



Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad  
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 572/2013  
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 23 de octubre de 2013

**TRÁMITE:** Aprobación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**VISTOS:**

La Resolución SSDE N° 162/2007 de 17 de mayo de 2007; la nota CNDC-1646-13 con Registro N° 9077 de 28 de agosto de 2013; la nota AE-2333-DOCP2-380/2013 de 25 de septiembre de 2013; la nota CNDC-1951-13 con Registro N° 10404 de 2 de octubre de 2013; el Informe AE DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013; todo lo que convino ver, tener presente y:

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución SSDE N° 162/2007 de 17 de mayo de 2007, la Superintendencia de Electricidad aprobó la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión".

Que mediante nota CNDC-1646-13 con Registro N° 9077 de 28 de agosto de 2013, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) presentó la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 321 del Comité de Representantes al CNDC, mediante Resolución CNDC 321/2013-8 de 26 de agosto de 2013.

Que mediante nota AE-2333-DOCP2-380/2013 de 25 de septiembre de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) solicitó al CNDC la aclaración de algunos puntos de la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión".

Que mediante nota CNDC-1951-13 con Registro N° 10404 de 2 de octubre de 2013, el CNDC remitió información relativa a la nota AE-2333-DOCP2-380/2013 de 25 de septiembre de 2013.

Que la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) elaboró el Informe AE-DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013 y Anexo, estableciendo que del análisis y revisión de la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", se verificó la presencia de cambios, complementaciones y modificaciones de forma y de fondo respecto a la Norma mencionada, recomendando su aprobación.

**CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)**

Que el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, de Procedimiento Administrativo, establece que la aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella.

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, establece que

Resolución AE N° 572/2013, Página 1 de 12





Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

**RESOLUCIÓN AE N° 572/2013**  
**TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE 0104-0000-0000-0001**  
**La Paz, 23 de octubre de 2013**

además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que por otra parte, el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia, con copia al Viceministerio correspondiente, para su análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual el ente regulador podrá requerir al CNDC las modificaciones que considere necesarias.

Que el numeral II del artículo 2 del Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, que modifica el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece lo siguiente: *"El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga, dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, previo análisis y pudiendo incorporar modificaciones."* (las negrillas son nuestras)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que el inciso e) del párrafo I del artículo 3 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Que el artículo 4 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que el inciso b) y c) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, constituyen las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, son las de regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales. Implementando los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.

**CONSIDERANDO: (Análisis)**

Que de acuerdo al documento de modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", presentado por el CNDC, la DOCP2 emitió el Informe AE-DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013 y Anexo, mediante el cual analizó el referido documento, describiendo su estructura y determinando la necesidad de efectuar algunas modificaciones de forma y de fondo a la norma mencionada, de acuerdo a la siguiente descripción:

Resolución AE N° 572/2013, Página 2 de 12





### Del Análisis de la modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión".

El documento propuesto por el CNDC mediante la nota CNDC-1646-13 con Registro N° 9077 de 28 de agosto de 2013, modifica y complementa la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

La propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 30, presenta cambios, complementaciones y modificaciones en los siguientes puntos: numeral 3; numeral 6.1; numeral 6.2; numeral 6.3; numeral 6.4; numeral 6.5; numeral 6.6 y numeral 7.

Los puntos mencionados son presentados y analizados a continuación:

#### De las Definiciones

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
3. DEFINICIONES	3 DEFINICIONES  (...) <b>Hueco de Tensión:</b> Reducción brusca de la tensión en el punto de conexión, originada por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza.
<b>OBSERVACIÓN AE:</b> en el numeral 3: La AE modificó la definición de "Hueco de Tensión" propuesto por el CNDC, en ese sentido, mediante nota CNDC-1951-13 con Registro N° 10404 de 2 de octubre de 2013, el CNDC manifestó lo siguiente: "1. No tenemos objeción para que se incorpore en la norma la definición de la AE sobre "Hueco de Tensión", porque en el fondo es equivalente a la propuesta del CNDC", en razón a lo descrito, se define con el siguiente texto:  "Hueco de Tensión: Se produce cuando en un punto de la red eléctrica la tensión de una o más fases caen repentinamente por debajo de un límite establecido y se recupera al cabo de un tiempo determinado, siendo originado por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza".	

