

**TRÁMITE:** Modificación de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de acuerdo al Anexo que forma parte la presente Resolución.

**VISTOS:**

La Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010; la Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016; la nota con Registro N° 6184 de 15 de mayo de 2017; el Informe AE-DOCP2 N° 2037/2017 de 05 de julio de 2017; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó la Norma Operativa N° 17 referida a las "Protecciones", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016, se aprobó la incorporación del Anexo 3 "Especificaciones Técnicas de Relés de Frecuencia y Gradientes de Frecuencia del EDAC" a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6184 de 15 de mayo de 2017, el CNDC remitió la copia de la Resolución CNDC 377/2017-1 emitida por el Comité de Representantes al CNDC en su Sesión Ordinaria N° 377 de 12 de mayo de 2017, misma que aprueba: 1) El Informe CNDC N° 19/17 que contiene la nueva versión de las "Especificaciones Técnicas de Relés de Frecuencia y Gradientes de Frecuencia del EDAC" para su aprobación e inclusión como anexo 3 de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

Que el Informe AE-DOCP2 N° 2037/2017 de 05 de julio de 2017, recomienda aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**CONSIDERANDO: (Marco Legal)**

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, define: "Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento".



Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establece que 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 el artículo 4 del ROME, dispone: *“Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:*

- a) *El Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.*
- b) *La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos”.*

Que de acuerdo al artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, las competencias de la AE, 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 siguientes:

- b) *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.*
- c) *Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.”*
- m) *Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.*
- n) *Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía.”*

Que mediante Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 17 referida a las *“Protecciones”*.

Que mediante Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016, se aprobó la incorporación del Anexo 3 *“Especificaciones Técnicas de Relés de Frecuencia y Gradientes de Frecuencia del EDAC”* a la Norma Operativa N° 17 *“Protecciones”*.

### **CONSIDERANDO: (Análisis)**

Que la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AE, mediante Informe AE-DOCP2 N° 2037/2017 de 05 de julio 2017, estableció lo siguiente:

***“(…) 3. ANÁLISIS DE LAS MODIFICACIONES DEL ANEXO 3 “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE RELÉS DE FRECUENCIA Y GRADIENTES DE FRECUENCIA DEL EDAC”, DE LA NORMA OPERATIVA N° 17.***



Mediante Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 17 "Protecciones". Asimismo, mediante Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016, se aprobó la incorporación del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC" a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

El CNDC mediante nota CNDC 0970-17 con Registro N° 6186 recibida el 15 de mayo de 2017, remitió a la AE el Informe CNDC N° 19/17 adjuntando la propuesta de modificación del anexo 3, de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

El Informe CNDC N° 19/17 fue aprobado en la Sesión Ordinaria N° 377 por el Comité de Representantes al CNDC, mediante la Resolución CNDC 377/2017-1 de 12 de mayo de 2017 y en consecuencia se aprobó las modificaciones del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC", de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", Asimismo, instruyó el envío de la propuesta de modificación a la AE para su aprobación y recomendó también, que el plazo para la adecuación de las instalaciones existentes del EDAC sea hasta el 31 de diciembre de 2017.

Con relación a las modificaciones del Anexo 3, especificaciones técnicas para los Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC, propuesto por el CNDC, anexo en el informe CNDC N°19/17, se analiza lo siguiente:

