Nº 5 de la presente NT, así como otras que a juicio de la DO 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 Equipos de Compensación de Energía Activa, la DO 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 6-56

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

- a) La DO 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 mayor Contingencia 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 salida de un tramo del Sistema de Transmisión.
- c) Se deberá procurar que la demanda comprometida 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 determinado por la DO 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, la DO 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) La DO deberá considerar la conexión de relés de desconexión de carga por subtensión para prevenir los riesgos de un colapso de tensión.

TITULO 6-10 ESTUDIO PARA PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS

Artículo 6-57

El Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas que debe efectuar la DO, se realizará de acuerdo a los criterios y requisitos, de diseño y operación, que deberán ser aplicados al Sistema de Transmisión.

Artículo 6-58

La DO debe realizar el Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas para el SI, el cual deberá ser actualizado al menos cada 4 años.

Artículo 6-59

El Plan de Defensa contra Contingencias Extremas definido en el Estudio comprenderá un esquema automático de utilización de Recursos Especiales de Control de Contingencias, el cual, ante la detección de una contingencia que condujese a un apagón, 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 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, 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 6-60

El Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas deberá incluir al menos:

- a) 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 para inducir la formación de las Islas Eléctricas.
- b) 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.
- c) El análisis de costos e inversiones necesarias para la implementación del plan.
- d) Las obras y plazos de ejecución para la implementación del plan.
- e) La coordinación de las acciones para la ejecución de las obras y puesta en servicio del plan.
- f) Identificación de las Contingencias Extremas que conducen al apagón del SI.

- g) Definición de los Recursos Especiales de Control de Contingencias, entre ellos la configuración de las Islas Eléctricas que tienen más alta probabilidad de ser formadas.
- h) Elección de las variables y magnitudes eléctricas para la activación de los Recursos Especiales 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 Recurso Especiales de Control de Contingencias se realizará en instantes de tiempo en que el SI está siendo fuertemente perturbado, se deberán reducir al mínimo posible la elaboración de las mediciones así como la transmisión de señales que pudieran estar contaminadas.
- i) Balance de potencia en las Islas Eléctricas, a través de los EDAC, EDAG y ERAG. Estos deberán estar convenientemente coordinados para cubrir en forma eficiente situaciones en que una isla pueda ser excedentaria o deficitaria en potencia.

Artículo 6-61

La operación de los automatismos que configuran el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas 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 Especiales 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 Total o Apagón Parcial del SI.

Artículo 6-62

El Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, 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 Sistema de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el programa de obras del ITD de la última fijación de precios de nudo vigente.

TITULO 6-11 ESTUDIO PARA PRS

Artículo 6-63

La DO deberá realizar 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.

Artículo 6-64

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

Artículo 6-65

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 6-66

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 de las 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 respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma en SI.
- d) Efectuar recomendaciones 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 demandas 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 6-67

Las estrategias de recuperación que sean evaluadas en el marco del Estudio para el PRS, y que resulten aprobadas por la DO, 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 CDC y las instrucciones a los CC.
- e) La delegación de funciones del CDC a los CC, según corresponda, para la iniciación del PRS.
- f) Las funciones que deberá ejercer el CDC para la conducción del PRS.
- g) Las funciones que deberán ejercer los CC del Sistema de Transmisión Troncal y de los Sistemas de Subtransmisión 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 6-68

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 6-69

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 Sistema de Transmisión, 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 6-70

El PRS deberá establecer los procedimientos a seguir por los despachadores de los CDC 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, los CDC cuentan 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 Sistema de Transmisión, también se podrá constatar que los flujos de potencia activa y reactiva intercambiados sean nulos.

Artículo 6-71

El Estudio para el PRS deberá establecer las acciones inmediatas que deberá ejecutar el CDC 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 CDC deberá impartir a los CC de los Coordinados para iniciar las maniobras de recuperación.

Artículo 6-72

El Estudio para el PRS, identificará las acciones que deberá desarrollar el CDC 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 CDC 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 6-73

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 6-74

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 Específicos que desarrolle la DO para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales a los que se ajustará la recuperación de las Instalaciones de Clientes. Dicha programación deberá elaborarse en los Estudios Específicos que desarrolle la DO 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 la DO a partir de los Estudios Específicos que ésta desarrolle para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

Artículo 6-75

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 6-76

La tasa de recuperación de la demanda deberá contemplar no sólo 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.

TITULO 6-12 ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA

Artículo 6-77

El Estudio para Análisis de Falla que debe realizar la DO, tiene por objeto analizar las contingencias que tengan como consecuencia la interrupción de suministro para así determinar las causas, consecuencias y medidas correctivas que eviten su repetición, a través del mantenimiento y administración de un registro de información y análisis.

Artículo 6-78

Toda vez que ocurra una falla en unidades de generación, subestaciones, líneas de transmisión u otros equipos, que afecte la continuidad de suministro a clientes finales, los CC que corresponda deberán dar inmediato aviso e informar del evento al CDC.

Artículo 6-79

La comunicación al CDC deberá realizarse a través del medio de comunicación que establezca la DO, pero la misma deberá ser formalizada por el mismo medio u otro que la DO establezca en el plazo máximo de 48 horas después de ocurrida la falla.

La comunicación deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Fecha y hora del envío de la comunicación.
- b) Razón social de la Empresa.
- c) Detalle de las instalaciones afectadas.
- d) Fecha y hora de inicio de la falla.
- e) Tiempo estimado de duración de la falla.
- f) Causa presunta de la falla.
- g) Alarmas, señalizaciones y protecciones operadas.
- h) Consumos afectados por la falla.
- i) Equipos indisponibles por efecto de la falla.
- j) Acciones inmediatas llevadas a cabo por los CC para la normalización del suministro.

Artículo 6-80

A más tardar 5 días después de ocurrida la falla, los CC a cargo de las instalaciones afectadas por la falla enviarán al CDC un Informe de Falla en el cual se detallarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones que hubieren tenido lugar durante la contingencia, los consumos interrumpidos y las maniobras de reposición ejecutadas. Este documento contendrá además la cronología de eventos sincronizados con la base de tiempos del SITR del CDC, las señalizaciones de las protecciones que hubieren actuado, indicando claramente cuáles emitieron disparo al interruptor asociado.

Adicionalmente, se deberá incluir el listado de las subestaciones de transformación involucradas, la cantidad de consumos afectados en cada una de ellas, la causa de la interrupción de consumos y la hora de reposición de la demanda, ya sea parcial o total, según corresponda.

Artículo 6-81

El formato del Informe de Falla en el cual se especifica el contenido, la vía de comunicación y la forma de entrega del mismo se especifica en el Procedimiento DO "Informes de Fallas de Coordinados".

Artículo 6-82

En los casos en que los efectos de la falla se propaguen a instalaciones de otros Coordinados, los CC que corresponda, deberán enviar el correspondiente Informe de Falla al CDC.

Artículo 6-83

La DO, en base a la información recibida en los Informes de Falla y cualquier otro antecedentes o documentación sobre el incidente que se disponga en el SITR, o en los sistemas de monitoreo y control, deberá elaborar un Estudio para Análisis de Falla, el que deberá ser enviado a la Superintendencia antes de 15 días hábiles desde ocurrido el evento. El Estudio para Análisis de Falla deberá contener como mínimo:

- a) Una descripción pormenorizada de la perturbación.
- b) Una descripción del equipamiento afectado.
- c) La cronología de eventos y la descripción de las causas de los eventos.
- d) La descripción de los mecanismos de normalización utilizados.
- e) La estimación de la energía no suministrada.
- f) Una descripción de las acciones realizadas para normalizar el servicio.
- g) El análisis de las actuaciones de protecciones.
- h) Un detalle de toda la información utilizada en la evaluación de la falla.
- i) La descripción de las configuraciones en los momentos previo y posterior a la falla.
- j) Un análisis de las causas de la falla y de la actuación de los dispositivos de protección y control.
- k) Un análisis de las acciones e instrucciones del CDC y la actuación de los CC que corresponda.
- l) Una recomendación respecto de las instalaciones a las cuales la DO debería solicitar una Auditoría.