#### De las Responsabilidades

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
4 RESPONSABILIDADES  4.1 (...) La seguridad de las instalaciones, es responsabilidad...  4.2 (...) El CNDC dentro del plazo de 30 revisará los....	4. RESPONSABILIDADES  4.1 (...) La seguridad de las instalaciones, es responsabilidad  4.2 (...) El CNDC dentro del plazo de 30 días revisará los...
<b>OBSERVACIÓN AE:</b> En el numeral 4, la AE adicionó y modificó a la propuesta del CNDC con el siguiente texto: 4.1 "(...) La seguridad de las instalaciones, a implementarse, es responsabilidad... 4.2 El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de proyectos, revisará los..."	





Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 572/2013  
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 23 de octubre de 2013

### De las Instalaciones de Generación

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
<p><b>6.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN</b></p> <p>...Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de voltaje y regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.</p> <p>El factor de potencia de los generadores no deberá ser superior a 0.85.</p> <p>Los equipos...</p>	<p><b>6.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN</b></p> <p>6.1.5 Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de voltaje y regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.</p> <p>6.1.6 Las características de los Reguladores de voltaje y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.</p> <p>6.1.7 El factor de potencia de los generadores no deberá ser superior a 0.85.</p> <p>6.1.8 Las unidades generadoras de centrales no convencionales (eólica o solar) deberán tener capacidad de:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) Controlar la potencia activa y reactiva total inyectada en el punto de conexión.</li><li>b) Operar entregando o absorbiendo reactivos en un rango de factor de potencia de 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo.</li><li>c) Permanecer en servicio ante variaciones de tensión (huecos de tensión) en el punto de conexión a consecuencia de corto circuitos en el sistema.</li><li>d) Cumplir los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.</li></ul> <p>6.1.9 Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia, que cumplan las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) Arranque automático por frecuencia fuera del rango 47.50 Hz &lt; F &gt; 50.25 Hz.</li><li>b) Registro mínimo de una muestra por ciclo.</li><li>c) Almacenamiento de los eventos, un segundo Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos</li></ul>

Resolución AE N° 572/2013, Página 4 de 12





	30 días.  d) Facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.  e) Sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo.  6.1.10 Los equipos...
<b>OBSERVACIÓN AE:</b> En el numeral 6.1: La propuesta del CNDC, adicionó los puntos: 6.1.6; 6.1.8 y 6.1.9;  Se modificó en el punto 6.1.9 inciso a) con el siguiente texto: "Arranque automático por frecuencia fuera del rango $49.75 \text{ Hz} < F > 50.25 \text{ Hz}$ "	

**De las Instalaciones de Generación.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
<b>6.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN</b>  Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.  Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.	<b>6.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN</b>  6.1.11 Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.  6.1.12 Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.
<b>OBSERVACIÓN AE:</b> En el numeral 6.1, la AE adicionó la nominación de las normas operativas con el siguiente texto:  6.1.11 Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y en las Condiciones de Desempeño Mínimo. 6.1.12 Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN".	

**De las Líneas de Transmisión.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
<b>6.2. LINEAS DE TRANSMISIÓN</b>  6.2.1 Las líneas en 230 kV, con longitudes mayores a 90 Km deberán contar con reactores de compensación por un porcentaje entre 50 y 85%. La diferencia entre la generación de reactivo de la línea, en vacío y el reactivo absorbido por el o los reactores de compensación no deberá ser superior a 13.5 MVar.  6.2.2 La ubicación del reactor o los reactores deberá permitir la energización de la línea desde ambos extremos y estar determinada en base a estudios eléctricos con un horizonte de al	<b>6.2 LINEAS DE TRANSMISIÓN</b>  6.2.1 Las capacidades térmicas de líneas de transmisión en corriente alterna, deberán ser calculadas en base a la última versión de la norma IEEE 738 (Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors). La temperatura de flechado debe ser igual al límite térmico de los conductores de fase de 75 °C. Las líneas de transmisión deberán tener capacidad de sobrecarga temporal de 15 y 30 minutos para operación en condiciones de emergencia.





