



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

TRÁMITE: Aprobación de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y Abrogar la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017.

VISTOS:

La Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017; la nota con Registro N° 9611 de 23 de junio de 2023; el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actualmente denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), aprobó la Norma Operativa N° 17 "Protecciones".

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 9611 de 23 de junio de 2023, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) presentó la propuesta de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 475 llevada a cabo el 24 de abril de 2023, mediante Resolución CNDC 475/2023-4 de la misma fecha.

Que el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023, recomendó la aprobación de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el CNDC; asimismo, Abrogar la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, 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 (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, 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, dispone que además de las funciones establecidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el CNDC 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, modificado mediante artículo 2 del Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, establece:

RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023; Página 1 de 34



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

“(PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE NORMAS OPERATIVAS). 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 Normas Operativas y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.
- b) 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.
- c) Las actuaciones citadas se remitirán al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía”.

Que el artículo 7 del ROME establece: “Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.

La Superintendencia en conocimiento de la impugnación, correrá en traslado al Comité, quién deberá responder dentro el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos desde su notificación.

Con respuesta o sin ella, la Superintendencia dentro del plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, computables desde la fecha de la impugnación, emitirá Resolución rechazando la impugnación, revisando la decisión del Comité o sancionando al Comité”.

Que mediante Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, se aprobó la Norma Operativa N° 17 “Protecciones”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que en mérito al documento de modificación de la Norma Operativa N° 17 “Protecciones” remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para aprobación por parte de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) mediante nota con Registro N° 6558 de 28 de abril de 2023, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AETN emitió el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023, mediante el cual analizó el referido documento, estableciendo lo siguiente:

“(…) 3. ANÁLISIS DE MODIFICACIÓN A LA NORMA OPERATIVA N° 17 “Protecciones”

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC 1128-23 recibida en la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN)



con Registro N° 9611 de 23 de junio de 2023, remitió copia del Informe N° CNDC 08/23 Actualización de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" aprobado en la Sesión Ordinaria N° 475 de 24 de abril de 2023, mediante la Resolución CNDC N° 475/2023-4, solicitando la aprobación de la citada norma.

Dicho Informe en los antecedentes resalta que el CNDC, por medio del Convenio de Cooperación FEXTE TRIPARTITA N° CBO 1031 01 D, AFD y RTEi, recibió la asistencia técnica para la actualización de las Normas Operativas del CNDC.

La Propuesta de Norma Operativa N° 17 "Protecciones" fue desarrollada considerando las recomendaciones del Consultor RTEi.

Con relación a la actualización de la Norma Operativa N° 17, en fecha 03 de abril de 2023, se remitió este documento a los Representantes del Comité, para que sea socializado a los Agentes de su sector.

Al respecto, mediante correo electrónico de fechas 13 y 14 de abril de 2023, los Representantes de los Generadores, Transmisores y Consumidores No Regulados, enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias de los Agentes, los cuales fueron tomados en cuenta en la presente norma.

A continuación, se realiza un análisis de las modificaciones propuestas de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" aprobado en la Sesión Ordinaria N° 475 de 24 de abril de 2023, mediante la Resolución CNDC N° 475/2023-4, por el CNDC.

3.1. Modificación del numeral 1 "OBJETIVO"

La propuesta del CNDC del numeral 1 "Objetivo", se adiciona lo siguiente:

TABLA N° 1

Modificación del numeral 1 "Objetivo"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>1. OBJETIVO</p> <p>(...)</p> <p>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.</p>	<p>1. OBJETIVO</p> <p>(...)</p> <p>Determinar la responsabilidad de los agentes del mercado en cada desconexión por falla y despeje de la misma que resulta del análisis de los eventos, <u>asimismo, emitir recomendaciones y solicitar acciones correctivas en caso de problemas de coordinación detectados.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la complementación del numeral 1 "Objetivo" de la Norma Operativa propuesta, esta Autoridad considera pertinente el incluir dentro del objetivo, que se emita recomendaciones y solicitudes de acciones correctivas en caso de detectar



problemas de coordinación como parte de una mejora continua de la operación del SIN.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.2. Adición del numeral 2. DEFINICIONES

En la propuesta se adiciona el numeral 2 "Definiciones", de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 2

Adición del numeral 2 "Definiciones"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p>2. DEFINICIONES</p> <p><u>Sistema de protección: Conjunto de equipos necesarios para la detección, localización y despeje de cualquier tipo de falla mediante el disparo selectivo de los interruptores que permite aislar la zona o elemento en falla del resto del sistema, en el menor tiempo posible, minimizando daños en las instalaciones e interrupciones del servicio eléctrico.</u></p> <p><u>Falla: Todo evento fortuito que tiene como resultado la indisponibilidad temporal o permanente de uno o más elementos del sistema.</u></p> <p><u>Coordinación de protecciones: Es el proceso de selección de ajustes y/o curvas características de operación de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe de manera rápida, selectiva y en un orden lógico para aislar adecuadamente el o los componentes en falla y mantener la operación del resto del sistema de potencia.</u></p> <p><u>Agente involucrado: Es aquel agente del sistema cuyas instalaciones han tenido intervención directa o indirecta en un evento o falla.</u></p> <p><u>Protección principal: O protección primaria es la protección de primera línea de defensa que aísla del sistema el o los componentes en falla de manera selectiva y lo más rápida posible (instantánea).</u></p> <p><u>Protección de respaldo: Es la protección de segunda línea de defensa que aísla del sistema el o los componentes en falla en caso de que la protección principal no funcione correctamente. Esta protección debe tener un tiempo de retardo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.</u></p> <p><u>Respaldo remoto: Esquema en el que los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones adyacentes cumplen también funciones de respaldo.</u></p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p><u>Respaldo local: Esquema en el que los interruptores y las protecciones de respaldo se encuentran en la misma instalación que la protección principal.</u></p> <p><u>Componente: Es la parte de un sistema eléctrico que ejerce una o más funciones determinadas que se considera como una unidad para fines estadísticos o de análisis.</u></p> <p><u>Desconexión: Es la acción que resulta de la apertura de dispositivos que conectan circuitos de potencia interrumpiendo la continuidad eléctrica a través de un componente.</u></p> <p><u>Registro oscilográfico: Serie de datos de alta resolución de tensiones, corrientes e información de eventos que se presentan en el sistema eléctrico.</u></p> <p><u>COMTRADE: (Common Format For Transient Data Exchange For Power Systems o formato común para intercambio de datos transitorios para sistemas de potencia) es un formato de archivo para almacenar datos de estado y oscilografía relacionados con perturbaciones transitorias del sistema de potencia.</u></p> <p><u>CT's: Transformador de corriente son transformadores que reducen las corrientes de gran magnitud a valores permisibles y proporcionales a las corrientes primarias originales, alimentan instrumentos de medida, indicadores, relés y otros.</u></p> <p><u>PT's: Transformador de potencial son transformadores destinados a reducir valores de tensión de magnitudes elevadas a valores adecuados y proporcionales a las tensiones primarias originales, para la alimentación de instrumentos de medida, indicadores, relés y otros.</u></p> <p><u>Teleprotección: Sistema empleado para la protección y monitoreo de líneas de transmisión con la asistencia de medios de comunicación entre los relés en los extremos de la línea protegida.</u></p> <p><u>Transferencia de disparo: Es el envío de una orden de apertura de interruptor a través de un canal de comunicación al interruptor que se encuentra en el extremo que se desea abrir.</u></p> <p><u>Baja tensión: Son los niveles de tensión menores o iguales a 1 kV.</u></p> <p><u>Media tensión: Son los niveles de tensión mayores a 1 kV y menores a 69 kV.</u></p> <p><u>Alta tensión: Son los niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 230 kV.</u></p> <p><u>Extra alta tensión: Son los niveles de tensión mayores a 230 kV.</u></p>

RESPONSABLE JURÍDICO DE CALIDAD Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
Vº Bº
Los F.
Mejía U.
AETN - DLG

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
Vº Bº
Roberto J.
Montaña G.
AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
Vº Bº
Gustavo F.
Claros G.
AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
Vº Bº
Eduardo W.
Gullén R.
AETN