### 3.1. Modificación del Anexo 3 "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE RELÉS DE FRECUENCIA"

TABLA 1 ANEXO 3

Norma Operativa N° 17 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p><b>1. REQUISITOS DE DESEMPEÑO DE RELES DE FRECUENCIA VINCULADOS AL EDAC</b></p> <p>A continuación se detalla los requerimientos técnicos generales que deben cumplir los relés de frecuencia vinculados al EDAC:</p> <p><b>1.1 Requisitos de desempeño de los relés de subfrecuencia del EDAC</b></p> <p>1) Ajuste de frecuencia: 46-52 Hz en pasos de <u>0.01</u> Hz</p> <p>2) Precisión de medida de frecuencia de <math>\pm 0.01</math> Hz</p> <p>3) Periodo de medida entre 3 a <u>7</u> ciclos, seleccionable</p> <p>4) Temporizador: 0-12 s en pasos de 0.05 s</p>	<p><b>(1. REQUISITOS DE DESEMPEÑO DE RELES DE FRECUENCIA VINCULADOS AL EDAC</b></p> <p>A continuación se detalla los requerimientos técnicos generales que deben cumplir los relés de frecuencia vinculados al EDAC) <b>No incluido en la propuesta</b></p> <p><b>1.1 Requisitos de desempeño de los relés de subfrecuencia del EDAC</b></p> <p>1) <b>Rango mínimo de</b> ajuste de frecuencia: 46 a 52 Hz en pasos de <u>0.1 Hz</u></p> <p>2) Precisión <b>mínima</b> de medida de frecuencia de <math>\pm 0.01</math> Hz</p> <p>3) Periodo de medida entre 3 a <u>5 ciclos</u>, <b>fijo o</b> seleccionable</p> <p>4) <b>Rango mínimo del</b> temporizador <b>adicional al periodo de medida: 0 a 12</b> s en pasos de 0.05 s</p> <p>5) <b>Tiempo máximo de operación de 160 ms</b></p>





Norma Operativa N° 17 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>5) Tiempo máximo de operación de 160 ms sin retardo intencional (incluido el periodo de medida).</p> <p>6) Bloqueo por voltaje: <u>20</u> a 90% del voltaje nominal</p> <p>7) Registro oscilográfico <u>por arranque y</u> por disparo</p> <p><b>8) Entradas analógicas de operación en el rango de 57.7 a 120 V AC</b></p> <p>9) Autodiagnóstico</p> <p>10) Capacidad de sincronización horaria</p> <p>11) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o estándares equivalentes</p> <p><b>1.2 Requisitos de desempeño de los relés de gradiente de frecuencia del EDAC</b></p> <p>1) Ajuste de gradiente de frecuencia: <u>0.0 a -2.0 Hz/s</u> en pasos de 0.1 Hz/s</p> <p>2) Precisión de medida de gradiente de frecuencia de <math>\pm 0.1</math> Hz/s</p> <p>3) Periodo de medida entre 3 a <u>7</u> ciclos, seleccionable</p> <p>4) Temporizador: <u>0-12 s</u> en pasos de 0.05 s</p> <p>5) Tiempo máximo de operación de 160 ms sin retardo intencional (incluido el periodo de medida)</p> <p>6) Bloqueo por voltaje: <u>20</u> a 90% del voltaje nominal</p> <p>7) Registro oscilográfico <u>por arranque y</u> por disparo</p> <p>8) <b>Entradas analógicas de operación en el rango de 57.7 V AC a 120 V AC</b></p> <p>9) Autodiagnóstico</p> <p>10) Capacidad de sincronización horaria</p> <p>11) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o normas equivalentes</p> <p>El elemento de medición de frecuencia debe hacerlo solo a través de las</p>	<p>sin retardo intencional (incluido el periodo de medida).</p> <p>6) <b>Rango mínimo de</b> bloqueo por voltaje: <u>40%</u> a 90% del voltaje nominal</p> <p>7) <b>Registro oscilográfico de frecuencia y/o voltaje</b> por disparo</p> <p>8) Autodiagnóstico</p> <p>9) Capacidad de sincronización horaria</p> <p>10) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o estándares equivalentes</p> <p><b>1.2 Requisitos de desempeño de los relés de gradiente de frecuencia del EDAC</b></p> <p>1) <b>Rango mínimo de</b> ajuste de gradiente de frecuencia: <u>-0.2 a -5.0 Hz/s</u> en pasos de 0.1 Hz/s</p> <p>2) Precisión <u>mínima</u> de medida de gradiente de frecuencia de <math>\pm 0.1</math> Hz/s</p> <p><b>3) Bloqueo para frecuencias mayores a 50 Hz</b></p> <p>4) <b>Periodo</b> de medida entre 3 a <u>5</u> ciclos, <u>fijo o</u> seleccionable</p> <p>5) <b>Rango mínimo del temporizador adicional al periodo de medida:</b> 0 a 2 s en pasos de 0.05 s</p> <p>6) Tiempo máximo de operación de 160 ms sin retardo intencional (incluido el periodo de medida)</p> <p>7) <b>Rango mínimo de</b> bloqueo por voltaje: <u>40%</u> a 90% del voltaje nominal</p> <p>8) <b>Registro oscilográfico de frecuencia y/o voltaje</b> por disparo</p> <p>9) Autodiagnóstico</p> <p>10) Capacidad de sincronización horaria</p> <p>11) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o normas equivalentes</p> <p>El elemento de medición de frecuencia debe hacerlo solo a través de las entradas de voltaje. No se acepta que la medición de esta variable sea efectuada con la onda de corriente.</p> <p><b>Solo se permitirá el uso de funciones de subfrecuencia y gradientes de frecuencia de relés o equipos de protección de alimentadores o barras a</b></p>