<p>menos 4 años y teniendo en cuenta la regulación de voltaje en los puntos adyacentes a los extremos de la línea.</p> <p>6.2.3 Las líneas en 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. Para asegurar el recierre en líneas de 230 kV de longitudes mayores a 100 km se deberá conectar en uno o más puntos en derivación a la línea, reactores monofásicos con una unidad de reserva y reactor de neutro.</p> <p>En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional.</p> <p>6.2.4 Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca.</p> <p>6.2.5 Las líneas con longitudes mayores a 150 km deben contar con transposiciones para equilibrar las impedancias de fase.</p> <p>6.2.6 Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.</p> <p>6.2.7 Para extensiones radiales...</p>	<p>6.2.2 Para líneas de transmisión, uno de los cables de guarda será OPGW (monomodo de mínimo 24 fibras), tal que permita la comunicación entre subestaciones y la protección diferencial de la línea.</p> <p>6.2.3 Las líneas en 230 kV, con longitudes mayores a 90 Km deberán contar con reactores de compensación por un porcentaje entre 50 y 85%. La diferencia entre la generación de reactivo de la línea, en vacío y el reactivo absorbido por el o los reactores de compensación no deberá ser superior a 13.5 MVar.</p> <p>6.2.4 La ubicación del reactor o los reactores deberá permitir la energización de la línea desde ambos extremos y estar determinada en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años y teniendo en cuenta la regulación de voltaje en los puntos adyacentes a los extremos de la línea.</p> <p>6.2.5 Las líneas en 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. Para asegurar el recierre en líneas de 230 kV de longitudes mayores a 100 km se deberá conectar en uno o más puntos en derivación a la línea, reactores monofásicos con una unidad de reserva y reactor de neutro.</p> <p>En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional, siempre que tengan las mismas características técnicas.</p> <p>6.2.6 Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca. Para el caso de tramos de línea que pasan por zonas de alto nivel isoceraúnico deben tener valores de resistencia de pie de torre menor o igual a 15 Ohmios.</p> <p>6.2.7 Las líneas con longitudes mayores a 150 km deben contar con transposiciones para equilibrar las impedancias de fase.</p> <p>6.2.8 El seccionamiento de líneas de transmisión en 230 kV para retiros, solo será posible en los casos en que la demanda a ser conectada sea mayor o igual a 50 MVA en un horizonte de 5 años</p> <p>6.2.9 Para extensiones radiales...</p>
<p><b>OBSERVACIÓN AE:</b> En el numeral 6.2, se adicionó en la propuesta del CNDC los puntos 6.2.1; 6.2.2.; 6.2.8.</p>	



La AE, adicionó y modificó el numeral 6.2 con el siguiente texto:  
 6.2.2 Uno de los cables de guarda será **con fibras ópticas - OPGW (mínimo de 24 fibras monomodo)**, que (...)  
 6.2.5 (...) **necesario disponer de una unidad adicional, siempre y cuando se tengan las mismas características técnicas.**  
 6.2.6 (...) **Para el caso de tramos de línea que pasan por zonas de alto nivel isoceraúnico mayor a 120 días-tormentas/año, deben tener valores de resistencia de pie de torre menor o igual a 15 Ohmios.**

La AE eliminó de la propuesta del CNDC el punto 6.2.8. "El seccionamiento de líneas de transmisión en 230 kV para retiros, solo será posible en los casos en que la demanda a ser conectada sea mayor o igual a 50 MVA en un horizonte de 5 años."

**De los Transformadores y Reactores.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
<p>6.3 TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES</p>	<p>6.3 TRANSFORMADORES Y REACTORES</p>
<p>6.3.3 (...) Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.          Este requerimiento se aplicará también a transformadores y/o Autotransformadores con capacidades superiores a 25 MVA, en función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia.</p> <p>6.3.4 Los bancos de transformadores compuestos por unidades monofásicas, deberán contar con medios de replazo a través del conexionado eléctrico, tanto en Alta tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de la unidades.</p> <p>6.3.5 Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.</p>	<p>6.3.3 Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.          Para capacidades menores a 100 MVA, los transformadores podrán ser monofásicos o trifásicos.          En función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia, todos los transformadores (trifásicos o monofásicos) deberán contar con una unidad de reserva.          Los bancos de transformadores o reactores compuestos por unidades monofásicas y los transformadores trifásicos, deberán contar con medios de intercambiabilidad rápida de reemplazo por la unidad de reserva, en alta y baja tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades.</p> <p>6.3.4 Para el caso de transformadores adyacentes, se deberán construir muros cortafuego a fin de proteger las unidades entre sí, en caso de falla de una de ellas.</p> <p>6.3.5 Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse. Los transformadores con capacidades iguales o superiores a 75 MVA y reactores maniobrables, deberán tener interruptores con un sistema de mando sincronizado para la</p>