DIRECCIÓN LEGAL
Natalia
Mercado M.
AETN



Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p><u>Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas y subestaciones, en los que se incluyen los equipos de transformación, compensación, maniobra, control, protecciones y comunicación que conectan las instalaciones de Generación con las instalaciones de Distribución y de Consumidores No Regulados.</u></p> <p><u>Usuario del Sistema de Transmisión: Es cualquier Generador, Distribuidor o Consumidor No Regulado que utiliza el Sistema de Transmisión.</u></p> <p><u>Sistema de Subtransmisión: Es el conjunto de instalaciones y equipos que permiten el transporte de energía eléctrica desde la red de transmisión hasta los centros de carga de distribución.</u></p> <p>3. <u>Reconexión: Cierre automático de un interruptor luego de su apertura por operación de su protección.</u></p> <p><u>Protecciones mecánicas (guardas): Son los relés de protección propios de transformadores, autotransformadores y reactores como ser: buchholz, presión súbita, alivio de presión, temperatura de aceite y devanados, flujo, etc.</u></p> <p><u>Zona muerta: Una zona muerta corresponde a una región específica en el sistema de protección de una subestación eléctrica en la que, debido a la disposición de los transformadores de corriente o a la cantidad de los mismos, no queda protegida por las funciones principales de los relés de protección de los esquemas de protección en caso de fallas.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición del numeral 2 propuesto, es pertinente aclarar que las definiciones: Componente, Desconexión, Sistema de Transmisión, se enmarcan en las previsiones del Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997; las definiciones de Baja Tensión (BT), Media Tensión (MT) y Alta Tensión (AT) están acorde al Reglamento de Calidad de Distribución (RCDE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26607 de 20 de abril de 2002, incluyendo en la presente propuesta en AT el límite: "hasta tensiones menores o iguales a 230 kV".

Asimismo, la definición: Extra Alta tensión, coincide con la definición establecida en la Resolución AE N° 409/2019 de 08 de febrero de 2019, "Distancias admisibles, Fajas de Seguridad en Líneas de Transmisión en AT, Extra Alta Tensión, y Medidas de Seguridad".

Así también, la definición: Reconexión, concuerda con la establecida en la Resolución AETN N° 107/2022 de 18 de febrero de 2022 que aprueba la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", sin embargo, en la presente Norma Operativa se debe modificar la definición de **falla**, con la siguiente definición: "**Falla:**



Es el término de la capacidad de un componente de desempeñar su función específica o de ejecutarla cuando se requiera y por tanto determina su estado de indisponibilidad”, de conformidad a lo dispuesto en la Resolución AETN N° 107/2022 de 18 de febrero de 2022.

Respecto a las demás definiciones propuestas, mejoran la comprensión de la Norma Operativa N° 17, por lo que esta Autoridad considera pertinente su inclusión.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.3. Adición del numeral 3. ALCANCE

En la propuesta se adiciona al numeral 3, de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 3

Adición del numeral 3 “Alcance”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p>3. ALCANCE</p> <p><u>Los requisitos previstos en esta Norma Operativa se aplicarán al CNDC y a los agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición del numeral 3 propuesto, esta Autoridad considera pertinente la complementación del alcance de la Norma Operativa que prevé requisitos que se aplicaran al CNDC y a los agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.4. Modificación del numeral 2 “BASE LEGAL”

La propuesta del CNDC del numeral 2 “Base legal”, adiciona lo siguiente:

TABLA N° 4

Modificación del numeral 2 “Bases Legal”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Ley N° 1604 de Electricidad, (...)</p> <p>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).</p>	<p>4. BASE LEGAL</p> <p>Ley N° 1604 de Electricidad (...)</p> <p>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) y Decreto Supremo N° 3892 que</p>

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	otorga nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación del numeral 2 de la Norma Operativa vigente, se considera pertinente la complementación de actualizar la denominación de esta Autoridad de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, que modifica el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, con la nueva denominación de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), por AETN.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.5. Modificación del numeral 3 "CONDICIONES GENERALES"

La propuesta del CNDC de modificación del numeral 3 "Condiciones Generales", se muestra en la siguiente Tabla:

TABLA N° 5

Modificación del numeral 3 "Condiciones Generales"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>3. CONDICIONES GENERALES</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>(...)</p>	<p>5. CONDICIONES GENERALES</p> <p>Un sistema de protección comprende los siguientes elementos: relés de protección, transformadores de medida (de corriente y/o tensión) y sus correspondientes circuitos de control, interruptores, relés auxiliares y medios de comunicaciones asociados a la protección.</p> <p>Todo agente propietario de instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución integradas o que se integrarán al SIN, está obligado a tener un sistema de protección adecuado y coordinar la operación de los mismos con los sistemas de protección de otros agentes dentro de su área de influencia de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.1. En lo que respecta a esta obligación, el CNDC comunicará qué agentes deben coordinar sus protecciones con otros agentes.</p> <p>(...)</p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación del numeral 3 de la Norma Operativa vigente, esta Autoridad considera pertinente el ajuste de la redacción, para una mejor comprensión.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.



3.6. Modificación del numeral 4 "FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN"

La propuesta del CNDC del numeral 4 "Filosofía de Protección", complementa y modifica lo siguiente:

TABLA N° 6

Modificación del numeral 4 "Filosofía de Protección"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>4. FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN</p> <p>4.1 Barras en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión</p> <p>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.</p> <p>Puede o no complementarse con protección contra falla de interruptores.</p> <p>4.2 Líneas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión</p> <p>La protección de líneas debe ser mediante protección dedicada: protección principal 1 y protección principal 2 ó protección de respaldo.</p> <p>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.</p> <p>La protección debe ser capaz de ver fallas de alta resistencia.</p> <p>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.</p> <p>Cuando la protección de barras no sea dedicada, al menos la protección de respaldo debe cumplir con esta función.</p> <p>Cuando se disponga de facilidades de reconexión automática, ésta puede ser mono y/o trifásica, según sea el caso.</p> <p>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.</p>	<p>6. FILOSOFIA DE PROTECCIÓN</p> <p>6.1 Responsabilidad del CNDC</p> <p><u>El CNDC en coordinación con los agentes, definen la filosofía y criterios generales de protección aplicado a las instalaciones del SIN, a través de equipos de protección que permitan evitar automáticamente la propagación de perturbaciones que puedan poner en peligro la seguridad de la operación del SIN y si fuera necesario de las interconexiones con países vecinos.</u></p> <p><u>Como mínimo una vez cada cinco años, el CNDC revisará la filosofía y criterios generales de protección definidos en la presente Norma Operativa y los actualizará en la medida de lo necesario para garantizar el correcto funcionamiento de los sistemas de protección y el mantenimiento de la seguridad de la operación.</u></p> <p><u>Antes de finalizar una revisión de los criterios y filosofía de protección, el CNDC organizará una consulta a los agentes y si fuera necesario de los otros actores involucrados en el sistema de protección del SIN.</u></p> <p>6.2 Barras en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión</p> <p>La protección de barras puede ser mediante protección dedicada <u>de tipo diferencial de barra (operación instantánea) o por el funcionamiento de las protecciones de distancia de los extremos remotos de las líneas que convergen hacia las respectivas barras (Zona 2).</u></p> <p><u>Los interruptores conectados a las barras de Sistemas de Transmisión deben estar equipados con un relé de fallo de interruptor ANSI 50BF (instalaciones nuevas posteriores a la vigencia de esta normativa). Este relé puede usar los circuitos lógicos de la protección diferencial de barras o de los relés de protección de las líneas que se conectan a la barra. Asimismo, para instalaciones donde por características propias de la instalación se tengan zonas muertas se debe contar con protección de zona muerta.</u></p> <p>6.3 Líneas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión</p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>4.3 Transformadores y Autotransformadores</p> <p>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.</p> <p>4.4 Registro Oscilográfico (Transmisión y Subtransmisión)</p> <p>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.</p>	<p><u>Las líneas de transmisión que componen el 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 de estas líneas debe realizarse mediante dos protecciones principales dedicadas con uno de los siguientes esquemas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Una protección diferencial de línea y una protección de distancia con teleprotección. - Dos protecciones de distancia con esquema de teleprotección. - Dos protecciones diferenciales. <p><u>La protección de las líneas de la red de subtransmisión y de conexión de la generación puede realizarse mediante uno de los siguientes esquemas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Una protección diferencial de línea y una protección de distancia con teleprotección. - Dos protecciones principales de distancia con teleprotección. - Una protección principal de distancia y una protección de respaldo. <p><u>Para el conjunto de líneas, el sistema de protección deberá incluir una protección complementaria capaz de detectar fallas de alta impedancia. Este requisito puede lograrse mediante una protección de sobrecorriente residual direccional.</u></p> <p><u>Los medios de telecomunicaciones aceptados para implementar teleprotección son:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Enlace de fibra óptica dedicada. • Enlace de fibra óptica por medio de multiplexores. • Onda portadora Fase-Fase o Fase-Tierra. • Micro-ondas. <p><u>Para fines de teleprotección no está permitido el uso de redes de datos del servicio público debido a su baja fiabilidad.</u></p> <p>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 y lógicas de invasión de carga "load encroachment". Asimismo, deben incluir facilidades para localización de la falla.</p> <p><u>Cuando las líneas cuenten con reconexión automática, ésta puede ser monofásica y/o trifásica, según sea el caso de acuerdo con lo definido en los estudios eléctricos.</u></p> <p>6.4 Transformadores, Autotransformadores y Reactores</p> <p>La protección de transformadores, autotransformadores y reactores que integran la red de transmisión <u>debe realizarse mediante protecciones dedicadas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Protección principal 1: protección diferencial 1 de transformador; - Protección principal 2: protección diferencial 2



Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	<p><u>de transformador o protección de respaldo (sobrecorriente):</u></p> <p><u>Estos componentes, además de las protecciones eléctricas, deben contar obligatoriamente con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre los interruptores, en todos sus niveles de tensión (transformadores y autotransformadores).</u></p> <p><u>La actuación de las protecciones 100% selectivas (87) y mecánicas deben desconectar los interruptores asociados a la máquina (transformador, autotransformador o reactor), mediante un relé auxiliar de bloqueo (86) sin inicio de reconexión automática.</u></p> <p>6.5 Protección de Bancos de Capacitores</p> <p><u>La protección de bancos de capacitores que integran la red de transmisión debe realizarse mediante protecciones dedicadas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Dos protecciones principales (1 y 2) de sobrecorriente de fases, de neutro y desequilibrio; o</u> - <u>Una protección principal de sobrecorriente de fases, neutro y desequilibrio y una protección de respaldo.</u> <p><u>La protección deberá adecuarse a la configuración del banco y al tipo de aterramiento.</u></p> <p><u>La actuación de las protecciones no iniciará reconexión automática.</u></p> <p>6.6 Criterio general de protección de instalaciones de Media Tensión</p> <p>6.6.1 Protección de Líneas</p> <p><u>La protección de líneas de media tensión que conecten diferentes subestaciones y líneas que integran la red de conexión de generación (radial), debe realizarse mediante protección principal o principal y respaldo.</u></p> <p>6.6.2 Protección de Transformadores</p> <p><u>La protección de los transformadores que integran la red de conexión de generación debe realizarse mediante protección principal y respaldo o protección principal.</u></p> <p><u>Los transformadores, además de las protecciones eléctricas, deben contar con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.</u></p> <p><u>La protección de transformadores deberá contar con un relé auxiliar de bloqueo de reposición local, que seccione los circuitos de cierre en todos sus niveles de tensión y evite su energización ante una condición de falla interna.</u></p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	<p>6.6.3 Protección de Generadores</p> <p><u>La protección de unidades de generación debe realizarse mediante protección principal 1 y protección principal 2 o protección principal y protección de respaldo.</u></p> <p><u>Cada unidad generadora deberá soportar, sin desconectarse del sistema, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el punto de conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.</u></p> <p><u>Deben estar claramente especificadas las lógicas de matriz de disparos de las unidades generadoras, en los diferentes niveles de alarma, disparo y parada de la turbina, campo y generador.</u></p> <p>6.6.4 Protecciones en STATCOM</p> <p><u>La protección de STATCOM debe realizarse de acuerdo con los requerimientos de la Norma IEEE Std. 1052-2018 – Guía de Especificación de Sistemas STATCOM.</u></p> <p><u>La protección del transformador de acoplamiento del STATCOM, debe seguir los lineamientos descritos en el numeral 6.4 de la presente Norma Operativa.</u></p> <p>6.7 Registro Oscilográfico</p> <p><u>Todos los relés de protección de instalaciones de alta tensión que se incorporen al SIN por aplicación de esta normativa, para protección principal y/o de respaldo, ya sea en instalaciones nuevas o como reemplazo de instalaciones existentes, deben contar con registro de oscilografía y eventos, habilitado permanentemente y permitir la exportación de los registros en formato COMTRADE.</u></p> <p><u>En caso de actuación del sistema de protección, deben registrarse al menos los siguientes datos:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Las tensiones entre neutro y fase. - Las corrientes en cada fase y el neutro. - La información lógica o señales binarias provenientes de los distintos equipos como, por ejemplo, arranque y disparo de funciones de protección, estado del o los interruptores, señales de bloqueo y/o transferencia de disparo, etc. <p><u>Los relés de protección principal y de respaldo existentes que cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación del numeral 4 de la Norma Operativa vigente, esta Autoridad considera pertinente la complementación en la filosofía de protección, con el numeral 6.1 Responsabilidad del CNDC, la cual permitirá un control y seguimiento del





RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

sistema protección por parte del CNDC en coordinación con los Agentes, así también, incluye que el CNDC revise la filosofía y criterios generales de protección como mínimo una vez cada cinco (5) años, periodo que fue definido observando el crecimiento de la topología de la red del SIN, las nuevas tecnologías y la recomendación y experiencia de la Consultora RTEi en otros países.

En el numeral 6.2 Barras en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión y 6.3 Líneas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión, se actualiza los criterios y filosofía de protección de acuerdo a las nuevas tecnologías, se incorpora los nuevos medios de telecomunicación; también se incluye los criterios de protección de Reactores, protección de instalaciones de Media Tensión (protección de líneas, protección de transformadores, protección de generadores, protecciones para dispositivos de compensación estática de reactivo - STATCOM), mejorando y enriqueciendo la filosofía de protección en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Respecto a los registros oscilográficos se incluye que los relés de protección cuenten con registro de oscilografía y eventos habilitados permanentemente, además que permitan la exportación de los registros en formato COMTRADE para un análisis posterior de los eventos. Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

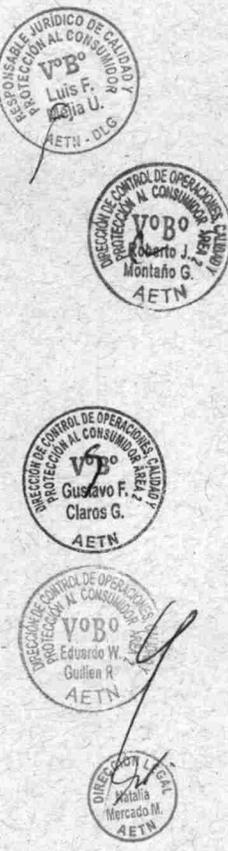
3.7. Adición del numeral 7. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA (EDAC)

En la propuesta el CNDC se adiciona el numeral 7, "Esquema De Alivio De Carga (EDAC)" de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 7

Adición del numeral 7 "Esquema De Alivio De Carga (EDAC)"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC																			
	<p>7. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA (EDAC)</p> <p><u>Los Distribuidores y Consumidores No Regulados deberán habilitar en sus instalaciones un Esquema de Alivio de Carga (EDAC), que cumpla con los siguientes porcentajes de desconexión de carga en todos los bloques horarios:</u></p> <p><u>El nivel de protección total del Esquema de Alivio de Carga (EDAC) será igual a 43% de la demanda, considerando un 30% de las etapas de subfrecuencia y 13% de las etapas de gradiente.</u></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">RTE</th> </tr> <tr> <th>Gradiente</th> <th>Subfrecuencia</th> <th>Restitución</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Número de etapas</td> <td>2</td> <td>10</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Protección por etapa</td> <td>6.5%</td> <td>3.0%</td> <td>3.0%</td> </tr> <tr> <td>Protección total</td> <td>13%</td> <td>30%</td> <td>8%</td> </tr> </tbody> </table> <p><u>El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución del EDAC.</u></p> <p><u>Los Distribuidores y Consumidores No Regulados que no puedan habilitar la totalidad de las etapas del esquema EDAC debido a limitaciones en el número de alimentadores</u></p>		RTE			Gradiente	Subfrecuencia	Restitución	Número de etapas	2	10	2	Protección por etapa	6.5%	3.0%	3.0%	Protección total	13%	30%	8%
	RTE																			
	Gradiente	Subfrecuencia	Restitución																	
Número de etapas	2	10	2																	
Protección por etapa	6.5%	3.0%	3.0%																	
Protección total	13%	30%	8%																	



Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<u>disponibles, podrán agrupar la desconexión de carga de dos o más etapas.</u>
	<u>Las especificaciones técnicas que deben cumplir estos relés se detallan en el Anexo 3 de la presente Norma Operativa.</u>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición del numeral 7 propuesto, esta Autoridad considera pertinente la adición del Esquema De Alivio De Carga (EDAC) en la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", el cual es concordante con el numeral 5.2 Esquema de Alivio de Carga (EDAC) de las Condiciones de Desempeño Mínimo, aprobado mediante Resolución AETN N° 218/2020 de 30 de julio de 2020.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.8. Modificación del numeral 5. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES

En la propuesta del CNDC se actualiza el numeral 5 "Coordinación y Seguimiento de Protecciones", de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 8

Modificación del numeral 5. "Coordinación y Seguimiento de Protecciones"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>5. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES</p> <p>5.1 Coordinación</p> <p>(...)</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>5.2 Seguimiento</p> <p>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.</p> <p>Todo cambio y/o reemplazo programado de equipos</p>	<p>8. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES</p> <p>8.1 Coordinación</p> <p>(...)</p> <p>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 <u>y contar con las respectivas notas de conformidad de los agentes del área de influencia y los que el CNDC vea por conveniente.</u></p> <p><u>Junto al estudio de coordinación de protecciones, el agente debe enviar las planillas de ajustes de protección en el formato del Anexo 2 de la presente Norma Operativa, los diagramas unifilares de protecciones, donde se identifique la conexión de los circuitos de tensión y corriente desde los transformadores de instrumento (CT's y PT's) hasta los diferentes relés de protección, los circuitos de disparo desde los relés de protección hasta los</u></p>

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>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.</p>	<p><u>interruptores, incluyendo a los relés auxiliares de disparo y/o relés de bloqueo y las señales de recepción o transferencia de disparo y/o bloqueo de los esquemas de teleprotección con cada una de las funciones habilitadas en los relés.</u></p>
<p>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:</p>	<p>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.</p>
<p>8.2 Seguimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p>8.2 Seguimiento</p> <p>Cada agente es el responsable de efectuar el seguimiento del comportamiento de la protección de su propiedad, asegurar la correcta operación e informar cualquier anomalía en su funcionamiento al CNDC.</p>
<p>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.</p>	<p>Todo cambio de ajustes de protección o reemplazo programado de equipos de protección debe ser informado al CNDC por escrito 5 días hábiles antes a la ejecución de los respectivos trabajos de campo, incluyendo las planillas de ajuste de protección en el formato del Anexo 2 de la presente Norma Operativa. El agente es responsable de efectuar las pruebas necesarias de acuerdo con el Anexo 4 de la presente Norma Operativa y enviar los resultados al CNDC para verificar su correcta aplicación, previo a la puesta en servicio de los equipos de protección.</p>
<p>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.</p>	<p>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:</p>
<p>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</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Establecer premisas generales y criterios de coordinación. - Verificar los ajustes de la protección propuestos 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.
<p></p>	<p>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 y oscilográficos de relés y equipos registradores de eventos y toda la información proporcionada por el agente a petición del CNDC.</p>

RESPONSABLE JURIDICO DE CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
 Vobo
 Luz F. Mejía U.
 AETN - D.L.G.

INSPECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES, CALIDAD Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 Vobo
 Roberto J. Montaño G.
 AETN

INSPECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES, CALIDAD Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 Vobo
 Gustavo F. Clarcos G.
 AETN

INSPECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES, CALIDAD Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 Vobo
 Eduardo W. Guillen R.
 AETN

INSPECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES, CALIDAD Y PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 Vobo
 Natalia Mercado M.
 AETN

RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>anterior y pondrá en conocimiento de los Agentes de Mercado y de la AE.</p> <p>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.</p> <p>Los Informes Preliminares y Finales de Falla deberán cumplir los plazos estipulados en el Artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión.</p> <p>Cómo resultado del seguimiento de las protecciones, el CNDC adicionalmente tiene las siguientes funciones y atribuciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>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.</p>	<p>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 (2) días hábiles siguientes a la solicitud; el agente podrá solicitar ampliación de plazo con la debida justificación. Estas reuniones del CNDC con los agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de la AETN.</p> <p>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 AETN. En caso de persistir el desacuerdo, la AETN 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.</p> <p>Los informes preliminares y finales de falla deberán cumplir los plazos estipulados en el Artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión.</p> <p>Cómo resultado del seguimiento de las protecciones, el CNDC adicionalmente tiene las siguientes funciones y atribuciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Informar a los agentes involucrados en una falla sus recomendaciones y definir los plazos correspondientes para su cumplimiento, con copia a la AETN. - 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, sus ajustes y poner a disposición de los agentes y de la AETN. <p>Cuando se tengan modificaciones en los ajustes de las protecciones, ingreso de nuevas instalaciones o cuando el CNDC lo requiera, los agentes deberán enviar los ajustes de las protecciones, utilizando las planillas que figuran en el Anexo 2 de la presente Norma Operativa, para la actualización de la base de datos.</p> <p>Los agentes deben responder a las recomendaciones emitidas en los informes de análisis de falla, dentro de los plazos establecidos en los mismos. Recibida la</p>

RESPONSABLE JURIDICO DE CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
Luis F. Mejía U.
AETN - D.L.G.

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
Roberto J. Montaña G.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
Guillermo F. Claros G.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
Eduardo W. Guillen R.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
Natalia Mercado M.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VºBº
AETN

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	<p><u>respuesta del agente, el CNDC elaborará un informe de seguimiento de análisis de la falla, dentro del plazo de 10 días hábiles de recibida la respuesta y comunicará al agente sus conclusiones u observaciones si aún existiesen recomendaciones.</u></p> <p><u>En un plazo de 10 días hábiles después de la operación comercial de instalaciones que forman parte de proyectos o de efectuado el cambio de ajustes de protección o reemplazo programado de equipos de protección en instalaciones existentes, los agentes deberán enviar su base de datos de ajustes de protección actualizada, en formato de las planillas de ajustes de protección del Anexo 2 de la presente Norma Operativa. Recibida la información, el CNDC revisará la base de datos en un plazo de 10 días hábiles y comunicará al agente sus observaciones. Los agentes deben responder a las observaciones de su base de datos de ajustes de protecciones en un plazo de 10 días hábiles.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación en el numeral 5 de la Norma Operativa vigente, esta Autoridad considera pertinente la inclusión en el numeral 8.1 de la propuesta, la necesidad contar con las respectivas notas de conformidad de los agentes del área de influencia de los estudios de coordinación remitidos al CNDC, además de documentar la información de acuerdo al Anexo N° 2 de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones"; respecto a la complementación en el numeral 8.2, donde se ajusta y complementa la redacción sobre la correcta operación del sistema de protección y de informar cualquier anomalía en su funcionamiento al CNDC.

Asimismo, se incluye el ajuste del tiempo de quince (15) días a cinco (5) días, para que todo cambio de ajustes de protección o reemplazo programado de equipos de protección sea informado al CNDC antes de su ejecución, siendo este considerando un tiempo prudente por la consultora RTEi y el CNDC, siendo los cambios una mejora continua del sistema de protección.

Así también, se actualiza la denominación del Ente Regulador, de acuerdo Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, que modifica el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, con la nueva denominación de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), por Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Por lo demás, no existen mayores observaciones.