<i>Norma Operativa N° 17 Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
<i>entradas de voltaje. No se acepta que la medición de esta variable sea efectuada con la onda de corriente.</i>	<b><u>media tensión.</u></b>
<b><u>Esta función debe detectar las variaciones de la frecuencia en la onda de voltaje del sistema, para diferentes valores o pasos en la magnitud de la frecuencia eléctrica, en un intervalo comprendido entre 46 a 52 Hz.</u></b>	

Respecto a la modificación del Anexo 3 "Especificaciones técnicas de relés de frecuencia y gradiente de frecuencia del EDAC" propuesto, ésta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la complementación de la misma.

Asimismo, la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", aprobada con la Resolución AE N° 084/2010, no presenta modificaciones.

#### **4. CONCLUSIONES.**

De acuerdo al análisis se concluye lo siguiente:

- 4.1. Habiéndose realizado la verificación de las modificaciones propuestas por el CNDC del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC" de la Norma Operativa N° 17, al respecto, no se tiene observaciones a los cambios propuestos.
- 4.2. La Norma Operativa N° 17 "Protecciones" aprobada con la Resolución AE N° 084/2010 en fecha 23 de marzo de 2010, no presenta cambios ni modificaciones, debiendo ser considerado en la Resolución de aprobación de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".
- 4.3. El Comité de representantes, mediante la Resolución CNDC 377/2017-1, recomendó que el plazo para la adecuación de las instalaciones existentes del EDAC, sea hasta el 31 de diciembre de 2017.

#### **5. RECOMENDACIONES.**

En base a lo expuesto, se recomienda lo siguiente:

- 5.1. Aprobar mediante Resolución Administrativa, la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" con las modificaciones del anexo 3, de acuerdo al Anexo que forma parte el presente Informe.
- 5.2. Dejar sin efecto la Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010, que aprobó la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y la Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016, que aprobó la incorporación del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC" a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".



- 5.3. *Instruir a los agentes del Sistema Interconectado Nacional, adecuar sus instalaciones existentes del EDAC de acuerdo al anexo 3 de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", hasta el 31 de diciembre de 2017.*
- 5.4. *Una vez aprobada mediante Resolución Administrativa las modificaciones a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", remitir una copia al Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008".*

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado en el Informe AE-DOCP2 N° 2037/2017 de 05 de julio de 2017, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe a los efectos señalados en el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

**CONSIDERANDO: (Conclusión)**

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE-DOCP2 N° 2037/2017 de 05 de julio de 2017, se concluye que corresponde aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", con las modificaciones del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC, para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

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

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 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 mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces 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 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 02 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 05 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 09 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 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 084/2010 de 23 de marzo de 2010, que aprobó la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y la Resolución AE N° 670/2016 de 16 de diciembre de 2016, que aprobó la incorporación del anexo 3 "Especificaciones técnicas de Relés de frecuencia y gradientes de Frecuencia del EDAC" a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y sus respectivos Anexos a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Energías.

**CUARTA.-** Instruir a los agentes del Sistema Interconectado Nacional, adecuar sus instalaciones existentes del EDAC de acuerdo al Anexo 3 de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", hasta el 31 de diciembre de 2017.

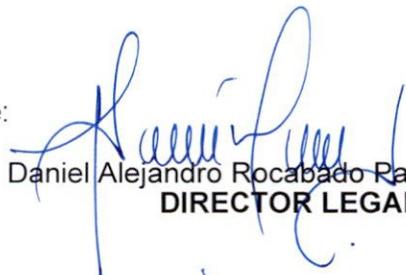
**QUINTA.-** Disponer la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**



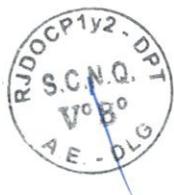
Richard César Alcócer Garnica  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
**DIRECTOR LEGAL**

LMU



## **NORMA OPERATIVA N° 17**

### **PROTECCIONES**

#### **1. OBJETIVO**

Definir condiciones generales que deben cumplir los Agentes del mercado, para que las protecciones eléctricas de sus instalaciones, permitan la operación coordinada de componentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en casos de fallas.