En el caso de fallas que afecten a menos de 4 MW de demanda, el informe anterior se podrá limitar a:

- a) Descripción resumida de la perturbación indicando zona afectada.
- b) Potencia al momento de la falla.
- c) Estimación de la Energía no suministrada.
- d) Tiempo de duración de la falla.
- e) Descripción de las acciones realizadas para normalizar el suministro.

Lo anterior es sin perjuicio que la Superintendencia pueda solicitar el Estudio para Análisis de Falla completo. Para efecto de lo señalado en este artículo, se entenderá que la Superintendencia está analizando o investigando un evento o falla, si ese organismo solicita al CDEC respectivo antecedentes sobre el evento o falla dentro del plazo de 9 meses.

Artículo 6-84

Si como conclusión del Estudio para Análisis de Falla efectuado por la DO, se concluye que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control, la DO deberá informar a la Superintendencia acerca de las acciones correctivas que se deben adoptar y el cronograma de su implementación. Una vez desarrolladas las acciones correctivas, la DO deberá informarlas a la Superintendencia.

Artículo 6-85

Cuando los resultados de los Estudios para Análisis de Falla así lo recomienden, la DO podrá solicitar una Auditoría Técnica a las instalaciones de los Coordinados que estuvieron involucrados en el evento de falla, en forma directa o indirecta, con el objetivo de:

- a) Recabar mayor información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de todas las fallas ocurridas en el evento.
- b) Comprobar las medidas correctivas aplicadas para normalizar el sistema.
- c) Analizar las características y el flujo de la información suministrada.
- d) Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
- e) Evaluar las responsabilidades del CDC y los CC, según corresponda.
- f) Evaluar las acciones adoptadas por los Coordinados involucrados en el evento, para así evitar su reiteración.
- g) Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el CDC.
- h) Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia, están actualizados, disponibles, y que el personal el CDC y los CC tienen un adecuado conocimiento de su contenido.

CAPÍTULO N° 7 :
Gestión de la Seguridad y
Calidad de Servicio

TITULO 7-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 7-1

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

Artículo 7-2

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 el despacho de potencia reactiva.
- f) Los principios generales del PRS y las acciones a realizar.

TITULO 7-2 JERARQUIAS OPERATIVAS

Artículo 7-3

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 7-4

Cada CC ejecutará las maniobras a su cargo y responsabilidad con el objeto de cumplir con la programación de la operación que realice la DO, los Procedimientos DO y Estudios DO, respetando las disposiciones de la presente NT y las pautas generales establecidas por los CC de mayor nivel jerárquico.

Artículo 7-5

El orden de jerarquías en la operación será el siguiente:

- a) El CDC.
- b) Los CC responsables de la operación del Sistema de Transmisión Troncal.
- c) Los CC responsables de la operación de los Sistemas de Subtransmisión.

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

Artículo 7-6

El orden jerárquico establecido en el artículo precedente podrá ser alterado por el CDC 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.

TITULO 7-3 CONTROL DE FRECUENCIA

Artículo 7-7

En el CPF sólo podrán participar aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el Capítulo N° 8 de la presente NT.

Artículo 7-8

Todas las unidades generadoras que participen del CPF deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del Controlador de Velocidad de su máquina motriz o mediante Equipos de Compensación de Energía Activa, ante una variación de frecuencia en el SI, siempre y cuando estén habilitados por la DO y disponibles para cumplir dicha función.

Artículo 7-9

Para obtener la señalada habilitación se deberá demostrar, a satisfacción de la DO, 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.

Artículo 7-10

Cada unidad generadora que participe en el CPF aportará el porcentaje de reserva primaria que se determine mediante los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT.

Artículo 7-11

El CSF será realizado por aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el Capítulo N° 8 de la presente NT.

Artículo 7-12

El CSF podrá ser realizado en forma manual por una única unidad generadora, con apoyo de otras unidades generadoras o bien, en forma automática por varias unidades generadoras, a través de un AGC.

La DO deberá evaluar los beneficios de implementar un AGC en el SI, para lo cual deberá presentar a la Comisión, al menos cada 4 años, un Estudio Específico que evalúe la necesidad y conveniencia técnico-económica de implementar un AGC.

Artículo 7-13

Cuando un grupo de unidades generadoras o centrales eléctricas pertenecientes a un mismo propietario estén habilitadas para participar en el CSF, estas podrán ejercer el CSF de manera conjunta siempre y cuando dispongan de un controlador centralizado de generación que esté habilitado por la DO para ejercer esa función.

Artículo 7-14

Los Coordinados propietarios de medios de generación que operen en sincronismo deberán poner a disposición de la DO, como mínimo, y para cada unidad generadora, la información especificada en el Capítulo N° 9 de la presente NT.

Artículo 7-15

En caso que el SI se encuentre disgregado en una o más Islas Eléctricas, el CDC 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 CDC 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 CDC coordinará con los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, desconexiones manuales de consumos hasta recuperar los márgenes de reserva requeridos.

TITULO 7-4 CONTROL DE TENSION

Artículo 7-16

El Control de Tensión estará a cargo del CDC, 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 la DO.

El CDC 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 CDC deberá implementar los criterios e instrucciones operativas en el caso que sea necesario restablecer las tensiones del Sistema de Transmisión a los estándares exigidos por la presente NT.

En Estado de Emergencia, el CDC deberá recuperar el Control de Tensión ejerciendo las acciones de coordinación necesarias sobre las instalaciones de generación, equipamiento de compensación existente en el Sistema de Transmisión, 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 7-17

Los recursos disponibles para el Control de Tensión, tanto en la etapa de programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva como durante la operación real, serán a lo menos los que se establecen a continuación:

- a) Maniobras automáticas de los cambiadores de tap 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, que los CC deberán realizar manteniendo los valores de las consignas establecidas por el CDC.
- b) Maniobras manuales de los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores de potencia del Sistema de Transmisión, que los CC deberán realizar cumpliendo en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y manteniendo los perfiles de tensión establecidos por el CDC 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 CDC 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 CDC en el lado de Alta Tensión.

- e) Maniobras manuales de los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras del SI, que los CC deberán realizar 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 CDC 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 acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del CDC, 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 de la presente NT, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.

Artículo 7-18

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

Artículo 7-19

Los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, así como 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 CDC.

Artículo 7-20

La DO será la encargada de realizar la programación del perfil de tensiones y el despacho 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 Procedimiento DO " Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva" se detallará el proceso de la programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva que deberá realizar.

Artículo 7-21

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

Artículo 7-22

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 Sistema de Transmisión. En este último caso se deberán informar además las causas de la anomalía y el tiempo estimado para la normalización de dichas instalaciones.

Artículo 7-23

La DO realizará la programación del perfil de tensiones y el despacho 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, están disponibles y con capacidad de ajustar las consignas a los valores que instruya el CDC.

Cuando estas condiciones no se verifiquen en la operación, los Coordinados deberán cumplir con los requisitos informativos establecidos en el Artículo 7-22 de la presente NT para los casos de indisponibilidad de equipamientos.

Artículo 7-24

Toda salida de servicio por mantenimiento de las instalaciones o equipamientos de compensación de potencia reactiva, de generación o del Sistema de Transmisión, deberá ser autorizada por la DO, 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 7-25

La programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva será realizada diariamente por la DO sobre la base de los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT, empleando los datos actualizados y corregidos de la demanda pronosticada para las siguientes 24 horas.

Como resultado de esta programación, la DO deberá dar cumplimiento a los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT.

Artículo 7-26

Para el SI en Estado Normal, el CDC 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 de la presente NT.

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

Artículo 7-27

Los Coordinados deberán poner a disposición del CDC 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 CDC.

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 tap bajo carga de los transformadores de potencia, y toda la zona de operación entregando o absorbiendo reactivos, conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo N° 3 de la presente NT y a la información técnica presentada por el propietarios según se dispone en el Capítulo 9 de la presente.

Artículo 7-28

Los cambiadores de tap de los transformadores de unidades generadoras que no posean regulación bajo carga, deberán ser ajustados con la periodicidad que la DO establezca, ubicando la posición del tap 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 realizado sólo cuando el CDC lo instruya, lo cual deberá ser efectuado en aquellos momentos en que la unidad no esté en operación.