	<b>energización del transformador y desenergización de los reactores. ...</b>
<p><b>OBSERVACIÓN AE:</b> en el numeral 6.3: se eliminó de la norma operativa vigente los siguientes puntos: 6.3.3 " (...) Este requerimiento se aplicará también a transformadores y/o Autotransformadores con capacidades superiores a 25 MVA, en función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia" 6.3.4 "Los bancos de transformadores compuestos por unidades monofásicas, deberán contar con medios de remplazo a través del conexionado eléctrico, tanto en Alta tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades".</p> <p>Se adicionó en la propuesta del CNDC el siguiente texto: 6.3.3: "Para capacidades menores a 100 MVA, los transformadores podrán ser monofásicos o trifásicos. En función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia, todos los transformadores (trifásicos o monofásicos) deberán contar con una unidad de reserva. Los bancos de transformadores o reactores compuestos por unidades monofásicas y los transformadores trifásicos, deberán contar con medios de intercambiabilidad rápida de reemplazo por la unidad de reserva, en alta y baja tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades";</p> <p>6.3.4: "Para el caso de transformadores adyacentes, se deberán construir muros cortafuego a fin de proteger las unidades entre sí, en caso de falla de una de ellas." 6.3.5: "Los transformadores con capacidades iguales o superiores a 75 MVA y reactores maniobrables, deberán tener interruptores con un sistema de mando sincronizado para la energización del transformador y desenergización de los reactores." La AE no tiene observaciones.</p>	

**Del Aislamiento Externo de Equipos de Subestaciones.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)																		
<p><b>7 AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES</b> Los Equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida y aislación externa de transformadores de potencia, <b>autotransformadores</b> y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar, <b>determinados mediante estudios específicos: Como referencia se detalla el BIL recomendado para las subestaciones existentes.</b></p> <p><b>Nivel de voltaje 230 kV</b> Llano: Guaracachi, Urubó, Carrasco Valles: Valle Hermoso, Santiviáñez, Sucre 1175 kV Altiplano, Vinto, Mazocruz, Punutuma</p> <p><b>Nivel de voltaje 115 kV</b> Llano: Guaracachi, Urubó, Carrasco Valles: Valle Hermoso, Santiviáñez, Sucre 650kV Altiplano: Vinto, Mazocruz, Punutuma</p>	<p><b>6.4 AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES</b> <b>El aislamiento de los equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida, transformadores de potencia y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar donde serán instalados.</b> Los niveles de aislamiento de nuevos equipos a ser instalados en subestaciones existentes, deberán ser iguales o superiores a los niveles de aislamiento de los equipos existentes, los cuales se presentan a continuación.</p> <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="3">NIVELES DE AISLACIÓN EN SUBESTACIONES EXISTENTES</th> </tr> <tr> <th>230 kV</th> <th>115 kV</th> <th>66 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BIL de 1020 kVp (Guaracachi, Carrasco, Urubó, Santiviáñez, Sucre, San Andrés y Tarja)</td> <td>BIL de 650 kVp (San José, Antofagasta, Trasluz, Tarija)</td> <td>BIL de 325 kVp (Oruro, Cochabamba, Chuquiaguani, Sucre)</td> </tr> <tr> <td>BIL de 1175 kVp (Valle Hermoso)</td> <td>BIL de 650 kVp (Valle Hermoso, Antofagasta, Sucre)</td> <td>BIL de 500 kVp (Vinto, Potosí, Puno, Arequipa)</td> </tr> <tr> <td>BIL de 1300 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)</td> <td>BIL de 750 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>BIL de 1420 kVp (Cochabamba)</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>6.4.1 En subestaciones, se deberá presentar los cálculos utilizados para la coordinación del aislamiento y los niveles de aislamiento adoptados. 6.4.2 Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:</p>	NIVELES DE AISLACIÓN EN SUBESTACIONES EXISTENTES			230 kV	115 kV	66 kV	BIL de 1020 kVp (Guaracachi, Carrasco, Urubó, Santiviáñez, Sucre, San Andrés y Tarja)	BIL de 650 kVp (San José, Antofagasta, Trasluz, Tarija)	BIL de 325 kVp (Oruro, Cochabamba, Chuquiaguani, Sucre)	BIL de 1175 kVp (Valle Hermoso)	BIL de 650 kVp (Valle Hermoso, Antofagasta, Sucre)	BIL de 500 kVp (Vinto, Potosí, Puno, Arequipa)	BIL de 1300 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)	BIL de 750 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)		BIL de 1420 kVp (Cochabamba)		
NIVELES DE AISLACIÓN EN SUBESTACIONES EXISTENTES																			
230 kV	115 kV	66 kV																	
BIL de 1020 kVp (Guaracachi, Carrasco, Urubó, Santiviáñez, Sucre, San Andrés y Tarja)	BIL de 650 kVp (San José, Antofagasta, Trasluz, Tarija)	BIL de 325 kVp (Oruro, Cochabamba, Chuquiaguani, Sucre)																	
BIL de 1175 kVp (Valle Hermoso)	BIL de 650 kVp (Valle Hermoso, Antofagasta, Sucre)	BIL de 500 kVp (Vinto, Potosí, Puno, Arequipa)																	
BIL de 1300 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)	BIL de 750 kVp (Vinto, Mazocruz, Punutuma)																		
BIL de 1420 kVp (Cochabamba)																			