Definir responsabilidades de los Agentes del mercado en la coordinación de las protecciones.

Determinar la responsabilidad de los distintos Agentes del mercado en cada Desconexión por falla y despeje de la misma que resulta del análisis de los eventos.

#### **2. BASE LEGAL**

Ley N° 1604 de Electricidad, incisos c), d) y e) del Artículo 3, inciso j) del Artículo 29 e incisos b) y c) del Artículo 30. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante D.S. N° 26093, incisos f), g) y m) del Artículo 18. Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (RCLLP) aprobado mediante D.S. N° 24043, inciso a) del Artículo 10 e inciso a) del Artículo 11. Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT) aprobado mediante D.S. N° 24711, Artículos 19 y 20. Decreto Supremo N° 29549 que modifica y complementa el ROME. Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 que entre otras establece la extinción de las Superintendencias y creación de las Autoridades de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

#### **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, relés auxiliares y medios de comunicaciones asociados a la protección.

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 de acuerdo a lo indicado en el numeral 5.1. En lo que respecta a esta obligación, el CNDC 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.

#### **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 ó protección de respaldo.

En líneas de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI), 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. Así mismo, 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 1 y protección principal 2 ó 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 cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.

## **5. COORDINACIÓN 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 SIN 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 al CNDC 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 (Criterios Generales de Coordinación) 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 al CNDC. El Agente debe informar los ajustes a ser incorporados en la protección y deben efectuar las pruebas necesarias, además enviar los resultados al CNDC, para verificar su correcta aplicación. Los ajustes incorporados en las protecciones serán verificados en sitio por el CNDC.

El seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección, tanto en condiciones normales como de falla, estará a cargo del CNDC 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.
- 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 el CNDC, será fundamental especialmente para la elaboración de su Informe Final de Falla, el cual debe contener el respectivo análisis de la falla, tomando en cuenta 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.

El 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 del CNDC con los Agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de AE.

En su Informe Final de Falla, el CNDC establecerá la responsabilidad en la desconexión de instalaciones de los distintos Agentes del Mercado, particularmente en lo que respecta al origen y despeje de cada falla y la respectiva restitución del sistema, en base a los registros del propio CNDC y a la información que los Agentes del Mercado involucrados remitan al CNDC hasta horas 18:30 del quinto día hábil siguiente al día en que se registró la falla. En casos de desacuerdo de alguno de los Agentes involucrados con la determinación de responsabilidad establecida por el CNDC, el Agente del Mercado afectado podrá efectuar una representación ante el CNDC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la recepción del Informe del CNDC. Si el CNDC admite la observación del Agente del Mercado afectado, elaborará en un plazo máximo de 10 días hábiles, un nuevo Informe que sustituya al anterior y pondrá en conocimiento de los Agentes de Mercado y de la AE. En caso de persistir el desacuerdo, la AE definirá la responsabilidad de los Agentes del Mercado involucrados en base a toda la información disponible y cualquier otra adicional o complementaria que lo solicite.

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, el CNDC 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, con copia a la AE.
- 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 y de la AE.

Los ajustes de las protecciones para la base de datos, deberán ser enviados por los agentes utilizando las planillas que figuran en el Anexo 2.

## 6. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez sea aprobada por la AE.

## 7. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la AE de acuerdo a procedimiento vigente.

## **ANEXO 1 DE LA NORMA OPERATIVA N° 17** **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 80 % y 90% de la impedancia de la línea, el 20% a 10% de margen, cubre probables errores en: determinación de la impedancia de la línea, en los transformadores de medida (CT's y PT's), 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.

#### **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 20% 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 420 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. Éste 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 milisegundos.

## **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 secuencia cero, que debido a que el SIN es un sistema rígidamente 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 150 y 500 mseg.

