



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Que los Artículos 1, 3 inciso h) y 4 del citado Reglamento, establecen que las Normas Operativas permiten definir los procedimientos y metodologías de detalle para operar el Sistema Interconectado Nacional y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, las mismas que deben ser elaboradas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y aprobadas por la Superintendencia de Electricidad previa revisión, análisis y solicitud de modificación al CNDC, según se considere necesario.

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en su Artículo Primero se aprobaron en forma transitoria las Normas Operativas N° 1 a la 17. En su Artículo Segundo se instruyó al CNDC aplicar dichas Normas Operativas en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093; y en su Artículo Tercero se instruyó al CNDC revisar y actualizar las Normas Operativas, hasta el 30 de junio de 2001.

Que mediante nota SE-302-DMY-26/2005 de 2 de febrero de 2005, se solicitó al CNDC la actualización de las Normas Operativas N° 9, 10, 12, 13, 14, 16 y 17 de acuerdo al nuevo ROME aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 como le fue instruido mediante Resolución SSDE N° 046/2001.

Que complementando la mencionada nota SE-302-DMY-26/2005, mediante nota SE-884-DMY-82/2005 de 17 de marzo de 2005, se propuso al CNDC considerar varios criterios a ser tomados en cuenta en la actualización de la Norma Operativa N° 17 titulada "Protecciones".

Que el CNDC, mediante nota CNDC-LP 060/2005 de 27 de abril de 2005, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa N° 17 sin haber tomado en cuenta los elementos de actualización sugeridos por la Superintendencia de Electricidad resultantes de la inclusión al Mercado Eléctrico Mayorista de nuevos agentes transmisores, del cuestionamiento a las atribuciones del Grupo Consultivo de Protecciones y de la obligación de asignar responsabilidades en las fallas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Que en consecuencia, mediante nota SE-1495-DMY-157/2005 de 10 de mayo de 2005, se reiteró al CNDC la solicitud de considerar los criterios de actualización establecidos en la nota SE-302-DMY-26/2005.

Que el CNDC, en respuesta a la nota SE-1495-DMY-157/2005, mediante nota CNDC-LP 071/2005 de 2 de junio de 2005, consideró las modificaciones sugeridas y remitió a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa actualizada N° 17: "Protecciones" para su respectiva aprobación.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006
TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

Que revisado el Proyecto de Norma Operativa N° 17: "Protecciones" remitido por el CNDC, esta Superintendencia de Electricidad ha verificado que la misma armoniza con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y que por tanto, de acuerdo a los Artículos 1 y 4 del ROME, corresponde su aprobación por la Superintendencia de Electricidad.

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SSDE-1 N° 011/2006 de 7 de febrero de 2006, se designó al ciudadano Eddy Iporre Durán, Intendente de Electricidad, como Superintendente Suplente de Electricidad, mientras dure la ausencia del Superintendente Interino de Electricidad.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales conexas,

RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus siete (7) puntos, más dos (2) puntos de "Criterios Generales de Coordinación", que en Anexo forman parte de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese

Eddy Iporre Durán

SUPERINTENDENTE SUPLENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:

Luis Fernando Alepcer Guardia
DIRECTOR LEGAL a.i



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

NORMA OPERATIVA N° 17

PROTECCIONES

1. OBJETIVO:

Definir condiciones generales que las protecciones eléctricas deben cumplir para permitir su operación coordinada en casos de falla de componentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Definir responsabilidades de los Agentes en la coordinación de las protecciones y en los análisis de fallas.

2. ANTECEDENTES:

- Ley de Electricidad, Artículo 3 incisos c), d) y e), Artículo 29 inciso j) y Artículo 30 incisos b) y c).
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), Artículo 18 incisos f) y m).
- Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales: Artículo 10 inciso a) y Artículo 11 inciso a).
- Reglamento de Calidad de Transmisión, Artículos 19 y 20.

3. CONDICIONES GENERALES:

El sistema de protección comprende: los respectivos relés, transformadores de medida (de corriente y/o tensión), sus correspondientes circuitos de control, interruptores y relés auxiliares.