Tensión Nominal (kV)	Aislamiento Bobinas (kVp)
230	950
115	550
69	325

**OBSERVACIÓN AE:** en el numeral 6.4

En la propuesta del CNDC, se cambió la numeración de 7 a 6.4.

Se eliminó de la norma operativa vigente del punto 7 lo siguiente:  
"autotransformadores" y "determinados mediante estudios específicos; Como referencia se detalla el BIL recomendado para las subestaciones existentes".

La propuesta del CNDC adicionó lo siguiente:  
"6.4 El aislamiento"; "donde serán instalados."; "Los niveles de aislamiento de nuevos equipos a ser instalados en subestaciones existentes, deberán ser iguales o superiores a los niveles de aislamiento de los equipos existentes, los cuales se presentan a continuación" (tabla de niveles de BIL a aplicar);  
"6.4.1 En subestaciones, se deberá presentar los cálculos utilizados para la coordinación del aislamiento y los niveles de aislamiento adoptados"  
"6.4.2 Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:"

La AE no tiene observaciones.

**Del Control Protección y Telecomunicaciones.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
	<p><b>6.5 CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES</b></p> <p>6.5.1 Para líneas de transmisión, se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal y secundario en simultáneo y no excluyentes, que garantice una operación confiable del sistema de protecciones y que permita la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones; basado en fibra óptica, onda portadora y/o satelital.</p> <p>6.5.2 En subestaciones de alta tensión, se deberán instalar registradores de eventos digitales (oscilo perturbógrafos), con las siguientes características técnicas:</p> <p>a) Entradas analógicas/digitales para los circuitos importantes y la barra. b) Entradas de corriente y voltaje con precisión de 0.1% de plena escala</p> <p>c) Tasa de registro: Transitorio Hasta 384 muestras por ciclo (19.2 kHz) Disturbio Permanente <math>\frac{1}{2} \times F_n</math> (25 Hz)</p> <p>d) Arranque automático de registros.</p> <p>e) Medios de comunicación: Red satelital TCP-IP o disponible.</p> <p>f) Capacidad almacenamiento eventos, por dos semanas</p> <p>6.5.3 Las características de los sistemas de protección de líneas, transformadores y reactores, deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.</p> <p>6.5.4 Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.</p>





**OBSERVACIÓN AE:**  
La propuesta del CNDC adicionó el punto 6.5  
La AE no tiene observaciones.

**De los Servicios Auxiliares.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
	<p><b>6.6. SERVICIOS AUXILIARES</b></p> <p>6.6.1. Los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna de subestaciones, deberán contar como mínimo, con una fuente de alimentación principal, proveniente del terciario de los transformadores de potencia o de una red de distribución externa, y una fuente de alimentación de respaldo mediante un generador de emergencia.</p> <p>6.6.2. Los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones, estarán compuestos como mínimo, de un banco de baterías con dos cargadores (rectificadores) de baterías, donde los dos cargadores operarán bajo un esquema redundante.</p>
<p><b>OBSERVACIÓN AE:</b> La propuesta del CNDC adicionó el punto 6.6 La AE modificó el formato de la propuesta del CNDC con el siguiente texto.</p> <p><b>6.6.1 Los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna en subestaciones, deberán contar como mínimo con lo siguiente:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Una fuente de alimentación principal, proveniente del terciario de los transformadores de potencia o de una red de distribución externa, y</li> <li>• Una fuente de alimentación de respaldo mediante un generador de emergencia.</li> </ul> <p><b>6.6.2 Los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones, estarán compuestos como mínimo con lo siguiente:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un banco de baterías con dos cargadores (rectificadores) de baterías, donde los dos cargadores operarán bajo un esquema redundante.</li> </ul>	

**Del Procedimiento para la Revisión de Proyectos.**

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA (CNDC)
<p><b>8. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS</b></p> <p>8.1 Los proyectos deben ser presentados (...) - Estado actual del proyecto.</p>	<p><b>7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS</b></p> <p>7.1 Los proyectos deben ser presentados (...)</p> <p>d) Estado actual del proyecto.</p> <p>e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto)</li> <li>• Calculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto).</li> <li>• Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia.</li> </ul>





**OBSERVACIÓN AE:**

La propuesta del CNDC cambió la numeración de 8 a 7.