Artículo 7-29

En Estado de Alerta, el CDC 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 presente NT 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 CDC, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 7-30

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 CDC 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 Sistema de Transmisión.
- 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 entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo Nº 3 de la presente NT.
- c) Maniobras manuales sobre los cambiadores de tap 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 Sistema de Transmisión Troncal, 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 7-31

En Estado de Alerta, la asignación de reservas de potencia reactiva será realizada por la DO. 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.

La DO 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 Sistema de Transmisión.

Artículo 7-32

En Estado de Emergencia, el CDC deberá ejercer las acciones de coordinación necesarias para restaurar la tensión a los valores límites establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT. Estas acciones de coordinación tendrán diferente carácter y podrán comprender medidas extremas, tales como, modificaciones del despacho de generación, desconexión de líneas de los Sistemas de Transmisión, 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 CDC, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 7-33

En Estado de Emergencia, los valores de consigna de las tensiones serán establecidos por la DO, sobre la base de la programación del perfil de tensiones y despacho 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 la DO, el CDC 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 entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo N° 3 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 CDC, en relación a equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, 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 de la presente NT, 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 de las Instalaciones de Clientes, la aplicación de desconexión de consumos no comprendidos en los EDAC por subfrecuencia y/o subtensión, para lo cual el CDC 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.

TITULO 7-5 PLAN DE RECUPERACION DE SERVICIO

Artículo 7-34

Las bases sobre las que se sustenta el PRS están constituidas por la experiencia operativa acumulada por la DO, el CDC y los CC, como así también, por los resultados de los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT, 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 7-35

Será responsabilidad de la DO 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 de los CDC 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 7-36

El CDC 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 SISTR.

Artículo 7-37

Confirmada la ocurrencia de un apagón, el CDC deberá instruir a los CC cuyas instalaciones estén dentro de las zonas afectadas, abrir sus conexiones con el Sistema de Transmisión, e

iniciar de inmediato la recuperación de las Islas Eléctricas, en base a las unidades generadoras que dispongan de Partida Autónoma.

Artículo 7-38

El CDC podrá delegar en los CC del Sistema de Transmisión la coordinación y supervisión de las maniobras de recuperación parciales a partir de la energización desde las unidades generadoras 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.

Artículo 7-39

Será responsabilidad de los CC dar aviso inmediato al CDC 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 CDC 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 7-40

Cuando se esté ante una situación de Apagón Total o Apagón Parcial, el CDC 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 que estén en condiciones y capacidad de energizar el Sistema de Transmisión separado en Islas Eléctricas, posibilitando la recuperación parcial del servicio en aquellas zonas con generación local autónoma.

Artículo 7-41

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 7-42

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

Artículo 7-43

La información de carácter no operativo a suministrar a las autoridades, usuarios y opinión pública se canalizará a través de la DO que corresponda, quien ajustará su proceder conforme al PRS, en conformidad a lo establecido en el Artículo 7-3 de la presente NT.

Artículo 7-44

En materia de información, la DO 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 CDEC.
- d) Proveer la información de detalle que sobre el incidente soliciten la Superintendencia y la Comisión.

Artículo 7-45

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, el CDC y los CC del Sistema de Transmisión 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 7-46

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 CDC 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 7-47

El CDC, 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 CDC 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 y unidades hidroeléctricas, 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 7-48

El CDC 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 CDC podrá instruir a los CC de las Instalaciones de Clientes, la desconexión de consumos, con el objeto de preservar la seguridad del PRS.

Artículo 7-49

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 Velocidad lo permita. Esta unidad será la responsable del Control de Frecuencia bajo una modalidad de operación que garantizará un control sin error permanente.

Artículo 7-50

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 CDC.

Artículo 7-51

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.

CAPÍTULO N° 8 :
Habilitación y Monitoreo
de Instalaciones

TITULO 8-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 8-1

El objetivo del presente capítulo es definir las características de la habilitación y supervisión de las instalaciones del SI destinadas a ejercer el Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS.

Adicionalmente, se establecen los términos y condiciones con los que se realizarán las Auditorías Técnicas independientes requeridas por la DO para las instalaciones de los Coordinados.

Artículo 8-2

El alcance del presente capítulo es:

- a) Establecer los criterios y consideraciones para la habilitación de instalaciones y equipamientos que deberán prestar SSCC.
- b) Establecer los criterios y consideraciones para la supervisión de instalaciones y sus equipamientos, con el fin de verificar o corregir su desempeño en el SI.
- c) Definir los criterios y metodologías con los cuales se desarrollaran las Auditorías Técnicas que la DO solicite para realizar el control de las instalaciones y sus equipamientos.

TITULO 8-2 ENSAYOS PARA HABILITACION

Artículo 8-3

El Procedimiento DO "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS" , contendrá las formalidades y descripción mínima de los ensayos o pruebas necesarias para la habilitación de las instalaciones que participen del Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS con el objeto de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en el presente capítulo.

En el Procedimiento DO "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS", para cada prueba deberá incluirse una descripción de la metodología a seguir en cada una de las etapas, los requerimientos que deberán cumplir los sistemas de medición y registro de variables a utilizar, las medidas de seguridad a adoptar durante las pruebas, los requerimientos generales y modelos de protocolos de ensayo, y el contenido mínimo del informe de ensayo.

Artículo 8-4

La solicitud de habilitación deberá ser presentada por el Coordinado a la DO. Una vez presentada, el CC que corresponda deberá enviar a la DO una solicitud de autorización para ensayos, a lo menos con 15 días de anticipación a la fecha prevista para el inicio de las pruebas.

Para tal efecto, deberá elaborar y proponer a la DO un plan de ensayos que deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Listado de los ensayos a realizar.
- b) Descripción de las operaciones y/o perturbaciones que se aplicarán sobre las instalaciones y el SI.
- c) Duración prevista de los ensayos.
- d) Medidas de seguridad que se deberían adoptar.

Artículo 8-5

El CDC deberá 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, las restricciones o modificaciones al plan de ensayos propuesto conforme al artículo precedente. Asimismo deberá verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas.

Artículo 8-6

El Coordinado que presenta la solicitud de habilitación deberá poner a disposición de la DO toda la documentación técnica que le sea requerida, a los efectos de facilitar la realización de las correspondientes inspecciones, pruebas y/o ensayos que corresponda.

TITULO 8-3 HABILITACION DE INSTALACIONES DE GENERACION

Artículo 8-7

Los propietarios de unidades de generación que cuenten con los elementos de control primario de frecuencia podrán, por iniciativa propia o a solicitud de la DO justificada mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, solicitar la habilitación de estas unidades para el control de frecuencia primaria.

Ante la solicitud de un propietario de una unidad o de un conjunto de unidades generadoras, para habilitar sus unidades a participar en el CPF o en el CSF, la DO, dentro de un plazo máximo de 10 días, deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación.

Asimismo, ante la solicitud de la DO para que un generador habilite el sistema de control primario de frecuencia de sus unidades, el generador dispondrá de un máximo de 10 días para informar a la DO el plazo que le tomará el cumplimiento de los requisitos, plazo que no podrá ser superior a tres meses.

Artículo 8-8

En caso de cumplirse todos los requisitos a que se refiere el artículo precedente, la DO deberá proceder a:

- a) Calificar la unidad generadora como habilitada para participar en el CPF, según corresponda;
- b) Calificar la unidad generadora, o conjunto de ellas, como habilitada para participar en el CSF, identificando las unidades pertinentes, según corresponda;
- c) Calificar el grupo de unidades generadoras o centrales como habilitadas para participar en el CSF, en caso de tratarse de una solicitud de habilitación de AGC.

Artículo 8-9

Esta habilitación entrará en vigencia a partir de la semana siguiente de la notificación de la DO, luego de lo cual la unidad generadora deberá aportar reserva para el CPF y CSF, según corresponda, de acuerdo a lo que la DO determine en base a los requisitos técnicos informados.

Tanto las unidades habilitadas como las que no lo están, podrán participar en el CPF y CSF mediante la utilización de Equipos de Compensación de Energía Activa, que cuenten con la habilitación respectiva de la DO.

Artículo 8-10

Una vez que una unidad generadora ha sido habilitada para el CPF, la DO deberá incluirla en la programación de la operación como unidad en condiciones de participar en el CPF, a partir de la siguiente programación semanal de la operación.