3.9. Modificación del numeral 6. VIGENCIA y numeral 7. MODIFICACIONES

En la propuesta se actualiza el numeral 7 "Vigencia" y numeral 8 "Modificaciones", de acuerdo al siguiente detalle:

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023

TABLA N° 9

Modificación de los numerales 6 “Vigencia” y 7 “Modificaciones”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>6. VIGENCIA</p> <p>La presente Norma entrará en vigencia una vez sea aprobada por la AE.</p> <p>7. MODIFICACIONES</p> <p>Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la AE de acuerdo a procedimiento vigente.</p>	<p>9. VIGENCIA</p> <p>La presente Norma <u>Operativa entrará en vigor a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) mediante Resolución expresa.</u></p> <p>10. MODIFICACIONES</p> <p>Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por <u>la AETN</u>, de acuerdo a procedimiento vigente.</p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación del numeral 6 de la Norma Operativa Vigente, esta Autoridad considera pertinente modificar de acuerdo al siguiente texto:

“La presente Norma Operativa entrará en vigencia a partir de su aprobación mediante Resolución expresa y publicación por parte de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN)”.

Asimismo, con relación a la modificación del numeral 7 se considera pertinente la actualización de la denominación del Ente Regulador de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, que modifica el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, con la nueva denominación de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), por AETN.

Por lo demás, no existen mayores observaciones.

3.10. Modificación del ANEXO 1: CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En la propuesta se modifica la introducción del Anexo 1 “Criterios generales de coordinación de protecciones”, de acuerdo al siguiente detalle:

//...



TABLA N° 10

Modificación del Anexo 1 "Criterios generales de coordinación de protecciones"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>ANEXO 1 DE LA NORMA OPERATIVA N° 17</p> <p>CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN</p> <p>(...)</p> <p>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.</p>	<p>ANEXO 1:</p> <p><u>CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES</u></p> <p>(...)</p> <p>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 coordinado.</p> <p>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.</p> <p><u>Los márgenes de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, deberá ser mayor o igual a 150 milisegundos (ms).</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación en la introducción del Anexo 1 "Criterios generales de coordinación de protecciones" propuesto, el tiempo de 150 milisegundos (ms) está de acuerdo al Informe del CNDC, el cual ha sido debidamente coordinado con los agentes Generadores, Transmisores y Distribuidores, además de considerar las recomendaciones de la consultora RTEi, por lo que esta Autoridad considera pertinente la complementación.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.11. Modificación en el ANEXO 1 del Numeral 1. PROTECCIÓN DE DISTANCIA y Numeral 2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

En la propuesta se modifica en el Anexo 1 del Numeral 1 "Protección de Distancia" y el Numeral 2 "Protección de sobrecorriente", de acuerdo al siguiente detalle:

//...

TABLA N° 11

Modificación en el Anexo 1 del Numeral 1 "Protección de Distancia" y el Numeral 2 "Protección de sobrecorriente"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>1. Protección de Distancia</p> <p>1.1. Impedancia</p> <p>— Zona 1</p> <p>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.</p> <p>— Zona 2</p> <p>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: subbalance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.</p> <p>— Zona 3</p> <p>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 subbalance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.</p> <p>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.</p> <p>1.2. Tiempo</p> <p>— Zona 1</p> <p>La zona 1 no requiere un retardo de tiempo intencional en su operación, se puede decir que la misma debe operar en forma instantánea.</p> <p>— Zona 2</p> <p>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</p>	<p>1. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS</p> <p>1.1 Protección diferencial</p> <p><u>La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida, y permite despejar fallas al interior de la línea de manera rápida y selectiva.</u></p> <p><u>El ajuste de arranque de la protección diferencial debe considerar el efecto de las corrientes capacitivas en vacío y el error de relación de los transformadores de corriente. El ajuste de las pendientes deberá considerar el error introducido por efecto de la posible saturación de los transformadores de corriente.</u></p> <p>1.2 Protección de Distancia</p> <p><u>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 y lógicas de invasión de carga "load encroachment". Asimismo, deben incluir facilidades para localización de la falla. Como característica de operación de la función distancia será requerimiento utilizar:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Fallas entre fases: Característica Mho o Cuadrilateral.</u> - <u>Fallas a tierra: Característica Cuadrilateral, en instalaciones nuevas posteriores a la vigencia de esta norma operativa.</u> <p><u>En caso de líneas paralelas que comparten la misma estructura (doble terna), la protección de distancia debe realizar la compensación del efecto de acoplamiento mutuo de secuencia cero, a través de la medición de la corriente residual entre ternas.</u></p> <p>Zona 1</p> <p><u>Debe ser ajustada entre el 70 y 80 % de la impedancia de la línea, el 30 y 20% de margen, cubre errores en:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Determinación de la impedancia de la línea.</u> - <u>Los transformadores de medida (CT's y PT's).</u> - <u>La influencia de la resistencia de falla.</u> - <u>El propio relé, etc.</u> <p><u>De este modo esta zona no verá fallas más allá</u></p>



Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>de la línea protegida.</p> <p><u>La zona 1 no requiere un retraso intencional en su operación.</u></p> <p><u>Tiempo de retardo asociado: 0 ms.</u></p> <p><u>Zona 2</u></p> <p><u>El objetivo principal de la zona 2 es proteger completamente la línea principal y actuar como zona de respaldo de la zona 1 de las protecciones de las líneas adyacentes.</u></p> <p><u>En función de ello, se usa para el ajuste de la zona 2 el criterio del 100% línea principal + 50% línea adyacente más corta.</u></p> <p><u>En el caso de líneas largas seguidas de otras relativamente cortas la fórmula anterior (100% línea protegida + 50% línea más corta) puede resultar menor que el 120% de la línea principal y por lo tanto no asegurar una cobertura del 100% de la línea principal incluida la tolerancia de medición. En estos casos, se ajustará la zona 2</u></p>
<p>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.</p> <p>— Zona 3</p>	<p><u>al 120% de la impedancia de la línea principal.</u></p> <p><u>Además, la zona 2 no debe de operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota, por lo que el ajuste máximo de esta zona se limita hasta el 50% de la menor impedancia de los transformadores existentes en la subestación remota.</u></p>
<p>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.</p>	<p><u>La zona 2 trabajando como respaldo de la zona 1 en un esquema convencional de distancia, y como protección principal para el último 30% a 20% de la línea y de las barras de la subestación remota, 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.</u></p>
<p>2. Protección de sobrecorriente</p> <p>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 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.</p> <p>Otro aspecto importante a considerar es que este</p>	<p><u>Tiempo de retardo asociado: entre 240 y 500 ms.</u></p> <p><u>Zona 3</u></p> <p><u>La zona 3 es respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes. Por lo tanto, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.</u></p> <p><u>Se debe verificar al mismo tiempo que el alcance de la zona 3 no cubra fallas ocurridas en otros niveles de tensión de la subestación remota. El alcance de la zona de respaldo no deberá extenderse más allá del nivel de tensión de la línea principal. La excepción la constituyen los autotransformadores del Sistema de Transmisión, en cuyo caso no se limitará el</u></p>

RESPONSABLE JURIDICO DE CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR
VBO
D. F. Mejía U.
AETN - DLG

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR AREA 2
VBO
Roberto J. Montaño G.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR AREA 2
VBO
Gustavo F. Claros G.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR AREA 2
VBO
Eduardo W. Guillen R.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR AREA 2
VBO
Natalia Mercado M.
AETN