En el numeral 7 se adicionó el inciso e):

Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN: Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto) Calculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto). Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia".

La Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", aprobado mediante Resolución SSDE N° 162/2007 de 17 de mayo de 2007, requiere cambios, complementaciones o modificaciones.

Que por lo expuesto, se hace aceptación al análisis exhaustivo realizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) en el Informe AE DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013, como fundamento de la presente Resolución de acuerdo a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, en tanto la presente Resolución se trata de una Resolución eminentemente técnica en sus determinaciones.

**CONSIDERANDO: (Conclusiones)**

Que en mérito a las consideraciones expuestas, se concluye que en atención a la normativa vigente del sector eléctrico, corresponde aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-1646-13 con Registro N° 9077 de 28 de agosto de 2013, considerando las modificaciones determinadas en el Informe AE-DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013 y Anexo.

**CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AE)**

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE, instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la AE, quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE INTERNA N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, funcionario de libre nombramiento, como Director Legal de la AE, a partir del 9 de abril de 2012.

**POR TANTO:**

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia y en base al Informe AE-DOCP2 N° 2070/2013 de 17 de octubre de 2013 y Anexo.

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que forma parte como Anexo de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Dejar sin efecto la Norma Operativa N° 30 "Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión" y su respectivo Anexo, aprobado mediante Resolución SSDE N° 162/2007 de 17 de mayo de 2007, emitida por la Superintendencia de Electricidad, a partir de la legal notificación con la presente Resolución.

**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**



Richard César Alcócer Garnica  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
**DIRECTOR LEGAL**

MZV.



NORMA OPERATIVA N° 30

REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN  
Y TRANSMISIÓN

**1. OBJETIVO**

Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones en instalaciones existentes o reemplazo de equipos que resulten de su incorporación.

**2. ANTECEDENTES**

Los proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados y construidos siguiendo los lineamientos técnicos de normas internacionales, deben cumplir requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema. Estos requerimientos deben ser conocidos por las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar nuevos proyectos o modificar instalaciones existentes. Solamente los proyectos que tengan las características técnicas que se establecen en esta Norma podrán ser propuestas a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para la Licencia de Operación correspondiente.

Los requerimientos técnicos y estudios solicitados por el CNDC según la Norma Operativa N° 11 deben ser considerados como referenciales, por lo que no libera a las Empresas propietarias de la responsabilidad de la adecuada concepción y operación de sus proyectos.

**3. DEFINICIONES**

**Sistema Eléctrico:** Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el Sistema Eléctrico Interconectado que abastece de electricidad a los Departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni, Tarija y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.

**Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS):** Es el equipo que permite realizar control y amortiguamiento del sistema eléctrico, frente a oscilaciones de potencia en el SIN.

**Arranque negro:** Característica del diseño interno de una unidad de generación, que incluye equipamiento necesario para permitir el arranque de la unidad por sus propios medios, es decir sin energía externa a la central.

**Huaco de Tensión:** Se produce cuando en un punto de la red eléctrica la tensión de una o más fases caen repentinamente por debajo de un límite establecido y se recupera al



cabo de un tiempo determinado, siendo originado por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza.

**Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):** Es el Mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN.

#### 4. RESPONSABILIDADES

4.1. Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar proyectos de generación, transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, deben demostrar al CNDC que los mismos tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del proyecto.

Así mismo, deben informar oportunamente al Comité en caso de que la ejecución de los proyectos en el Sistema Interconectado Nacional implique modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación.

4.2. El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de proyectos, revisará los proyectos de los interesados para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitirá el informe correspondiente a la AE para fines de otorgar la licencia respectiva.

#### 5. ALCANCE

El cumplimiento de las especificaciones técnicas mínimas de esta Norma es obligatorio para todas las unidades o centrales de generación, con capacidad efectiva en el sitio superior a 1.0 MW.