Artículo 8-11

Una vez que una unidad generadora, o grupo de ellas, ha sido habilitada para el CSF, la DO deberá incluirla para participar en el CSF, a partir de la siguiente programación semanal de la operación.

Artículo 8-12

Todo propietario de unidades generadoras que se encuentren habilitadas, deberá informar a la DO cualquier modificación en sus unidades o control centralizado de generación que estén habilitados para el Control de Frecuencia, en tanto esta afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación.

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

Artículo 8-13

Los ensayos para habilitar a una unidad generadora a participar en el CPF, tendrán por objeto verificar la respuesta mínima de la unidad ante variaciones rápidas 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 presente NT.

Artículo 8-14

Los ensayos para habilitar a una unidad generadora a participar en el CPF deberán comprender, como mínimo lo siguiente:

- a) Determinación del tiempo de establecimiento del Control de Frecuencia.
- b) Determinación de la banda muerta.
- c) Determinación del estatismo permanente.
- d) Determinación de la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz.

Tales ensayos deberán realizarse en la oportunidad que la DO lo autorice, previa solicitud y coordinación entre el CDC y el CC que corresponda.

Artículo 8-15

Los ensayos para habilitar una unidad generadora a participar en el CSF, tendrán por objeto verificar que las instalaciones cumplan con las especificaciones técnicas mínimas establecidas en el TITULO 3-3 de la presente NT.

Artículo 8-16

El Procedimiento DO "Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS" contendrá las características, requerimientos específicos y modelos de protocolos de ensayos para la habilitación a participar en el CPF y CSF, de acuerdo a las características de cada SI.

Artículo 8-17

El procedimiento a que se refiere el artículo precedente, estará destinado a verificar la respuesta esperada ante un estímulo, dado por un cambio de consigna, operado mediante la inyección de una rampa automática de toma de carga, o a partir de un desvío previo de la frecuencia.

La respuesta del control deberá resultar aceptable, en concordancia con la necesidad de recuperar el margen original de reserva para el CPF y restablecer la frecuencia a la banda de tolerancia definida para el Estado Normal del SI.

Los estímulos de cambio de consigna, podrán estar dados por señales provenientes de un control automático distribuido, o por la aplicación manual de una señal por parte del operador de la unidad generadora que corresponda.

Artículo 8-18

Para habilitar una unidad generadora o conjunto de ellas a participar en la Partida Autónoma del PRS, 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.

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

Artículo 8-19

Para habilitar una unidad generadora o conjunto de ellas a participar en el Aislamiento Rápido del PRS se deberá demostrar:

- a) Capacidad de mantener alimentación de sus servicios auxiliares ante un Apagón Total o Apagón Parcial del SI.
- b) Verificación de coordinación de protecciones y automatismo de la unidad con otras protecciones del SI.
- c) Capacidad de operar en forma estable alimentando sólo sus servicios auxiliares durante un tiempo mínimo específico.

Artículo 8-20

Ante la solicitud de un propietario de un Equipo de Compensación de Energía Activa para ser habilitado a participar en el CPF o en el CSF, la DO dentro de un plazo máximo de 10 días deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación.

En caso de cumplirse todos los requisitos, la DO deberá informar a los propietarios que hayan presentado tal solicitud de habilitación, procediendo a calificar según corresponda para CPF, CSF o EDAC.

Esta habilitación entrará en vigencia a partir de la semana siguiente de la notificación de la DO, luego de lo cual equipo deberá aportar según su calificación de acuerdo a lo que la DO determine en base a los requisitos técnicos informados y, si corresponde, de acuerdo a la programación de la unidad generadora que esté reemplazando.

Artículo 8-21

Todo propietario de Equipos de Compensación de Energía Activa que se encuentren habilitados, deberá informar a la DO cualquier modificación en sus unidades o sistema de control, en tanto esta afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación.

Si dicha modificación hace que la instalación deje de cumplir los requisitos presentados para la habilitación original, la DO deberá informar al propietario que corresponda la pérdida de la habilitación o reduciendo el reconocimiento de potencia efectiva del equipo, justificando la adopción de tal decisión. No obstante lo anterior, el propietario podrá presentar posteriormente una nueva solicitud de habilitación cuando pueda demostrar que se cumplen todos los requisitos y exigencias pertinentes.

Artículo 8-22

En el caso que el Equipo de Compensación de Energía Activa esté calificado para su operación como EDAC, se deberá verificar los esquemas necesarios de liberación de carga para el caso de falla cuya duración se prolongue por sobre el tiempo máximo de funcionamiento del equipo.

Artículo 8-23

Los ensayos para habilitar a un Equipos de Compensación de Energía Activa, tendrán por objeto verificar la respuesta mínima de la unidad ante variaciones rápidas de la frecuencia y a verificar su comportamiento potencia versus tiempo.

Adicionalmente, la DO podrá establecer auditorias con cierta periodicidad para comprobar que no han existido cambios en la curva de potencia-tiempo por disminución de la vida útil de las baterías del equipo.

TITULO 8-4 HABILITACION DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISION

Artículo 8-24

En las instalaciones del Sistema de Transmisión, se realizarán ensayos a las instalaciones que intervienen en el PRS. de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento DO "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS" que contendrá las características, requerimientos especiales y protocolos de pruebas para la realización de los ensayos que corresponda realizar.

Artículo 8-25

Para comprobar que las protecciones cumplen con los requisitos mínimos de seguridad, selectividad y velocidad, la DO podrá solicitar a los Coordinados que sean propietarios de instalaciones del Sistema de Transmisión, la realización de ensayos que comprendan la aplicación de perturbaciones controladas en los Sistemas de Transmisión Troncal y Sistemas de Subtransmisión.

Los tipos de perturbaciones a aplicar y su ubicación serán definidas por la DO, caso a caso, pudiendo incluir fallas monofásicas o bifásicas.

Artículo 8-26

Para hacer posible la realización de los ensayos de protecciones mencionados en el presente título, la DO deberá adoptar medidas de seguridad en la operación del SI, para así contar con suficientes márgenes y reservas operacionales.

Artículo 8-27

La DO deberá solicitar que en las instalaciones del Sistema de Transmisión se realicen ensayos para habilitar las instalaciones que participan en el PRS.

Artículo 8-28

En el Procedimiento DO “Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS”, se establecerán las características, requerimientos especiales y modelos de los protocolos de ensayos de las instalaciones especificadas en el presente título. No obstante lo anterior, las pruebas deberán comprender como mínimo:

- a) La verificación de la calidad y cantidad de los sistemas de alimentación de corriente continua por baterías.
- b) El sistema de Partida Autónoma de grupos de emergencia.
- c) La capacidad de abastecimiento del sistema de aire comprimido para accionamientos.
- d) El equipamiento de sincronización y los enlaces de datos y comunicaciones entre el CDC y los CC que corresponda, tanto en condiciones normales como de emergencia.

TITULO 8-5 HABILITACION DE INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 8-29

La DO solicitará a los propietarios de las Instalaciones de Clientes, la realización de ensayos o pruebas para habilitar las instalaciones que participen del EDAC por señal específica, subfrecuencia y/o subtensión, conforme a las exigencias establecidas en la presente NT y al Procedimiento DO “Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS”

Artículo 8-30

La DO solicitará a los propietarios de las Instalaciones de Clientes, la realización de ensayos para habilitar las instalaciones que participen del PRS, siguiendo los requerimientos en materia de ensayos de habilitación definidos para instalaciones de transmisión en TITULO 8-4 de la presente NT.

TITULO 8-6 AUDITORIAS TECNICAS

Artículo 8-31

La DO deberá solicitar a los Coordinados una Auditoria Técnica en caso que en la operación de alguna instalación o equipamiento sujeto a la coordinación del CDEC, se observe y registre un desempeño deficiente, con el fin de verificar o corregir su comportamiento en el SI.

En el Procedimiento DO "Desarrollo de Auditorias Técnicas" se establecerán los términos y condiciones en que se desarrollarán dichas Auditorias Técnicas.

Artículo 8-32

Cuando la DO solicite una Auditoria Técnica, en dicha solicitud se deberá a lo menos:

- a) Identificar el operador o propietario de las instalaciones y/o equipamientos.
- b) Describir la causa o justificación de la solicitud.
- c) Informar al CC que opera las instalaciones y/o equipamientos.
- d) Detallar las condiciones anormales detectadas presentando registros, mediciones u otros antecedentes que demuestren las desviaciones detectadas.
- e) Enviar a la Superintendencia copia de todos los antecedentes señalados en el presente artículo.