DIRECCION DE CONTROL DE OPERACIONES CALIDAD Y PROTECCION AL CONSUMIDOR AREA 2
VBO
AETN

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>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.</p>	<p><u>alcance y autotransformadores de interconexión (500 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV) donde se permitirá que el alcance se extienda más allá de la impedancia del autotransformador siempre y cuando no sobrepase el 50% de la impedancia de la línea más corta a partir del transformador.</u></p>
<p>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.</p>	<p><u>Considerando un coeficiente de seguridad para incluir la tolerancia por errores de medición, el alcance de la zona 3 se ajustará al 120% de la suma de las impedancias de la línea principal más la línea adyacente de mayor impedancia.</u></p>
<p>En general se pueden adoptar los siguientes criterios:</p>	<p><u>La zona 3 no deberá detectar fallas localizadas a un nivel de tensión distinto al que se instala la protección a través de los transformadores de la subestación.</u></p>
<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p><u>Tiempo de retardo asociado: 700 a 1200 ms.</u></p>
<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p><u>Zona «reversa»</u></p> <p><u>La zona reversa es principalmente utilizada en los esquemas de teleprotección por bloqueo o DCB (del inglés Directional Comparison Blocking), y sirve para el envío de bloqueo a la zona 2 del otro extremo de la línea. Por este motivo su alcance no puede ser menor que el porcentaje del alcance de la zona 2 de la terminal remota que sobrepasa la barra local.</u></p>
	<p><u>La zona «reversa» no deberá detectar fallos localizados a un nivel de tensión distinto al que se instala la protección a través de los transformadores de la subestación.</u></p>
	<p><u>La zona «reversa» debe ser suficiente para detectar un fallo resistente «aguas abajo» cerca de la subestación (suponiendo una medición con errores).</u></p>
	<p><u>Alcance resistivo</u></p> <p><u>El ajuste del alcance resistivo de las zonas 1, 2, 3 y de la zona «reversa» deberá permitir:</u></p>
	<ul style="list-style-type: none"> - Detectar defectos monofásicos de resistencia razonable (por ejemplo < 45 Ohmios). - Hacer que la protección sea insensible a la corriente de carga (invasión de carga).
	<p><u>La determinación del ajuste se llevará a cabo utilizando una tensión reducida (por ejemplo 0.8 p.u.).</u></p>
	<p><u>Relé de detección de oscilación de potencia</u></p>
	<p><u>Las líneas deben estar equipadas con relé de detección de oscilación de potencia que permita detectar y bloquear zonas de protección de distancia cuando aparecen oscilaciones de potencia.</u></p>
	<p><u>1.3 Protección de sobrecorriente direccional residual</u></p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	<p><u>Las funciones de protección de sobrecorriente direccional residual responden únicamente a la corriente de secuencia cero (homopolar) del sistema. En sistemas rigidamente puestos a tierra este tipo de corriente se presenta solo para el caso de fallas desbalanceadas con contacto a tierra, por lo cual se puede ajustar esta protección de manera lo suficientemente sensible para lograr un alcance resistivo que permita detectar fallas a tierra de alta impedancia. Este tipo de fallas no siempre pueden ser detectadas por la protección de distancia y de allí la conveniencia del uso de la protección de sobrecorriente residual como respaldo para fallas a tierra.</u></p> <p><u>Corrientes de secuencia cero pueden existir sin embargo aún en el caso del sistema operando bajo condiciones normales, tales como por ejemplo aquellas originadas en desbalances del sistema debido a líneas no transpuestas o cargas desbalanceadas. Dichas corrientes limitan la máxima sensibilidad del ajuste de la protección de sobrecorriente residual. No obstante, estas corrientes resultan</u></p> <p><u>suficientemente menores que aquellas producidas bajo condiciones de falla del sistema, lo que permite disponer de un suficiente margen de seguridad para el ajuste de la sensibilidad de la protección.</u></p> <p><u>La corriente de arranque de la protección deber ser mayor a la máxima corriente residual, producto del mayor desbalance de corrientes que se pueda presentar en el sistema en condiciones normales de operación. El tiempo de operación se debe ajustar de manera que fallas en la cercanía de la ubicación del relé sean despejadas en un tiempo mayor a 500 ms y fallas al final de la línea principal sean despejadas en un tiempo mayor al tiempo de operación de la zona 3 de distancia (840 ms).</u></p> <p>1.4 Protección de sobrecorriente</p> <p><u>La protección de líneas de transmisión por relés de sobrecorriente de fases o de tierra no es habitual, por lo que su aplicación deberá ser una excepción o emergencia (reemplazos de emergencia, pérdidas de tableros de protección, incendios, inundaciones, etc.) previa autorización del CNDC y los agentes involucrados.</u></p> <p><u>El uso de protecciones de sobrecorriente no direccionales solo será aplicable a líneas radiales con niveles de tensión hasta 115 kV.</u></p> <p><u>Para líneas con doble fuente solo será permitido el uso de protecciones de sobrecorriente direccionales, también solo hasta niveles de tensión de 115 kV.</u></p> <p><u>El tiempo de actuación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso es</u></p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
	<p><u>inversamente proporcional al valor de la corriente de falla. Por lo tanto, su tiempo de actuación está en función de:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>El número de unidades de generación sincronizadas en el SIN para satisfacer la demanda;</u> - <u>La configuración de la red.</u> <p><u>La coordinación de este tipo de relés se la realiza teniendo en cuenta dos condiciones extremas de generación: máxima y mínima.</u></p> <p><u>La protección de sobrecorriente de fases, 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). Asimismo, normalmente se dispone de una unidad de sobrecorriente temporizada de tiempo inverso y de una unidad de sobrecorriente instantánea o de tiempo definido.</u></p> <p>Se debe notar que la protección de sobrecorriente de generadores y/o transformadores se constituye en protecciones de respaldo de la protección del Sistema de Transmisión y/o de distribuidores adyacentes y deben ser adecuadamente coordinadas con éstas.</p> <p>En general se pueden adoptar los siguientes criterios:</p> <p><u>Las unidades instantáneas nunca deben operar para fallas en el extremo remoto de la línea protegida, para cualquier condición de operación del sistema. Normalmente se ajusta a 1.25 veces la corriente de falla en el extremo remoto en condiciones de máxima generación.</u></p> <p><u>El margen de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, depende en principio, del tipo y tecnología del relé oscila normalmente entre 150 ms y 500 ms.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la modificación en el Anexo 1 del numeral 1 de la Norma Operativa vigente respecto a los criterios de protección de línea, se incluye la protección diferencial de acuerdo a nuevas tecnologías, se ajusta el alcance y los tiempos de la protección de distancia en función de las nuevas características de los sistemas de protección, que de acuerdo al informe del CNDC han sido debidamente coordinados con los agentes Generadores, Transmisores y Distribuidores, además de considerar las recomendaciones de la consultora RTEi, incluyendo además la protección de sobrecorriente direccional residual para una mejor selectividad ante la presencia de corrientes de secuencia cero (homopolar).

Asimismo, respecto al numeral 2 protección de sobrecorriente de la Norma Operativa Vigente, también se ajusta el alcance y el tiempo en función de las nuevas

RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023; Página 24 de 34



características de los sistemas de protección que de acuerdo al informe del CNDC han sido debidamente coordinados con los agentes generadores, transmisores y distribuidores, además de considerar las recomendaciones de la consultora RTEi, por lo que esta Autoridad considera pertinente la complementación. Por otro lado, corresponde modificar con el siguiente texto la propuesta del CNDC:

“ El margen 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 ms y 500 ms.”

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.12. Adición en el ANEXO 1 del Numeral 2. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REACTORES

En la propuesta se adiciona en el Anexo 1, el Numeral 2 “Criterios de Protección de Transformadores, Autotransformadores y Reactores”, de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 12

Adición en el Anexo 1, el Numeral 2 “Criterios de Protección de Transformadores, Autotransformadores y Reactores”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p>2. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REACTORES</p> <p>2.1 Protección diferencial</p> <p><u>La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida, y permite despejar fallas al interior del transformador, autotransformador y reactor de manera rápida y selectiva.</u></p> <p><u>El ajuste de la corriente de arranque de la protección diferencial debe considerar el efecto de las corrientes de magnetización y el error de relación de transformación de los transformadores de corriente. Los ajustes de las pendientes de las características de operación deberán considerar los errores introducidos por el cambiador de taps y el efecto de la posible saturación de los transformadores de corriente.</u></p> <p><u>En el caso de transformadores, deberá contar con la eliminación de la corriente homopolar (de secuencia cero) de sus cálculos de corriente diferencial y compensación de las diferencias de magnitud y desfase de corrientes por el grupo de conexión y las diferentes relaciones de transformación de los CT's en ambos extremos del transformador.</u></p>