## **ANEXO 2**

### **FORMULARIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES.**

- P001.- Ajustes protección distancia y protección sobrecorriente de línea
- P002.- Ajustes protección de falla interruptor.
- P003.- Ajustes protección de diferencial de líneas.
- P004.- Ajustes protección de sobrecorriente.
- P005.- Ajustes reconexión automática y verificación de sincronismo.
- P006.- Ajustes protección de bajo y sobre voltaje.
- P007.- Ajustes protección de diferencial de barras.
- P008.- Ajustes protección de diferencial de transformadores.
- P009.- Ajustes protección de diferencial de reactores.
- P010.- Ajustes protección de sobrecorriente con retención y/o restricción de voltaje.
- P011.- Ajustes protección de potencia inversa.
- P012.- Ajustes protección de pérdida de excitación.
- P013.- Ajustes protección de baja y sobre frecuencia.



P002

AJUSTES PROTECCION DE FALLA INTERRUPTOR

Agente	
Subestación	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Ajustes			Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (A)	DIAL	Curva	Norma	TAP (A)	

COMENTARIOS	

**AJUSTES PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEAS**

P003

DATOS DE LA LINEA (VALORES PRIMARIOS)	
LONGITUD (km)	
R1 (Ω)	R0(Ω)
X1(Ω)	X0(Ω)

Agente	
Subestación	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función	Descripción del relé		Relación CT (A)	Relación PTs (V)	AJUSTES						Observaciones	
	Función	Fabricante			Tipo	Idmin (A)	Vertice 1 (A)	Vertice 2 (A)	Slop 1 (%)	Slop 2 (%)		Id No Restring (A)

**COMENTARIOS**

5 4

P004

**AJUSTES PROTECCION DE SOBRECORRIENTE**

Agente	
Subestación	
Componente	
Interrupcion que dispara	

Función	Descripción del relé		Relación CT's (A)	Ajustes			Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante		Tipo	TAP (A)	DIAL	Curva	Norma		TAP (A)

COMENTARIOS	

*Handwritten signature/initials*

**AJUSTES RECONEXIÓN AUTOMÁTICA Y VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO**

P005

**SIMBOLOGÍA**

- LV Línea Viva
- LM Línea Muerta
- BV Barra Viva
- BM Barra Muerta
- Tm Tiempo Muerto

Agente	
Subestación	
Componente	
Interrupción que opera	

Función	Descripción del relé		Tensión Secundaria de Línea (V)	Tensión Secundaria de Barra (V)	Ajustes (Valores secundarios)				Observaciones	
	Función	Fabricante			Tipo	DU (V)	Df (Hz)	Df (°)		LV - BM

Función	Descripción del relé		No. De Intentos	Tm 1 (s)	Tm 2 (s)	Tm 3 (s)	T Reclamo (s)	Tipo de Reclie	Observaciones
	Función	Fabricante							

<b>COMENTARIOS</b>									

P006

**AJUSTES PROTECCION DE BAJO Y SOBRE VOLTAJE**

Agente	
Subestación	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función	Descripción del relé			Relación PT's (V)	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (V)	DIAL	Curva	Norma	TAP (V)	Tiempo (Seg)	

**COMENTARIOS**

P007

**AJUSTES PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS**

Agente
Subestación
Componente
Interruptor que dispara

Función	Descripción del relé		Relación CT's (A/T) (A)	Relación CT's (MT) (A)	Relación CT's (BT) (A)	Ajustes			Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante				Tipo	Pick Up (A)	Slop 1 (%)	Slop 2 (%)	Pick Up (A)		Tiempo (seg)

COMENTARIOS	

**AJUSTES PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES**

P008

Agente	
Subestación	
Componente	
Interruptor que dispara	

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
Sn (MVA)(IONANIONNAF)	Marca
Tensión Primario (kV)	Modelo
Tensión Secund. (kV)	Año Fabricación
Tensión Terciario (kV)	N° de Serie
Reg. de Tensión s/carga (%)	
Reg. de Tensión c/carga (%)	

Función	Descripción del relé		Relación CT's (AT) (A)	Relación CT's (MT) (A)	Relación CT's (BT)	Ajustes		Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante				Tipo	Pick Up (A)	Slop 1 (%)	Slop 2 (%)	

COMENTARIOS	

**AJUSTES PROTECCION DIFERENCIAL DE REACTORES**

P009

Agente	DATOS DEL REACTOR		
Subestación	Sh (MVAR)(OHAN)	Marca	
Componente	Tensión Primaria (kV)	Modelo	
Interruptor que dispara	N° de Serie	Año Fabricación	