Artículo 8-33

En caso que la operación del SI con las instalaciones existentes no permita el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 5 de la presente NT, la DO deberá informar a la Superintendencia tal situación.

En tal caso, la DO podrá aplicar restricciones operativas, tales como la limitación de la potencia inyectada, retirada o transmitida, desde o a través del SI, según corresponda, en la medida que dichas restricciones se transformen en una solución que permita cumplir con los estándares antes señalados.

TITULO 8-7 SUPERVISION DEL CONTROL DE FRECUENCIA

Artículo 8-34

En caso que alguna unidad generadora habilitada para participar en el CPF, demuestre un desempeño insuficiente en tal función, la DO deberá informar a la Superintendencia y podrá solicitar una Auditoria Técnica para verificar la respuesta del Controlador de Velocidad y

comprobar que ésta cumple con su evaluación declarada por el fabricante o la obtenida en la última habilitación, según corresponda.

Una vez finalizada la Auditoria Técnica y recibido el informe que corresponda, la DO deberá informar a la Superintendencia los resultados y conclusiones en un plazo máximo de 10 días.

Artículo 8-35

El CDC realizará mediciones de la frecuencia con el SITR para verificar la reserva disponible para el CPF de acuerdo a los valores programados, y comprobará el adecuado desempeño del CPF realizado por las unidades generadoras que participan en dicho control.

Artículo 8-36

El CDC deberá supervisar el desempeño del CSF por parte de las unidades generadoras y/o centrales eléctricas asignadas a esa función, a través de mediciones realizadas con el SITR.

En caso de observarse desviaciones o un desempeño que no esté acorde a los valores programados, la DO podrá solicitar a las unidades generadoras que corresponda, la realización de una Auditoria Técnica.

Artículo 8-37

La DO deberá monitorear las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos del EDAC por subfrecuencia cumplen con las exigencias establecidas en la presente NT, en particular, con lo establecido en el TITULO 6-9 de la presente NT.

Artículo 8-38

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación del EDAC por subfrecuencia o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice la DO deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Frecuencia observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas y/o niveles de reserva respecto de los valores programados, la DO deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados por los propietarios de las instalaciones que corresponda.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, la DO deberá informar a la Superintendencia y suspender la habilitación que corresponda, hasta que no existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoria Técnica. A partir de lo anterior, la DP o la DO, según corresponda, deberá actualizar los estudios especificados en el Capítulo Nº 6 de la presente NT.

TITULO 8-8 SUPERVISION DEL CONTROL DE TENSION

Artículo 8-39

El CDC deberá efectuar una supervisión permanente del cumplimiento de los estándares exigidos en la presente NT para el Control de Tensión durante la operación en tiempo real.

Para tal efecto, el CDC supervisará el perfil de tensiones en los Sistemas de Transmisión, el factor de potencia en las Instalaciones de Conexión de Clientes, así como el estado operativo y suministro de potencia reactiva que efectúan las unidades generadoras y los elementos de compensación de potencia reactiva, verificando cumplimiento de la SyCS programada por la DO.

Artículo 8-40

La DO mantendrá un registro actualizado de los antecedentes del desempeño de todos los Coordinados, en relación al Control de Tensión e inyección o absorción de potencia reactiva, junto con los datos utilizados para calcular los indicadores de desempeño que corresponda.

Artículo 8-41

A partir de las mediciones en tiempo real, el CDC realizará la supervisión de la potencia reactiva necesaria en respuesta a los cambios en la tensión y/o las instrucciones impartidas por el CDC y los CC que corresponda, informando a la DO de cualquier desempeño insuficiente o incorrecto que se aparte de la operación programada.

Artículo 8-42

El CDC deberá verificar el adecuado desempeño del Control de Tensión supervisando el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras, a través de mediciones realizadas con el SITR.

La DO podrá solicitar a las unidades generadoras que corresponda, la realización de una Auditoría Técnica para verificar que las instalaciones cumplen con los requisitos de habilitación respectivos, en caso de detectar deficiencias en la calidad del Control de Tensión y/o restricciones al aporte de potencia reactiva.

Artículo 8-43

El CDC verificará el correcto desempeño de los equipos de compensación reactiva y control del perfil de tensión en el Sistema de Transmisión. De observarse deficiencias en el funcionamiento y desempeño de los mismos, la DO podrá solicitar al propietario de las instalaciones que corresponda la realización de una Auditoría Técnica para verificar el cumplimiento de requerimientos técnicos mínimos de operación y el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT.

Artículo 8-44

El CDC deberá monitorear las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos del EDAC por subtensión y por señal específica, cumplen con las exigencias establecidas en la presente NT, en particular, con lo establecido en el Estudio de EDAC especificado en el TITULO 6-9 de la presente NT.

Artículo 8-45

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación del EDAC por subtensión o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice la DO deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Tensión observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas, niveles de reserva y compensación programadas, la DO deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados por los propietarios de las instalaciones que corresponda.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, la DO deberá informar a la Superintendencia y suspender la habilitación que corresponda, hasta que no existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoría Técnica. A partir de lo anterior, la DO o la DP, según corresponda, deberá actualizar los estudios especificados en el Capítulo N° 6 de la presente NT.

Artículo 8-46

Cuando se observe que existe incumplimiento del factor de potencia en el punto de conexión entre las Instalaciones de Clientes y el Sistema de Transmisión, la DO podrá requerir la realización de una Auditoría Técnica para verificar el correcto funcionamiento de los equipos de compensación, e identificar las causas de las desviaciones. De confirmarse un incumplimiento sistemático o reiterado, la DO deberá informar a la Superintendencia.

Artículo 8-47

La DO deberá solicitar la realización de una Auditoría Técnica para verificar el correcto desempeño del equipamiento de una unidad generadora, cuando determine que dichos equipamientos no cumple con las exigencias de SyCS relativas al Control de Tensión y estabilización del sistema de potencia establecidas en la presente NT.

Artículo 8-48

Los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora comprenderán la obtención de las respuestas dinámicas del regulador automático de tensión; los lazos de limitación de máxima excitación, mínima excitación y característica tensión-frecuencia; y los lazos de estabilización suplementaria; con el fin de comprobar su correcto desempeño. La DO podrá requerir realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Verificación de la función de transferencia del Controlador de Tensión.
- b) Verificación de la respuesta del Controlador de Tensión con la unidad girando en vacío.
- c) Verificación de la respuesta del Controlador de Tensión con la unidad conectada al SI y operando con carga.
- d) Verificación de los límites del sistema de excitación y los límites electrónicos del Controlador de Tensión con la unidad girando en vacío.
- e) Obtención de la respuesta dinámica, operando con carga, con actuación de los limitadores de mínima y máxima excitación.

Artículo 8-49

Con el fin de verificar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,2 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora, la DO podrá solicitar ensayos para el PSS que estime pertinente, los cuales incluirán como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS.
- b) Medición del amortiguamiento del modo local de oscilación.
- c) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.
- d) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Artículo 8-50

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo precedente, la DO determinará bajo qué circunstancias y en qué unidades generadoras deberá estar operativo el PSS, de acuerdo a los requerimientos del SI.

Tal decisión deberá ser debidamente justificada y fundamentada en base a los estudios del Capítulo Nº 6 y los Estudios Específicos de la presente NT, a partir de los cuales la DO definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

TITULO 8-9 SUPERVISION DEL PRS

Artículo 8-51

En caso que el CDC no pueda verificar la Partida Autónoma de una unidad generadora o que esta haya exhibido un desempeño insuficiente, la DO podrá solicitar a los propietarios de las unidades generadoras que corresponda, la realización de una Auditoria Técnica para confirmar que las instalaciones cumplen con los requisitos de habilitación respectivos.

Artículo 8-52

Con el objeto de comprobar la conservación de la aptitud y capacidad de las instalaciones y equipamientos del Sistema de Transmisión habilitados a participar en el PRS, la DO podrá requerir al propietario de las instalaciones y equipamientos que corresponda, una Auditoria Técnica para verificar y comprobar que estos cumplen con los requisitos de habilitación.