Todo Agente propietario de instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución que integren el SIN, está obligado a incorporar equipos de protección y a coordinar la operación de los mismos con los equipos de protección de otros Agentes dentro de su área de influencia. En lo que respecta a esta obligación, la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga comunicará qué Agentes deben coordinar sus protecciones con otros Agentes.

Cada Agente es responsable de efectuar el mantenimiento de sus sistemas de protección para asegurar su disponibilidad permanente y su correcto funcionamiento.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

4. FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN:

4.1 Barras en sistemas de Transmisión y Subtransmisión:

La protección de barras puede ser mediante protección dedicada (instantánea) o mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras (con retardo). La Protección de respaldo es mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras.

Puede o no complementarse con protección contra falla de interruptores.

4.2 Líneas en sistemas de Transmisión y Subtransmisión:

La protección de líneas debe ser mediante protección dedicada: protección principal 1 y protección principal 2 o protección de respaldo.

En líneas de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión, así como en otras líneas en 115 kV o tensiones mayores, las fallas deben ser despejadas en forma instantánea cualquiera sea el punto de ubicación de las mismas en el SIN.

La protección debe ser capaz de ver fallas de alta resistencia.

Los sistemas de teleprotección deben contar con un medio de comunicación confiable. Los esquemas de protección por comparación direccional deben ser compatibles cuando se apliquen a sistemas vecinos.

Cuando la protección de barras no sea dedicada, al menos la protección de respaldo debe cumplir con esta función.

Cuando se disponga de facilidades de reconexión automática, ésta puede ser mono y/o trifásica, según sea el caso.

Los relés de distancia que integren los sistemas de protección de líneas con alimentación en cada extremo, deben incorporar unidades de bloqueo por oscilación de potencia. Asimismo deben incluir facilidades para localización de la falla.

4.3 Transformadores y Autotransformadores:

La protección de transformadores y autotransformadores que integran la red de transmisión debe ser mediante protección dedicada: protección principal y protección de respaldo.

4.4 Registro Oscilográfico (Transmisión y Subtransmisión):

Los relés de protección principal que se incorporen al SIN, ya sea en instalaciones nuevas o como reemplazo de instalaciones existentes, deben incorporar facilidades para el registro oscilográfico de los parámetros de falla. Los relés de protección principal existentes que



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006
TRAMITE N° 2159**

La Paz, 13 de Febrero de 2006

cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.

5. COORDINACION Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES:

5.1 Coordinación:

El comportamiento de la protección juega un papel preponderante en la propagación de fallas y perturbaciones. Para lograr un despeje selectivo de las mismas; es decir, se retiren de servicio mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protección del S/N debe ser adecuadamente coordinada.

El proceso de selección de características específicas, tales como: tipo de característica de medición de las unidades de distancia, características corriente-tiempo en las unidades de sobrecorriente, el esquema de teleprotección, etc. y su respectiva programación deben ser efectuados por los Agentes aplicando las disposiciones de esta Norma Operativa.

Las empresas de transmisión, que conectan la generación a los consumos, son las encargadas de dar los respectivos criterios y lineamientos para la coordinación de protección de sus instalaciones. Las empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados, deberán adecuarse y coordinar la respuesta de su protección con la respectiva protección de la red de transmisión. Todo estudio de protecciones debe ser entregado a la Unidad Operativa y ser puesto a disposición de todos los Agentes.

Los Agentes tienen la responsabilidad de coordinar sus protecciones teniendo en cuenta los lineamientos anteriores y aplicando los criterios señalados en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.

5.2 Seguimiento:

Cada Agente es el responsable de efectuar el seguimiento del comportamiento de la protección de su propiedad y asegurar el correcto funcionamiento de la misma.

Todo cambio y/o reemplazo programado de equipos de protección, debe ser informado por escrito quince (15) días antes a la ejecución de los respectivos trabajos de campo a la Unidad Operativa. El Agente debe informar los ajustes a ser incorporados en la protección y deben efectuar las pruebas necesarias que aseguren su correcta aplicación.

El seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección, tanto en condiciones normales como de falla, estará a cargo de la Unidad Operativa con las atribuciones que se indican a continuación:

- Establecer premisas generales y criterios de coordinación.
- Verificar los ajustes de la protección realizados por los Agentes.
- Revisar los estudios de protección presentados por los Agentes.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

- Efectuar el seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección de las instalaciones del SIN.
- Establecer la responsabilidad de los Agentes en el origen de la(s) falla(s).
- Establecer la responsabilidad y cumplimiento de las obligaciones de los Agentes en materia de protecciones tanto en el despeje de las fallas como en la reposición del sistema.

El seguimiento del comportamiento de la protección, a ser realizado por la Unidad Operativa, será fundamental especialmente para la elaboración de su Informe Final de falla, el cual será realizado mediante análisis de fallas, sobre la base de su Informe Preliminar, los datos contenidos en los Informes Preliminares y Finales de falla emitidos por los respectivos Agentes, los datos del sistema Scada y de los registradores de eventos.

La UO del CNDC podrá convocar, cuando así lo requiera, a los Agentes involucrados en las fallas con el fin de profundizar su análisis y podrá requerir datos complementarios que deberán ser entregados dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la solicitud. Estas reuniones de la UO con los Agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de la Superintendencia de Electricidad.

Los Informes Preliminares y Finales de Falla deberán cumplir los plazos estipulados en el Artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión.

Como resultado del seguimiento de las protecciones, la Unidad Operativa adicionalmente tiene las siguientes funciones y atribuciones:

- Informar a los Agentes involucrados en una falla sus recomendaciones y definir los plazos correspondientes para su cumplimiento.
- Efectuar un seguimiento de todos los casos que requieran la intervención de los Agentes para superar los problemas.
- Organizar y actualizar la base de datos del sistema de protecciones y sus ajustes, y poner a disposición de los Agentes.

6. VIGENCIA:

La presente Norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad.

7. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a la presente Norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Estos criterios son generales, sin embargo, pueden presentarse casos especiales donde se deben aplicar criterios particulares en función de las características y los esquemas de protección aplicados.

Para lograr un despeje selectivo de las fallas, es decir se retire de servicio, mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protecciones del SIN debe ser adecuadamente coordinada. Debido a que en el SIN se tiene una gran diversidad de equipos de protección instalados, de diferente tecnología y características operativas, lograr una óptima coordinación en la respuesta de los mismos constituye una tarea muy difícil; sin embargo, a fin de aproximarnos a este objetivo es aconsejable seguir ciertos criterios de ajuste comunes en todas las áreas del SIN.

1. Protección de Distancia:

1.1. Impedancia:

- Zona 1

Debe ser ajustada entre el 85 % y 90% de la impedancia de la línea, el 10% a 15% margen, cubre probables errores en: determinación de la impedancia de la línea, en los transformadores de medida (CTs y PTs), la influencia de la resistencia de falla, el propio relé, etc., los relés de nueva tecnología permiten el margen menor. De este modo esta zona no verá fallas más allá de la línea protegida.

- Zona 2

Debe ser ajustada al menos un 20% mayor a la impedancia de la línea protegida, sin embargo, no debe sobrepasar el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Se trata de asegurar que la zona 2 vea fallas en toda la extensión de la línea. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.

- Zona 3

Debe ser ajustada al menos para que vea toda la línea protegida más toda la impedancia de la línea adyacente más larga. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.

En el caso de los esquemas de bloqueo por comparación direccional e híbridos, la zona o unidad que mire hacia atrás para detectar fallas externas, debe ser ajustada para cubrir la línea más larga o al menos sobrepasar el ajuste de zona 1 de esta línea.



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

1.2. Tiempo:

- Zona 1

La zona 1 no requiere un retardo de tiempo intencional en su operación, se puede decir que la misma debe operar en forma instantánea.