Igualmente, comprende a proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con tensiones iguales o superiores a 69 kV y todas las instalaciones y equipos asociados con dichos proyectos.

#### 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS

##### 6.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

6.1.1. En centrales termoeléctricas, una de cada tres unidades a gas debe contar con facilidades de arranque negro.

6.1.2. En centrales hidroeléctricas, todas las unidades con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con arranque negro.

6.1.3. Todas las unidades generadoras con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con equipos estabilizadores PSS.

6.1.4. Las unidades hidroeléctricas, con potencias superiores a 10 MW, deberán tener una Constante de Inercia (H) global igual o superior a 2 MW- seg./MVA.



- 6.1.5. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de voltaje y regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.
- 6.1.6. Las características de los Reguladores de voltaje y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- 6.1.7. El factor de potencia de los generadores no deberá ser superior a 0.85.
- 6.1.8. Las unidades generadoras de centrales no convencionales (eólica o solar) deberán tener capacidad de:
- Controlar la potencia activa y reactiva total inyectada en el punto de conexión
  - Operar entregando o absorbiendo reactivos en un rango de factor de potencia de 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo.
  - Permanecer en servicio ante variaciones de tensión (huecos de tensión) en el punto de conexión a consecuencia de corto circuitos en el sistema.
  - Cumplir los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.
- 6.1.9. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia, que cumplan las siguientes características:
- Arranque automático por frecuencia fuera del rango  $49.75 \text{ Hz} < F > 50.25 \text{ Hz}$ .
  - Registro mínimo de una muestra por ciclo.
  - Almacenamiento de los eventos, un segundo Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.
  - Facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.
  - Sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo.
- 6.1.10. Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 6.1.11. Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- 6.1.12. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN".

## **6.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

- 6.2.1. Las capacidades térmicas de líneas de transmisión en corriente alterna, deberán ser calculadas en base a la última versión de la norma IEEE 738 (Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors). La temperatura de flechado debe ser igual al límite térmico de los conductores de fase de 75 °C. Las líneas de transmisión deberán tener capacidad de sobrecarga temporal de 15 y 30 minutos para operación en condiciones de emergencia.
- 6.2.2. Uno de los cables de guarda será con fibras ópticas - OPGW (mínimo de 24 fibras monomodo), que permita la comunicación entre subestaciones y la protección diferencial de la línea.
- 6.2.3. Las líneas en 230 kV, con longitudes mayores a 90 Km deberán contar con reactores de compensación por un porcentaje entre 50 y 85%. La diferencia entre la generación de reactivo de la línea, en vacío y el reactivo absorbido por el o los reactores de compensación no deberá ser superior a 13.5 MVar.
- 6.2.4. La ubicación del reactor o los reactores deberá permitir la energización de la línea desde ambos extremos y estar determinada en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años y teniendo en cuenta la regulación de voltaje en los puntos adyacentes a los extremos de la línea.
- 6.2.5. Las líneas en 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. Para asegurar el recierre en líneas de 230 kV de longitudes mayores a 100 km se deberá conectar en uno o más puntos en derivación a la línea, reactores monofásicos con una unidad de reserva y reactor de neutro.  
  
En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional, siempre y cuando se tengan las mismas características técnicas.
- 6.2.6. Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca. Para el caso de tramos de línea que pasan por zonas de alto nivel isoceraúnico mayor a 120 días-tormentas/año, deben tener valores de resistencia de pie de torre menor o igual a 15 Ohmios.
- 6.2.7. Las líneas con longitudes mayores a 150 km deben contar con transposiciones para equilibrar las impedancias de fase.
- 6.2.8. Para extensiones radiales del SIN en tensiones superiores o iguales a 69 kV, o proyectos de interconexión del SIN con áreas deficitarias de potencia, se deberá demostrar la operación del área de influencia del proyecto dentro de los márgenes establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo para el primer y cuarto año de operación del proyecto.

- 6.2.9. Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 6.2.10. Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.2.11. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

### **6.3. TRANSFORMADORES Y REACTORES**

- 6.3.1. Los Transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben tener regulación bajo carga con un margen mínimo de +/-10%, en pasos no mayores a 1.0%.

Cuando se tengan que instalar transformadores en paralelo a otros existentes, los conmutadores de posiciones no requieren cumplir con la recomendación del párrafo anterior y deberán ser similares a los existentes.

- 6.3.2. Los transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben contar con servicios auxiliares de emergencia para hacer posible el cambio de taps en condiciones de colapso.
- 6.3.3. Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.