TITULO 8-10 MONITOREO DE PROTECCIONES

Artículo 8-53

Con el objeto de comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SI, y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del estudio especificado en el TITULO 6-6 de la presente NT, la DO podrá requerir al propietario de las instalaciones que corresponda, la realización de una Auditoria Técnica para confirmar que las protecciones cumplen con lo establecido en el referido estudio.

Artículo 8-54

La Auditoria Técnica y los ensayos de las protecciones eléctricas deberán incluir como mínimo las siguientes comprobaciones:

- a) Catastro de los sistemas de protección instalados a partir de la Información Técnica que se informe a la DP, especificando la marca del dispositivo, el tipo de protección, las características técnicas principales, las características y lógicas de funcionamiento, el rango posible de variación de los parámetros de calibración, el valor de la calibración actual y la cantidad de pasos de calibración entre el mínimo y máximo valor, según corresponda.
- b) Catastro de las características técnicas principales de los transformadores de medición, tales como el tipo, clase de precisión, relación de transformación, y conexiones para la formación de las magnitudes leídas por los relés de protección.
- c) Contraste de las características del equipamiento obtenidos a partir de la base de datos de la DO, y las que sean informadas por el propietario de las instalaciones al serle requeridas.
- d) Contraste de las calibraciones obtenidas en terreno con los valores disponibles en la Información Técnica recopilada por la DP, detección de las desviaciones o diferencias indagando su origen o justificación, análisis de los efectos que pueden tener sobre la coordinación y desempeño del sistema de protecciones y la SyCS del SI.
- e) Resultados y conclusiones acerca del estado de conservación de los equipos y la calidad del mantenimiento realizado.

Artículo 8-55

En caso que la DO detecte desvíos al cumplimiento de los compromisos y obligaciones inherentes a las instalaciones y equipamientos del Sistema de Transmisión, estos serán informados a la Superintendencia.

CAPÍTULO N° 9 : ***Información Técnica***

TITULO 9-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 9-1

El objetivo del presente capítulo es especificar la Información Técnica del SI a la cual podrá tener acceso cualquier usuario o interesado, en forma gratuita, a través del sitio WEB del CDEC.

Artículo 9-2

La Información Técnica del SI será procesada y acumulada por la DP, la cual deberá mantener y publicar en el sitio WEB del CDEC una versión actualizada al menos semestralmente, en formatos compatibles con herramientas y aplicaciones computacionales de uso común, esto es, en archivos tipo ACROBAT (*.PDF), TEXTO (*.csv) o EXCEL (*.xls), u otros de similares características, de acuerdo al tipo de información de que se trate.

Artículo 9-3

La Información Técnica deberá ser entregada a la DP por los Coordinados que posean u operen instalaciones del SI, para lo cual deberán entregar dichos antecedentes en informe escrito y en medio electrónico, de acuerdo al formato definido en el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento".

TITULO 9-2 LINEAS DE TRANSMISION

Artículo 9-4

Los Coordinados que posean u operen líneas de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tensión nominal [kV].
- b) Longitud [km].
- c) Resistencia de secuencia positiva [Ω /km].
- d) Reactancia de secuencia positiva [Ω /km].
- e) Susceptancia de secuencia positiva [10^{-6} / Ω -km].
- f) Resistencia de secuencia cero [Ω /km].
- g) Reactancia de secuencia cero [Ω /km].
- h) Susceptancia de secuencia cero [10^{-6} / Ω -km].
- i) Corriente nominal, permanente [A].
- j) Corriente admisible, transitoria [A].
- k) Potencia nominal reactor de línea en terminal inicial [MVA_r].
- l) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal inicial [Ω].
- m) Potencia nominal reactor de línea en terminal final [MVA_r].
- n) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal final [Ω].
- o) Sección del conductor [mm²].

- p) Tipo de conductor (ACSR, ACAR, entre otros).
- q) Número de conductores por fase.
- r) Sección del cable de guardia [mm²].
- s) Material del cable de guardia.
- t) Resistividad del terreno [Ω -m].
- u) Material de las torres.
- v) Fecha de entrada en operación.
- w) Fecha prevista de salida de servicio activo.

Para los literales i) y j) del presente artículo, se deberán especificar las correspondientes aclaraciones, y especificaciones de otros factores limitantes, tales como: Límite Térmico; límite debido a otros componentes del SI tales como transformadores de corriente, bobina de onda portadora, entre otras; límite en verano y límite en invierno; según corresponda.

Para los literales k) y m) del presente artículo, se deberá especificar si dichos equipos son o no desconectables.

TITULO 9-3 EQUIPOS DE TRANSFORMACION

Artículo 9-5

Los Coordinados que posean u operen equipos de transformación pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Capacidades nominales en [MVA], para las distintas etapas de refrigeración que posea el transformador.
- b) Impedancia de secuencia positiva, indicando base o referencia de cálculo.
- c) Impedancia de secuencia cero, indicando base o referencia de cálculo.
- d) Relación de Transformación y tensiones nominales.
- e) Grupo de conexión.
- f) Pérdidas en vacío.
- g) Pérdidas a plena carga.
- h) Método de conexión a tierra del neutro (sólidamente conectado a tierra, vía impedancia u otro método).
- i) Tipo de cambiador de tap (en vacío o en carga), cantidad de pasos y rango de regulación.
- j) Máxima sobrecarga admisible y curva de sobrecarga sin pérdida de vida útil.
- k) Protecciones y calibraciones.
- l) Tasa de indisponibilidad forzada.
- m) Tasa de indisponibilidad programada.

TITULO 9-4 INTERRUPTORES DE MANIOBRA

Artículo 9-6

Los Coordinados que posean u operen interruptores de maniobra pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tensión nominal.
- b) Corriente nominal.
- c) Capacidad de ruptura, simétrica y asimétrica.
- d) Capacidad de cierre en cortocircuito.
- e) Ciclo de operación nominal.
- f) Tiempo de operación.
- g) Tipo de medio aislante (aceite, neumático, SF6, vacío, entre otros).
- h) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar).
- i) Especificación de la norma de fabricación.

TITULO 9-5 SUBESTACIONES

Artículo 9-7

Los Coordinados que posean u operen subestaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Barras de conexión involucradas y su capacidad térmica.
- b) Equipos de transformación.
- c) Interruptores.
- d) Seccionadores.
- e) Conexiones de puesta a tierra.
- f) Equipos de medición.
- g) Equipos de sincronización.
- h) Equipos de comunicaciones.
- i) Sistemas de protección.
- j) Transformadores de medida (corriente y tensión).
- k) Pararrayos.
- l) Diagrama unilineal de la subestación, señalando la capacidad nominal de todos los equipos primarios.

TITULO 9-6 DISPOSITIVOS DE RECONEXIÓN DE LINEAS DE TRANSMISION

Artículo 9-8

Los Coordinados que posean u operen dispositivos de reconexión de líneas de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tipo de dispositivo.
- b) Tipo de operación (monopolar, tripolar, instantáneo, sincroverificado).
- c) Tiempo de reconexión.
- d) Número de intentos de reconexión.
- e) Tiempos de reposición.

TITULO 9-7 EQUIPOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA

Artículo 9-9

Los Coordinados que posean u operen equipos de compensación de potencia reactiva pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tipo de equipo.
- b) Capacidad nominal total y de cada una de las etapas en [MVar].
- c) Tensión nominal [kV].
- d) Rango de operación.
- e) Características del control automático.
- f) Puntos de conexión.

TITULO 9-8 OTROS EQUIPOS DE CONTROL DEL SISTEMA DE TRANSMISION

Artículo 9-10

Los Coordinados que posean u operen equipos de control del Sistema de Transmisión, tales como FACTS, convertidores de corriente continua (HVDC), entre otros, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tipo de equipo.
- b) Características técnicas.
- c) Esquema de funcionamiento y modo de operación.
- d) Capacidad nominal.
- e) Rango de operación.
- f) Características del control principal.
- g) Señales de control suplementaria.
- h) Punto de conexión.
- i) Sistema de protección.

