

**MODIFICA NORMA TÉCNICA CON  
EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y  
CALIDAD DE SERVICIO PARA EL  
SISTEMA INTERCONECTADO DEL  
NORTE GRANDE Y PARA EL SISTEMA  
INTERCONECTADO CENTRAL.**

**SANTIAGO, 17 de Abril de 2014**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 131**

**VISTOS:**

1. Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, modificado por la Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;
2. Lo dispuesto en el artículo 150 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”;
3. La Resolución Ministerial Exenta N°9, de 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 sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente “NT SyCS”; y

4. Lo establecido en la Resolución N°1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

1. Que, de conformidad al Artículo 150 de la Ley, las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión; y
2. Que, en virtud de la constante revisión y adecuación que realiza esta Comisión en materias de seguridad y calidad de servicio y, en el marco de la realización de los Estudios de Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, cuatrienio 2015-2018, la Comisión ha detectado la necesidad de modificar el Capítulo N°1 "Terminología y Exigencias Generales", Capítulo N°3 "Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones" y Capítulo N°10 "Disposiciones Transitorias" de la NT SyCS vigente, para efectos de incorporar nuevos conceptos, definiciones y materias tales como el Costo de Falla. Todo lo expuesto, con el objeto de incluir mejoras en materias de seguridad y calidad de servicio.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO ÚNICO;** Modificar, el texto de la NT SyCS para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, en el siguiente sentido:

- A) Incorpórase en el Capítulo N°1: "Terminología y Exigencias Generales" (Artículo 1-7) las siguientes definiciones:

**Esquemas de Protección:** Corresponden a un conjunto de relés de protección que pueden o no incluir la función de teleprotección. Adicionalmente, incluyen funciones de registros oscilográficos y de eventos.

**Severidad 8:** Desconexión intempestiva de un transformador de poder, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias.

**Severidad 9:** Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**  
**Miraflores 222, Piso 10, Santiago**

barra, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias.

- B) Modifícase en el Capítulo N°1 “Terminología y Exigencias Generales” (Artículo 1-7) la siguiente definición:

**Sistema de Protecciones Eléctricas:** Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en los equipos que protege, desconectándolos del SI en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos, las personas o el SI. El Sistema de Protecciones incluye los interruptores, los Esquemas de Protección, los transformadores de corriente y de potencial, las vías de teleprotección y demás equipamiento necesario para su funcionamiento.

- C) Modifícase en el Capítulo N°1 “Terminología y Exigencias Generales” el Artículo 1-13 por el siguiente:

**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, 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](http://www.cne.cl), del CDEC del Sistema Interconectado Central, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl), y del CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande, [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl).

- D) Incorpórase en el Capítulo N°1 “Terminología y Exigencias Generales” los siguientes artículos:

**Artículo 1-1**

El Costo de Falla de Corta Duración en adelante e indistintamente “CFCD” debe ser actualizado cada cuatro años, en los términos definidos por el Artículo 26° del Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, aprobado por el D.S. N°86, de 2012 de Ministerio de Energía.

El CFCD está determinado por la duración de corte intempestivo (5 min., 1, 2, 6 y 24 horas), por las probabilidades de ocurrencia de distintos escenarios y por el efecto de los diferentes sectores económicos (Residencial, Comercial, Industrial, Transporte, Minería y Empresas Varias).

## **Artículo 1-2**

La indexación del CFCD, será realizada semestralmente en el proceso de Determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, la cual entrará en vigencia y será exigible una vez publicada mediante Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía.

- E) Modifícase el Capítulo N°3 “Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones” los Artículos 3-28 y 3-29 por los siguientes:

## **Artículo 3-28**

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con Sistemas de Protecciones Eléctricas que sean capaces de desconectarlas del SI en forma rápida, oportuna y selectiva, respetando los tiempos máximos de despeje establecidos en el Artículo 5-49, ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra. Además, dichos sistemas deberán estar respaldados frente al evento que, ante la ocurrencia de una falla en la instalación protegida, el sistema 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 redundante y dedicado para cada instalación, cada uno alimentado desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y alambrados independientes desde los transformadores de tensión, con teleprotección e interruptores con doble bobina de desenganche. Además cada interruptor de línea deberá contar con un esquema de protección contra falla de interruptor, el cual debe aislar la sección de barra a la que se conecta el circuito, y enviará orden de desenganche directo vía teleprotección al extremo remoto del circuito.

Las protecciones deberán proporcionar respaldo para fallas en la subestación del extremo remoto a la cual se conecta el circuito. Dependiendo de las contribuciones intermedias, también deberán proporcionar, el mayor respaldo remoto posible para fallas en los circuitos conectados a dicha subestación del extremo remoto.

El estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones que debe presentar el Coordinado a la aprobación de la DO, debe demostrar que si la falla ocurre estando la teleprotección fuera de servicio, su despeje sigue siendo selectivo, y que el sistema es transitoriamente estable sin aplicar desconexión de consumos adicionales a los

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**  
**Miraflores 222, Piso 10, Santiago**

determinados de acuerdo a la aplicación del Criterio N-1, suponiendo una condición normal de operación de las restantes componentes del sistema de protecciones. Si ello no es posible, debe exigirse la duplicación de la teleprotección mediante vías de comunicación independientes.

El Coordinado debe diseñar el esquema de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad de al menos 99,95% e incorporar al Sistema de Monitoreo la información que permita a la DO verificar esta disponibilidad.