- Zona 2

La Zona 2 trabajando como respaldo de la zona 1 en un esquema convencional de distancia, y como protección principal para el último 10% a 15% de la línea y de las barras de la subestación respectiva, debería tener como retardo intencional el menor tiempo posible, compatible con requerimientos de tiempo de apertura de interruptores, tiempo de extinción del arco, margen de error en equipos contadores de tiempo, sobretodo, en relés de tipo electromecánicos. Tiempo comprendido entre 250 a 300 mseg.

Por otra parte, en las áreas de la red, donde se tiene lógica contra falla de interruptores, puesto que ésta considera un tiempo de 200 a 250 mseg para determinar si el interruptor ha respondido o no en forma correcta e iniciar transferencia de disparo a interruptores adyacentes, la zona 2 debería esperar y permitir que ésta operación se lleve a cabo antes de disparar interruptores remotos. Tiempo comprendido entre 450 a 500 mseg.

En el caso de los relés que forman parte del esquema de bloqueo por comparación direccional, con operación acelerada de la zona 2, ésta debe tener un mínimo retardo de tiempo intencional para permitir la llegada de la señal de bloqueo en caso de que la falla sea externa a la línea protegida. Este retardo debe considerar el tiempo que toma la detección de falla e iniciar la emisión de la respectiva señal de bloqueo, más el tiempo que tarda en llegar al otro extremo. Tiempo comprendido entre 30 y 60 mseg.

- Zona 3

Esta zona trabaja como respaldo de la zona 2 de la propia línea, de la subestación remota y de sus líneas adyacentes, en algunos casos puede trabajar como respaldo para transformadores de potencia incluyendo, en su zona de protección, toda la impedancia del mismo, por lo tanto puede trabajar como respaldo de la protección de media tensión (fallas en barras de media tensión o próximas a ellas) que está constituida generalmente por relés de sobrecorriente. Los tiempos de retardo deben estar en el orden de los 800 a 1200 mseg.

2. Protección de sobrecorriente:

La respuesta de la protección de sobrecorriente depende de la magnitud de la corriente de falla, es decir, el tiempo de operación, es diferente conforme cambia el despacho de unidades en el SIN para satisfacer la demanda, o conforme cambia la configuración de la red. Tiene, además, fundamental importancia, la distribución de corrientes de falla especialmente la de



SUPERINTENDENCIA
DE
ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 034/2006

TRAMITE N° 2159

La Paz, 13 de Febrero de 2006

secuencia cero, que debido a que el SIN es un sistema rigidamente puesto a tierra y se dispone de una gran cantidad de transformadores de tres arrollamientos (Ynynd) y autotransformadores con delta terciario, una falla en alguna parte de la red, produce flujo de esta corriente, en gran parte de la misma. En principio, para tener en cuenta estos aspectos, la coordinación de este tipo de relés se la realiza teniendo en cuenta dos condiciones extremas de generación: máxima y mínima.

Otro aspecto importante a considerar es que este tipo de protección (sobrecorriente de fase) en la mayoría de los casos cumple la doble función de protección de sobrecarga y protección de cortocircuito, la primera influye en la selección del Tap (corriente de arranque) y la segunda en selección del Dial (tiempo de respuesta). Así mismo, normalmente se dispone de una unidad de sobrecorriente de tiempo y de una unidad de sobrecorriente instantánea.

Se debe notar que la protección de sobrecorriente de generadores y/o transformadores se constituye en protección de respaldo de la protección del sistema de transmisión y/o de distribuidores adyacentes y deben ser adecuadamente coordinadas con éstas.

En general se pueden adoptar los siguientes criterios:

- Las unidades instantáneas no deben operar nunca para fallas en el extremo remoto de la línea protegida, bajo ninguna condición de operación del sistema. Normalmente se ajusta al 70% de la corriente de falla en el extremo remoto en condiciones de mínima generación.
- Los tiempos de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, depende, en principio, del tipo y tecnología del relé y oscila normalmente entre los 300 y 500 mseg.