TITULO 9-9 SISTEMAS DE PROTECCION

Artículo 9-11

Los Coordinados que posean u operen sistemas de protecciones, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tipo de relé de protección o el tipo de función en caso de ser relés multifunción.
- b) Características de operación.
- c) Rangos de operación.
- d) Ubicación en el sistema.
- e) Ajustes.
- f) Procedimiento de lectura e interpretación del significado de cada alarma o indicación o registro oscilográfico.

TITULO 9-10 UNIDADES GENERADORAS

Artículo 9-12

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los antecedentes generales que a continuación se especifican:

- a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una el nombre, tipo, localización y características generales.
- b) Cantidad de unidades generadoras.
- c) Puntos de conexión al SI a través de los cuales inyecta energía
- d) Para cada unidad generadora:
 - I. Potencia máxima Bruta [MW].
 - II. Consumos propios como porcentaje de la Potencia máxima Bruta.
 - III. Capacidad máxima, potencia neta efectiva [MW].
 - IV. Potencia mínima técnica [MW].
 - V. Tasa de indisponibilidad forzada total y en horas de punta.
 - VI. Tasa de indisponibilidad programada.
 - VII. Tensión nominal.
 - VIII. Factor de potencia nominal.
 - IX. Método de conexión del neutro a tierra.
 - X.

La tasa de indisponibilidad forzada y programada deberá ser actualizada anualmente, en su valor acumulado, por la DP de acuerdo a los resultados reales de indisponibilidad registrados por cada unidad generadora.

Artículo 9-13

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los siguientes datos característicos:

- a) Reactancia sincrónica de eje directo, X_d .
- b) Reactancia sincrónica de eje en cuadratura, X_q .
- c) Reactancia de secuencia cero, x_0 .
- d) Resistencia de secuencia cero, r_0 .
- e) Reactancia de secuencia negativa, x_2 .
- f) Resistencia de secuencia negativa, r_2 .
- g) Reactancia subtransitoria saturada, x''_{dsat} .
- h) Resistencia del estator.
- i) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T'_d .
- j) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T'_q .
- k) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d .
- l) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T''_q .
- m) Reactancia transitoria de eje directo, X'_d .
- n) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, X'_q .
- o) Reactancia subtransitoria de eje directo, X''_d .
- p) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, X''_q .
- q) Reactancia de saturación de Potier, X_p .

Adicionalmente, se deberá entregar:

- r) Curva de magnetización de la unidad generadora a circuito abierto para las siguientes condiciones:
 - I. 120 % de la tensión nominal.
 - II. 110 % de la tensión nominal.
- s) Sistemas de protecciones y ajustes.

Artículo 9-14

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los siguientes datos de la máquina motriz:

- a) Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado.
- b) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencias máxima y mínima técnica, velocidad nominal en [rpm], sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante).
- c) Constante de inercia mecánica (H) del conjunto máquina motriz-generador (incluyendo compresor cuando corresponda), tiempo de lanzamiento (T_a [s]) y factor GD^2 [kgm^2].

Para el caso de turbinas hidráulicas se deberá entregar:

- a) Constante de tiempo de arranque de la columna de agua (T_w).

Para el caso de turbinas a vapor se deberá entregar:

- a) Diagrama de bloques de la turbina.

- b) Fracción de potencia desarrollada en cada etapa (HP, IP, LP).
- c) Constantes de tiempo del vapor en cada etapa (HP, IP, LP).
- d) Curvas características de la turbina.
- e) Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min].
- f) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas a gas se deberá entregar:

- g) Diagrama de bloques de la turbina.
- h) Constantes de tiempo (dinámica de la turbina, combustor, compresor y gases de escape).
- i) Curvas características de la turbina.
- j) Tipo de combustible y consumo específico.
- k) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas a eólicas se deberá entregar:

- a) Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

Artículo 9-15

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información de la fuente primaria de energía que se especifica en el presente artículo.

Para el caso de unidades hidroeléctricas:

- a) Principales características técnicas, incluyendo capacidades máximas, del sistema de aducción hidráulica (memoria descriptiva, diagrama con la vista en corte longitudinal y dimensiones físicas de canales de la tubería de aducción, conducción forzada, distribuidor y difusor).
- b) Esquema hidráulico de afluentes, canales o túneles de aducción, canales de riego, embalse y/o estanque de regulación.
- c) En el caso de existir canales de riego se deben indicar los compromisos de riego que afecten la producción, como también cualquier otro compromiso o restricción, ambiental u otra, que afecte la disponibilidad de agua de la unidad.
- d) Para el caso de canales y túneles de aducción se debe informar sobre las capacidades máximas expresadas en metros cúbicos por segundo [m³/s].
- e) En el caso de embalses se debe proporcionar la curva de embalse en volumen y energía en función de la cota expresada en metros sobre el nivel del mar [msnm].
- f) En el caso de estanques de regulación se debe indicar su volumen máximo y su equivalente en energía.
- g) Potencia Bruta en [MW] en función del caudal turbinado y, si corresponde, en función de la cota del embalse.
- h) Estadísticas de caudales medidos en [m³/s] de los últimos 46 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

Para el caso de unidades termoeléctricas con turbinas de vapor:

- a) Principales características técnicas de la caldera (marca, fabricante, año de fabricación, memoria descriptiva del proceso de producción de vapor, tipo de combustible, consumo específico).
- b) Modelo simplificado de la caldera, incluyendo la constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados al proceso de recalentamiento de vapor, modelo y parámetros del sistema de control de aire y combustible, modelo y parámetros del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
- c) Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, niveles de vibración inadmisibles, entre otras).
- d) Toda otra restricción o compromiso, ambiental u otro, que afecte la producción de la unidad.

Para el caso de parques eólicos:

- a) Distribución de frecuencia para velocidad del viento.
- b) Potencia y energía generable.
- c) Estadísticas de vientos medidos en el lugar de emplazamiento del parque eólico para al menos los últimos 3 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.
- d) Predicción de vientos para horizontes de 24 horas con actualización cada 3 horas.

Artículo 9-16

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información del Controlador de Velocidad que a continuación se indica:

- a) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, tipo de controlador: PI o PID, mecánico-hidráulico, electro-hidráulico, digital-electro-hidráulico, entre otros).
- b) Banda muerta ajustable (rango de ajuste, calibración actual).
- c) Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual).
- d) Compensaciones dinámicas (amortiguamientos del regulador).
- e) Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, zonas muertas, entre otros).
- f) Para el caso de que la central cuente con un control centralizado de generación, el propietario deberá proveer el diagrama funcional de la unidad de mando remoto que interactúa con las consignas individuales de carga de las unidades generadoras, informando sus respectivos parámetros.
- g) Resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad/carga de la unidad generadora, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (fast valving) o reducción controlada de generación (RCG).
- h) Tiempos de crecimiento (T_r) y establecimiento (T_s) medidos sobre la respuesta en potencia (T_r : tiempo que demora la señal en pasar del 10 % al 90 % del valor final; T_s : tiempo necesario para que la señal ingrese dentro de una banda de ± 10 % alrededor del valor final deseado).

Para el caso de turbinas hidroeléctricas:

- a) Estatismo transitorio δ (rango de ajuste, calibración actual).
- b) Constante de Tiempo de Amortiguamiento T_d ó Constantes Proporcional (K_P), integral (K_I) y derivativa (K_D) del compensador dinámico directo.
- c) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de turbinas a vapor:

- a) En caso que el Controlador de Velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- b) Variador de velocidad/consigna (indicar si el consignador de carga se basa en potenciómetro motorizado, consignador estático, entre otros).
- c) Gradiente de toma de carga [MW/min].
- d) Características del limitador de carga.

Para el caso de turbinas a gas:

- a) En caso de que el controlador de velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- b) Diagrama de bloques y parámetros del control de aceleración.
- c) Diagrama de bloques y parámetros del control de temperatura de gases de escape.
- d) Diagrama de bloques y parámetros del control del caudal de aire de entrada al compresor (IGV).
- e) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de motores de combustión interna:

- a) Diagrama de bloques del controlador de velocidad/carga con sus correspondientes compensaciones dinámicas y filtros de supresión de frecuencias torsionales.
- b) Relación estática del motor y retardo T_D asimilable al tiempo de reacción de la combustión en los cilindros.
- c) Dinámica del turbocargador, representada por la ganancia K_{TC} y la constante de tiempo τ_{TC} .
- d) Factor de reducción del torque mecánico del motor en función de la relación equivalente combustible/aire.