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p><u>Esta protección deberá permitir el despeje instantáneo de fallas internas. Asimismo, deberá contar con bloqueo o restricción de segundo y quinto armónico, para evitar su desconexión durante transitorios de energización y sobreexcitación, respectivamente.</u></p> <p>2.2 Protección de sobrecorriente</p> <p><u>La protección de sobrecorriente de transformadores, autotransformadores y reactores actúa como respaldo de la protección diferencial y contra fallas externas, para lo cual se debe contar con protección de sobrecorriente de fases y residual o neutro.</u></p> <p><u>El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada de fases se debe ajustar entre el 120% al 150% de la corriente nominal de los devanados. El ajuste del dial deberá permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.</u></p> <p><u>El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada residual o neutro se debe ajustar a un valor mayor a la máxima corriente residual producto del mayor desbalance de corrientes que se pueda presentar en el sistema en condiciones normales de operación. El ajuste del dial deberá permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.</u></p> <p>2.3 Protección contra fallos internos</p> <p><u>Transformadores, autotransformadores y reactores, además de las protecciones eléctricas, deben contar con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre sus interruptores en todos sus niveles de tensión en el caso de transformadores o autotransformadores y sobre el interruptor principal en el caso del reactor.</u></p> <p><u>La protección de transformadores, autotransformadores y reactores deberá contar con un relé auxiliar de bloqueo de reposición local, que seccione los circuitos de cierre en todos sus niveles de tensión y evite su energización ante una condición de falla interna.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición en el Anexo 1, del numeral 2 "Criterios de Protección de Transformadores, Autotransformadores y Reactores" propuesto por el CNDC, las mismas aportan en la Norma Operativa la consideración de nuevas tecnologías que han sido debidamente coordinadas con los agentes Generadores, Transmisores y Distribuidores, además de asumir las recomendaciones de la consultora RTEi, por lo que esta Autoridad considera pertinente la complementación.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.



3.13. Adición en el ANEXO 1 del Numeral 3 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

En la propuesta se adiciona en el Anexo 1, el Numeral 3 "Protección de bancos de capacitores", de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 13

Adición en el Anexo 1, el Numeral 3 "Protección de bancos de capacitores"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p>3. PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES</p> <p><u>Los bancos de capacitores se encuentran compuestos por varias unidades capacitivas conectadas en serie y paralelo.</u></p> <p><u>La protección de los bancos de capacitores debe considerar el tipo de conexión (delta, estrella aislado o estrella) y configuración (simple o doble rama).</u></p> <p><u>Cuando una unidad capacitiva falla dentro del banco, la falla debe ser aislada sin causar problemas a las unidades adyacentes.</u></p> <p><u>El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada de fases debe ser ajustada entre el 120% al 135% de la corriente nominal. El ajuste del dial debe permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.</u></p> <p><u>El ajuste de la corriente de arranque de la protección de desbalance debe considerar las características constructivas (conexión, configuración y tolerancias de fabricación) del banco y los desbalances introducidos por el propio sistema.</u></p> <p><u>El tiempo de operación de la protección de sobrecorriente y de la protección de desbalance debe minimizar el daño debido al cortocircuito y prevenir la exposición de las unidades capacitivas a condiciones de sobretensión por encima de los límites permisibles.</u></p> <p><u>La protección de sobretensión debe ser ajustada a valores mayores de 110% de la tensión nominal y el tiempo de operación debe ser definido en los estudios de estabilidad dinámica.</u></p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición en el Anexo 1, del numeral 3 "Protección de bancos de capacitores" propuesto por el CNDC, igual que en el anterior punto aporta a esta Norma Operativa la consideración de nuevas tecnologías que fueron debidamente coordinadas con los agentes Generadores, Transmisores y Distribuidores, además que se considera las recomendaciones de la consultora RTEi, por lo que esta Autoridad ve pertinente la complementación.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.14. Adición en el ANEXO 1 del Numeral 4. PROTECCIÓN DE GENERADORES

En la propuesta se adiciona en el Anexo 1, el Numeral 4 "Protección de generadores", de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 14

Adición en el Anexo 1, el Numeral 3 "Protección de generadores"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p>4. PROTECCIÓN DE GENERADORES</p> <p>4.1 Protección diferencial</p> <p><u>La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida delimitada por los transformadores de corriente, y permite proteger el devanado del estator ante fallas internas producidos por fallos en el aislamiento, detecta cortocircuitos entre fases y fallas a tierra, despejándolas de manera rápida y selectiva.</u></p> <p><u>La protección diferencial del generador debe tener un ajuste mínimo que garantice una alta sensibilidad ante fallas internas y un alto grado de estabilidad ante fallas externas.</u></p> <p><u>El disparo consiste en la desconexión y desexcitación inmediata del generador, para ello, debe abrir el interruptor de la unidad, interruptor de campo y realizar la parada de la turbina.</u></p> <p>4.2 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso con control de tensión</p> <p><u>Esta función es común usarla en generadores, cuya tensión de excitación se toma de los bornes de la máquina. El relé de sobrecorriente de tiempo inverso con control de tensión deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión cae por debajo del nivel ajustado.</u></p> <p><u>Para un relé controlado por tensión el ajuste de arranque de la sobrecorriente debe estar entre 30%-50% de la corriente de plena carga y el ajuste de la tensión controlada típicamente debe estar en 75% de la tensión nominal.</u></p> <p><u>El tipo de curva y el ajuste del dial deberán estar coordinados con las protecciones del Sistema de Transmisión.</u></p> <p>4.3 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de tensión</p> <p><u>El ajuste de arranque de sobrecorriente con restricción de tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del generador con restricción de la tensión nominal.</u></p>

RESPONSABLE JURÍDICO DE CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 Luis F. Mejía U.
 AETN - DLG

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 Rosalva J. Montaño G.
 AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 Gustavo F. Claros G.
 AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 Eduardo Guillén
 AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 Natalia Mercado M.
 AETN

DIRECCIÓN DE CONTROL DE OPERACIONES CILINDRO
 DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR
 VºBº
 AETN

RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

En la operación restringida por tensión, la corriente de arranque del elemento de sobrecorriente está siempre activa y varía en forma continua con la tensión, haciéndose más sensible al disminuir la tensión.

El tipo de curva y el ajuste del dial deberán estar coordinados con las protecciones del Sistema de Transmisión.

4.4 Protección de sobretensión de neutro

La función de sobretensión de neutro es la más usada para protección de falla a tierra del estator en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia o aislados.

La función de protección de sobretensión de neutro detecta la ocurrencia de una falla a tierra mediante el incremento de la tensión de secuencia cero (U_0). Esta tensión también se conoce como tensión de desplazamiento o tensión homopolar.

El umbral de sobretensión de neutro (U_0) debe ser lo suficientemente alto para que no opere con las tensiones de secuencia cero producidas por los desequilibrios normales del sistema. Normalmente el ajuste de sobretensión se establece entre el 5 y el 10% de la tensión de fase-tierra del generador.

4.5 Protección de sobre y baja frecuencia

Las protecciones de los generadores contra frecuencias anormales, debe ajustarse siguiendo los siguientes lineamientos:

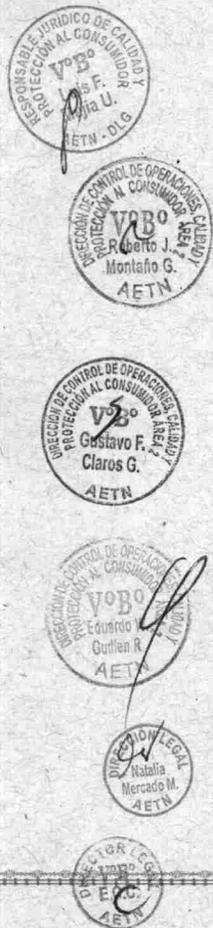
a) Límite mínimo de protección de sobrefrecuencia de disparo instantáneo, para unidades térmicas será de 52 Hz, para unidades hidroeléctricas el valor de ajuste por sobrefrecuencia deberá adecuarse a las necesidades de transferencia de potencia en el sistema y podrá estar comprendida entre 52 Hz y 56 Hz.

b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:

Rango	Temporización
$51.0 \text{ Hz} \leq f < 51.5 \text{ Hz}$	20 s
$51.5 \text{ Hz} \leq f < 52.0 \text{ Hz}$	10 s

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia:

Rango	Temporización
$48.0 \text{ Hz} \leq f < 49.0 \text{ Hz}$	20 s
$47.5 \text{ Hz} \leq f < 48.0 \text{ Hz}$	10 s



	d) <u>Limite máximo de protección de subfrecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz</u>
--	--