- 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 tramos de línea y transformación adyacentes que contribuyen a la falla deben poseer ajustes que permitan garantizar, al menos secuencialmente, el despeje de la falla en respaldo remoto.
  - Esta operación en respaldo no debe implicar la desconexión de más de tres tramos de línea o de transformación inmediatamente adyacentes que contribuyan a la falla.
  - Esta operación en respaldo no debe implicar un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que exceda en más de 15 ciclos (300 [ms]) los tiempos máximos indicados en el Artículo 5-49.

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones y estabilidad transitoria, la DO podrá aceptar tiempos de operación en respaldo mayores al indicado si lo estima justificable.

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

En caso de requerirse la duplicación del esquema de protecciones, las líneas entre 150 y 200 [kV] deberán contar con alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y con alambrados independientes desde los transformadores de potencial.

Adicionalmente, las líneas entre 150 y 200 [kV] deberán contar con un esquema de protección contra falla de interruptor.

- III. En el caso de líneas entre 100 y 200 [kV], a solicitud de la DO con el objeto de no limitar las transmisiones, el esquema de protección deberá ser complementado con teleprotección si ello evita la pérdida de sincronismo de unidades generadoras ante la ocurrencia de un cortocircuito en la mencionada línea.



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 orden de desenganche directo vía enlace de comunicaciones 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 orden de desenganche directo vía enlace de comunicaciones a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección, salvo en los casos que existan conexiones en derivación de la línea y ésta pueda continuar operando entre los terminales no fallados.
- 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 de protección diferencial de barras, siempre que la falla en barra sea despejada en un tiempo inferior a 15 ciclos por la operación de las protecciones propias de las instalaciones conectadas a la barra y que contribuyen a la falla.

c) Para transformadores de poder :

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea superior a 300 [kV], deben 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, e interruptores de poder con doble bobina de desenganche, y esquema de protección contra falla de interruptor.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 300 [kV] y mayor a 200 [kV], deben contar con un simple esquema de protección diferencial y un esquema de protección propia con otra característica de operación, e interruptores de poder con doble bobina de desenganche y esquema de protección contra falla de interruptor.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 200 [kV] y superior o igual a 100 [kV], deberán contar con un simple esquema

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**  
**Miraflores 222, Piso 10, Santiago**

de protección diferencial y un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 100 [kV] y de potencia máxima superior a 12 MVA deberán utilizar un simple esquema de protección diferencial o un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 150 [kV] conectados en derivación de una línea y que tengan una potencia máxima inferior a 12 MVA podrán estar excepcionalmente protegidos mediante desconectores fusibles, en cuyo caso sólo se aceptaría la operación descoordinada de las protecciones de la línea para fallas entre el fusible y el enrollado de alta tensión del transformador.

Las protecciones de los tramos de línea o de transformación adyacentes que contribuyan a la falla deberán proporcionar respaldo remoto que no supere el tiempo establecido en el Art. 5-49 más 15 ciclos (300 ms), 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 para garantizar el respaldo local.

- d) Para reactores shunt y condensadores serie: son aplicables exigencias análogas a las establecidas en el literal c) precedente para transformadores según el nivel de tensión.

Los Esquemas de Protección indicados en el presente Artículo, deben permitir:

- En el ST con tensión superior a 200 [kV], el acceso local y remoto desde la Sala de Control de la instalación, CC y CDC, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.
- En el ST con tensión superior a 100 [kV] y menor a 200 [kV], el acceso local y remoto desde la Sala de Control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.
- En el ST con tensión inferior a 100 [kV] sólo se exige el acceso local a esta información.

La información de registros oscilográficos y de eventos de protecciones deberá contar con una estampa de tiempo, la que deberá estar sincronizada mediante GPS.

### **Artículo 3-29**

Las disposiciones del presente artículo se aplican a instalaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV], sean ellas pertenecientes al STT, STx o STA.

I. Interruptores de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática.

II. Configuración de barras de subestaciones

Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas.. Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.

La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas previo a la autorización de la conexión.

Para ello el Coordinado que explote la subestación que se incorpora al SI o que es ampliada o modificada, deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el procedimiento DO "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI", el que debe ser sometido a la aprobación de la DO.

III. Configuración de transformadores

Para subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Especiales de Control de



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**  
**Miraflores 222, Piso 10, Santiago**

Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas.

Para subestaciones que se incorporan al SI o aquellas que sean ampliadas o modificadas, el Coordinado respectivo deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el procedimiento DO "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI", el que debe ser sometido a la aprobación de la DO.

Para subestaciones eléctricas pertenecientes al ST, los Coordinados que exploten transformadores de poder deberán disponer de transformadores de reserva, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que en caso de falla permanente de uno de los transformadores de la subestación que implique restricciones al suministro a Clientes Regulados, se pueda normalizar la operación de la subestación antes de 96 horas contadas desde el inicio de la falla.

Tampoco exime al Coordinado de la exigencia de respetar los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de transformadores establecida en el Artículo 5-70.

En el caso de subestaciones de transformación de tensión primaria mayor a 200 [kV] y tensión secundaria superior a 60 [kV] que enmallan sistemas, deberán contar con un número de transformadores tal que la falla de severidad 8 en uno de ellos pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

#### IV. Conexiones en derivación de líneas

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.