Para el caso de turbinas eólicas:

- a) Diagrama de bloques del Controlador de Velocidad con sus correspondientes compensaciones dinámicas.

Artículo 9-17

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información del Controlador de Tensión o Controlador de Potencia Reactiva que a continuación se indica:

- a) Diagrama de bloques con sus correspondientes parámetros de control.
- b) Ganancia estática.
- c) Corrientes máximas y mínimas de excitación.
- d) Limitadores del sistema de excitación.

- e) Diagrama de bloques con los correspondientes parámetros de control del PSS.
- f) Tensiones Máxima y Mínima Admisible, Sistema de protecciones y ajustes, incluyendo:
 - I. Márgenes de subexcitación y sobreexcitación.
 - II. Diagrama PQ de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del correspondientes a los protocolos o ensayos de recepción de la unidad u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que tal diagrama corresponde al diseño de la unidad generadora y por ende está garantizado. Para el caso de unidades eólicas se informarán los datos del fabricante del equipamiento correspondientes a los protocolos o ensayos de recepción de la unidad u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que la zona de operación entregando o absorbiendo reactivos corresponde al diseño de la unidad generadora.
 - III. Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva.

TITULO 9-11 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA

Artículo 9-18

Los Coordinados que posean u operen Equipos de Compensación de Energía Activa, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Tipo de equipo.
- b) Capacidad nominal [kW].
- c) Capacidad de almacenamiento (kWh)
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Rango de operación en función del tiempo (Potencia v/s Tiempo).
- f) Características del control automático.
- g) Puntos de conexión.
- h) Vida útil expresada en tiempo de operación y cantidad de operaciones de conexión y desconexión

TITULO 9-12 INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 9-19

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

- a) Puntos de conexión al SI a través de los cuales retira energía en términos físicos, no comerciales.
- b) Capacidad de sus instalaciones para el Control de Tensión.

- c) Consumo de energía y potencia previstos en períodos mensuales, bajo diferentes hipótesis (más probable, alta y baja).
- d) Características de las curvas de carga típicas.
- e) Demanda en horas de máxima carga.
- f) Posibilidades de demanda flexible (interrumpible).
- g) Dependencia de la carga, en sus componentes activa y reactiva, con las variaciones de frecuencia y tensión.
- h) Características dinámicas de la carga en sus componentes activa y reactiva.

CAPÍTULO N° 10 :
Disposiciones Transitorias

Artículo 10-1

Los propietarios de unidades de generación e instalaciones del Sistema de Transmisión existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente NT, incluidas las que hayan sido informadas a la DO y/o DP en la fecha antes señalada, deberán presentar a la DO todos los antecedentes que ésta solicite, a fin de verificar o no el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en la presente NT. Para tal efecto, la DO solicitará los antecedentes antes señalados, a más tardar 60 días corridos, después de la entrada en vigencia de la presente NT.

En caso que la DO compruebe que alguna instalación no está en condiciones de cumplir con las exigencias señaladas, ésta deberá comunicar a su propietario tal condición. A partir de lo anterior, el propietario deberá informar a la DO antes de 120 días, corridos, de recibida la señalada comunicación, si efectuará o no las adecuaciones requeridas por su instalación. En caso afirmativo, el propietario indicará el plazo máximo en el cual desarrollará dichas adecuaciones.

En caso que el propietario de la instalación informe, fundadamente, que no puede realizar las adecuaciones requeridas por su instalación, la DO y/o DP deberán considerar a partir de recibida la comunicación de parte del propietario, que dicha instalación no está en condiciones de cumplir con las exigencias de la presente NT que se especifiquen en el informe correspondiente, para efectos de la programación de la SyCS y los estudios del SI. La DO informará de esta situación a la Superintendencia en un plazo no superior a 15 días desde su recepción, adjuntando copia de todos los antecedentes recibidos.

El análisis de los antecedentes de las instalaciones existentes deberá estar finalizado a más tardar el 31 de octubre de 2010.

Artículo 10-2

Los índices de Indisponibilidad programada y forzada de generación y transmisión deberán ser calculados utilizando la información estadística disponible para completar el promedio móvil a 5 años.

El cumplimiento de los índices de indisponibilidad aceptable será exigible a partir del 1 de enero del año 2011.

Artículo 10-3

A más tardar a los 3 meses de la fecha de vigencia de la presente NT, los Coordinados deberán verificar e informar a la DO y a la Superintendencia que la información disponible en la página WEB del CDEC especificada en el Capítulo N°9 de la presente NT, corresponde a la entregada por ellos.

Artículo 10-4

Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 6-50 literal a) de la presente NT, y en el caso que la DO no disponga de información de la variación de la demanda con la frecuencia, se deberá utilizar la siguiente expresión:

$$P - P_o = 0,8 \cdot P_o \cdot \left[\left(\frac{F_1}{50} \right)^{K_f} - 1 \right]$$

donde:

P : Demanda del SI a la frecuencia F1.

- Po : Demanda Neta del SI a la frecuencia nominal de 50 [Hz].
 0,8 : Factor en por unidad que representa la parte de la demanda que es sensible a la frecuencia.
 F1 : Frecuencia mínima de acuerdo al transitorio de frecuencia.
 Kf : Factor para representar la variación de la carga con la frecuencia igual a 1,5 para el SIC y 2,5 para el SING.

Artículo 10-5

Los nuevos procedimientos contenidos en la presente NT o las adecuaciones requeridas a los procedimientos existentes, deberán ser presentados a la Comisión para su informe favorable en los siguientes plazos:

Nº	Procedimiento	Fecha
1	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito	16/06/2010
2	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI	16/06/2011
3	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG	16/06/2011
4	Para la Determinación del MSO	16/12/2010
5	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva	16/12/2010
6	Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS	16/06/2011
7	Desarrollo de Auditorías Técnicas	16/06/2010
8	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC	16/12/2010
9	Informes de Falla de Coordinados	16/06/2010
10	Sistema de Monitoreo	16/06/2011
11	Desempeño del Control de Frecuencia	16/06/2010
12	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional	16/12/2010
13	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto	16/06/2010
14	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento	16/12/2010

El Sistema de Monitoreo deberá ser implementado en los siguientes 18 meses de informado favorablemente el Procedimiento DO "Sistema de Monitoreo".

Artículo 10-6

La primera versión del Estudio Específico "Pérdidas y Excedentes Máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional", a que se refiere el Artículo 1-9 de la presente NT, deberá ser entregado a más tardar doce meses contados desde la fecha de vigencia de la misma.

Mientras no se disponga del Procedimiento “Determinación de Pérdidas y Excedentes Máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional”, la DO podrá requerir la información que estime necesaria para la realización del referido Estudio Específico.

Artículo 10-7

Las exigencias establecidas en los Artículos 3-24 al 3-26 de la presente NT, comenzarán a regir 18 meses después de la publicación de la primera versión del Estudio Específico a que se refiere el inciso anterior.

Durante el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente NT y la publicación a que se refiere el primer párrafo del Artículo anterior, continuarán vigentes las exigencias de compensación reactiva señaladas en los Artículos 5-10 y 5-11, del TÍTULO 5-2, Capítulo N°5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio aprobada por R.M. Exenta N° 09 de 2005.

Artículo 10-8

La Comisión podrá efectuar estudios específicos para determinar y actualizar el costo unitario de la ENS de corta duración. Mientras esos estudios no se realicen o no se justifique su realización, el costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:

- a) 3,24 [US\$/kWh] para el SIC.
- b) 4,86 [US\$/kWh] para el SING.

Artículo 10-9

A más tardar a los 3 meses de la fecha de vigencia de la presente NT, la DO deberá definir la Hora Oficial que utilizará el CDEC. Una vez efectuada la definición anterior, los Coordinados dispondrán de un plazo de 3 meses para ajustar los relojes de sus equipos de medida, debiendo informar a la DO del cumplimiento de esta medida. La DO publicará en la página WEB del CDEC el listado de las empresas Coordinadas con el grado de cumplimiento de esta medida.

Artículo 10-10

La exigencia del tiempo de retardo de 5 segundos contemplada en el Artículo 4-16 deberá ser cumplida por las empresas que corresponda a partir del 1 de enero de 2012.