Función	Descripción del relé		Relación CT's (A,T) (A)	Relación CT's (MT) (A)	Relación CT's (BT)	Ajustes			Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante				Tipo	Pick Up (V)	Slop 1 (%)	Slop 2 (%)	Pick Up (A)		Tiempo (seg)

COMENTARIOS	



P011

**AJUSTES PROTECCION DE POTENCIA INVERSA**

Agente	
Central	
Unidad Generadora	
Interruptor que dispara	

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Relación PT's (V)	Ajustes		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo			Potencia de Disparo (%)	Tiempo (seg)	

COMENTARIOS	

**AJUSTES PROTECCION DE PERDIDA DE EXCITACION**

P012

Agente
Central
Unidad Generadora
Interruptor que dispara

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Relación PT's (V)	Ajustes Característica 1				Ajustes Característica 2				Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo			Offset X'd/2 (ohms)	Díámetro (ohms)	Tiempo (seg)	Offset X'd/2 (ohms)	Díámetro (ohms)	Tiempo (seg)				

<b>COMENTARIOS</b>															

**AJUSTES PROTECCION DE BAJA Y SOBRE FRECUENCIA**

P013

Agente	
Subestacion	
Alimentador	
Interrupcion que dispara	

Función	Descripción del relé			Ajustes		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo	Frecuencia (Hz)	Tiempo (seg)	

<b>COMENTARIOS</b>
--------------------

### **ANEXO 3**

#### **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE RELÉS DE FRECUENCIA Y GRADIENTE DE FRECUENCIA DEL EDAC**

##### **1. REQUISITOS DE DESEMPEÑO DE RELES DE FRECUENCIA VINCULADOS AL EDAC**

A continuación se detalla los requerimientos técnicos generales que deben cumplir los relés de frecuencia vinculados al EDAC:

###### **1.1 Requisitos de desempeño de los relés de subfrecuencia del EDAC**

- 1) Rango mínimo de ajuste de frecuencia: 46 a 52 Hz en pasos de 0.1 Hz
- 2) Precisión mínima de medida de frecuencia de  $\pm 0.01$  Hz
- 3) Periodo de medida entre 3 a 5 ciclos, fijo o seleccionable
- 4) Rango mínimo del temporizador adicional al periodo de medida: 0 a 12 s en pasos de 0.05 s
- 5) Tiempo máximo de operación de 160 ms sin retardo intencional (incluido el periodo de medida).
- 6) Rango mínimo de bloqueo por voltaje: 40% a 90% del voltaje nominal
- 7) Registro oscilográfico de frecuencia y/o voltaje por disparo
- 8) Autodiagnóstico
- 9) Capacidad de sincronización horaria
- 10) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o estándares equivalentes

###### **1.2 Requisitos de desempeño de los relés de gradiente de frecuencia del EDAC**

- 1) Rango mínimo de ajuste de gradiente de frecuencia: -0.2 a -5.0 Hz/s en pasos de 0.1 Hz/s
- 2) Precisión mínima de medida de gradiente de frecuencia de  $\pm 0.1$  Hz/s
- 3) Bloqueo para frecuencias mayores a 50 Hz
- 4) Periodo de medida entre 3 a 5 ciclos, fijo o seleccionable
- 5) Rango mínimo del temporizador adicional al periodo de medida: 0 a 2 s en pasos de 0.05 s
- 6) Tiempo máximo de operación de 160 ms sin retardo intencional (incluido el periodo de medida)
- 7) Rango mínimo de bloqueo por voltaje: 40% a 90% del voltaje nominal
- 8) Registro oscilográfico de frecuencia y/o voltaje por disparo
- 9) Autodiagnóstico
- 10) Capacidad de sincronización horaria
- 11) Cumplimiento de requerimientos indicados en las normas IEC 60255 e IEC 61000, o normas equivalentes

El elemento de medición de frecuencia debe hacerlo solo a través de las entradas de voltaje. No se acepta que la medición de esta variable sea efectuada con la onda de corriente.

Solo se permitirá el uso de funciones de subfrecuencia y gradientes de frecuencia de relés o equipos de protección de alimentadores o barras a media tensión.