Para capacidades menores a 100 MVA, los transformadores podrán ser monofásicos o trifásicos.

En función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia, todos los transformadores (trifásicos o monofásicos) deberán contar con una unidad de reserva.

Los bancos de transformadores o reactores compuestos por unidades monofásicas y los transformadores trifásicos, deberán contar con medios de intercambiabilidad rápida de reemplazo por la unidad de reserva, en alta y baja tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades.

- 6.3.4. Para el caso de transformadores adyacentes, se deberán construir muros cortafuego a fin de proteger las unidades entre sí, en caso de falla de una de ellas.
- 6.3.5. Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse. Los transformadores con capacidades



iguales o superiores a 75 MVA y reactores maniobrables, deberán tener interruptores con un sistema de mando sincronizado para la energización del transformador y desenergización de los reactores.

- 6.3.6. Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.3.7. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

#### 6.4. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

El aislamiento de los equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida, transformadores de potencia y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar donde serán instalados.

Los niveles de aislamiento de nuevos equipos a ser instalados en subestaciones existentes, deberán ser iguales o superiores a los niveles de aislamiento de los equipos existentes, los cuales se presentan a continuación.

NIVELES DE AISLACION EN SUBESTACIONES EXISTENTES		
230 kV	115 kV	69 kV
BIL de 1050 kVp Guaracachi, Carrasco, Urubó, Santivañez, Sucre, San José y Tarija	BIL de 550 kVp San José, Arboleda, Trinidad, Tarija	BIL de 325 kVp Guaracachi, Urubó, Sucre
BIL de 1175 kVp Valle Hermoso	BIL de 650 kVp Valle Hermoso, Arocagua, Sacaba	BIL de 550 kVp Vinto, Potosí, Punutuma, Atocha
BIL de 1300 kVp Vinto, Mazocruz, Punutuma	BIL de 750 kVp Vinto, Mazocruz, Potosí, Punutuma	
BIL de 1425 kVp Cumbre		

- 6.4.1. En subestaciones, se deberá presentar los cálculos utilizados para la coordinación del aislamiento y los niveles de aislamiento adoptados.
- 6.4.2. Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

Tensión Nominal (kV)	Aislamiento Bobinas (kVp)
230	950
115	550
69	325



## 6.5. CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES

- 6.5.1. Para líneas de transmisión, se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal y secundario en simultaneo y no excluyentes, que garantice una operación confiable del sistema de protecciones y que permita la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones; basado en fibra óptica, onda portadora y/o satelital.
- 6.5.2. En subestaciones de alta tensión, se deberán instalar registradores de eventos digitales (osciloperturbógrafos), con las siguientes características técnicas:
- Entradas analógicas/digitales para los circuitos importantes y la barra
  - Entradas de corriente y voltaje con precisión de 0.1% de plena escala
  - Tasa de registro:

Transitorio	Hasta 384 muestras por ciclo (19.2 kHz)
Disturbio	2 muestras por ciclo (100 Hz)
Permanente	$\frac{1}{2} \times F_n$ (25 Hz)
  - Arranque automático de registros
  - Medios de comunicación: Red satelital TCP-IP o disponible
  - Capacidad de almacenamiento de eventos, por dos semanas
- 6.5.3. Las características de los sistemas de protección de líneas, transformadores y reactores, deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.5.4. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

## 6.6. SERVICIOS AUXILIARES

- 6.6.1. Los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna en subestaciones, deberán contar como mínimo con lo siguiente:
- Una fuente de alimentación principal, proveniente del terciario de los transformadores de potencia o de una red de distribución externa, y
  - Una fuente de alimentación de respaldo mediante un generador de emergencia.
- 6.6.2. Los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones, estarán compuestos como mínimo con lo siguiente:
- Un banco de baterías con dos cargadores (rectificadores) de baterías, donde los dos cargadores operarán bajo un esquema redundante.



## **7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS**

**7.1.** Los proyectos deben ser presentados al CNDC con copia a la AE, con el siguiente detalle:

- a) Características técnicas generales.
- b) Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma.
- c) Plazos y condiciones para su ejecución.
- d) Estado actual del proyecto.
- e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:
  - Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto)
  - Calculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto).
  - Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia.
- f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.

**7.2.** El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

**7.3.** La aprobación del CNDC habilita a la Empresa propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.

## **8. VIGENCIA**

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

## **9. MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.