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición en el Anexo 1, del humeral 4 "Protección de generadores" propuesto, esta Autoridad considera que la misma incluye las nuevas tecnologías que fueron debidamente coordinadas con los agentes generadores, transmisores y distribuidores, también recoge las recomendaciones de la consultora RTEi, se debe mencionar que el punto 4.5 Protección de sobre y baja frecuencia, tiene concordancia con el punto 4.5 Protección del Generador de las Condiciones de Desempeño Mínimo aprobado con la Resolución AETN N° 218/2020 de 30 de julio de 2020, por lo que se considera pertinente la complementación.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.15. Adición en el ANEXO 2 Formularios de ajustes de protecciones

En la propuesta se adiciona en el Anexo 2 "Formularios de ajustes de protecciones", de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA N° 15

Adición en el Anexo 2 "Formularios de ajustes de protecciones"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
<p>ANEXO 2: FORMULARIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • P011.- Ajustes protección de potencia inversa. • P012.- Ajustes protección de pérdida de excitación. • P013.- Ajustes protección de baja y sobre frecuencia. 	<p>ANEXO 2: FORMULARIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • P011.- Ajustes protección de potencia inversa. • P012.- Ajustes protección de pérdida de excitación. • P013.- Ajustes protección de baja y sobre frecuencia. • <u>P014.- Ajustes protección de diferencial de generadores.</u> • <u>P015.- Ajustes protección de sobre excitación Volts/Hertz.</u> • <u>P016.- Ajustes protección de distancia de generador.</u> • <u>P017.- Ajustes protección de banco de capacitores.</u>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación a la adición en el Anexo 2 propuesto de otros formularios de ajustes de protecciones, esta Autoridad considera pertinente la complementación.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.16. Adición en el ANEXO 4 Pruebas para la conexión de equipos de protección al SIN

En la propuesta se adiciona en el Anexo 3 Formularios de ajustes de protecciones, de acuerdo al siguiente detalle:



TABLA N° 16

Adición en el Anexo 2 Formularios de ajustes de protecciones

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Adición del CNDC
	<p style="text-align: center;">ANEXO N° 4:</p> <p style="text-align: center;">PRUEBAS PARA LA CONEXIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN AL SIN</p> <p><i>En las siguientes tablas se presentan el listado de pruebas que deben ser realizadas en los equipos de protección de instalaciones de generación, distribución o transmisión, antes de su conexión al SIN.</i></p> <p>Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación</p> <p>Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución/Consumidor No Regulado</p> <p>Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión</p>

Fuente: Elaboración Propia

Con relación al Anexo 4 propuesto, se observa la adición del listado de pruebas que deben ser realizadas en los equipos de protección de las instalaciones de generación, distribución o transmisión, antes de su conexión al SIN descritos en la tabla 1 "Pruebas a Instalaciones de Generación", Tabla 2 "Pruebas a Instalaciones de Distribución/Consumidor No Regulado" y Tabla 3 "Pruebas a Instalaciones de Transmisión" las cuales se encuentran en concordancia con las disposiciones de la Resolución AETN N° 25/2020 de 17 de enero de 2020 que aprueba la Norma Operativa N° 11 "Condiciones técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN", por lo que, esta Autoridad considera pertinente la modificación propuesta.

Por lo demás, no se tienen mayores observaciones.

3.17. De la impugnación a la Resolución CNDC 475/2023-4 de 24 de abril de 2023

De la revisión de los registros que cursan en la AETN se establece la inexistencia de impugnación alguna contra la Resolución CNDC N° 475/2023-4 de 24 de abril de 2023, emitida por el CNDC, dentro del plazo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), que dispone:

"Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la Resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal." (Las negrillas son nuestras)

Por lo que, al haber concluido el plazo para la presentación de impugnaciones el día **22 de junio de 2023** y al no existir solicitud de revisión u observación a la Resolución CNDC N° 475/2023-4 de 24 de abril de 2023, corresponde a esta Autoridad proceder



con la aprobación de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", conforme el análisis realizado en el presente Informe.

4. CONCLUSIÓN

De acuerdo al análisis realizado en el numeral 3, se concluye que la propuesta de modificación presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", solo contiene observaciones de forma las cuales en virtud de lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, fueron modificadas por esta Autoridad, no existiendo mayor observación, por lo que verificado el cumplimiento del plazo de impugnación establecido en el artículo 7 de la mencionada normativa, evidenciándose que esta Autoridad no recibió impugnación alguna contra dicha Norma Operativa, corresponde aprobar la misma mediante Resolución. Asimismo, corresponde Abrogar la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, que aprueba la versión en actual vigencia.

5. RECOMENDACIONES

Con base a la conclusión expuesta se recomienda lo siguiente:

5.1 Aprobar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", con las modificaciones propuestas, para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en conformidad al Anexo que forma parte del presente Informe.

5.2 Abrogar la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, que aprobó la versión de la Norma Operativa N° 17 en actual vigencia, a partir de la notificación y publicación de la Resolución que emerja del presente Informe.

5.3 Disponer la publicación de la Resolución que emerja del presente Informe, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002.

5.4 Una vez aprobadas mediante Resolución Administrativa las modificaciones a la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", remitir una copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008."

Que por lo expuesto, en mérito a lo dispuesto por el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, se acepta el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023, como fundamento de la presente Resolución.

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023, en aplicación de la normativa vigente del sector eléctrico, se concluye que corresponde aprobar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y Abrogar la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, acto administrativo que aprobó la versión vigente de dicha Norma Operativa.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y se establece que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las 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 (CPE).

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) por Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, se designó al ciudadano Eusebio Lucio Aruquipa Fernández como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN-INTERNA N° 025/2023 de 08 de mayo de 2023, se designó al ciudadano Eber Chambi Chambi como Director Titular de la Dirección Legal (DLG) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, y demás disposiciones legales en vigencia; y en consideración al análisis efectuado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1824/2023 de 21 de julio de 2023;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", que en Anexo forma parte indivisible de la presente Resolución, para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SEGUNDA.- Abrogar la Norma Operativa N° 17 "Protecciones", aprobada por la Resolución AE N° 361/2017 de 12 de julio de 2017, de la entonces Autoridad de





RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la publicación de la presente Resolución.

TERCERA.- Disponer la publicación de la presente Resolución, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional a través de su edición impresa y/o de su edición digital, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, concordante con el párrafo I del artículo 9 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, modificado por el Decreto Supremo N° 5003 de 16 de agosto de 2023.

CUARTA.- Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución y su anexo, además de los antecedentes que respaldan su emisión, al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) para su conocimiento y fines consiguientes.

Regístrese, comuníquese y archívese.



[Handwritten Signature]

Eusebio L. Arzuqipa Fernández
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:

[Handwritten Signature]
Eber Chambi Chambi
DIRECTOR LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

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 agentes del mercado en cada desconexión por falla y despeje de la misma que resulta del análisis de los eventos, asimismo, emitir recomendaciones y solicitar acciones correctivas en caso de problemas de coordinación detectados.

2. DEFINICIONES

Sistema de protección: Conjunto de equipos necesarios para la detección, localización y despeje de cualquier tipo de falla mediante el disparo selectivo de los interruptores que permite aislar la zona o elemento en falla del resto del sistema, en el menor tiempo posible, minimizando daños en las instalaciones e interrupciones del servicio eléctrico.

Falla: Es el término de la capacidad de un componente de desempeñar su función específica o de ejecutarla cuando se requiera y por tanto determina su estado de indisponibilidad.

Coordinación de protecciones: Es el proceso de selección de ajustes y/o curvas características de operación de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe de manera rápida, selectiva y en un orden lógico para aislar adecuadamente el o los componentes en falla y mantener la operación del resto del sistema de potencia.

Agente involucrado: Es aquel agente del sistema cuyas instalaciones han tenido intervención directa o indirecta en un evento o falla.

Protección principal: O protección primaria es la protección de primera línea de defensa que aísla del sistema el o los componentes en falla de manera selectiva y lo más rápida posible (instantánea).

Protección de respaldo: Es la protección de segunda línea de defensa que aísla del sistema el o los componentes en falla en caso de que la protección principal no funcione correctamente. Esta protección debe tener un tiempo de retardo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.

Respaldo remoto: Esquema en el que los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones adyacentes cumplen también funciones de respaldo.

Respaldo local: Esquema en el que los interruptores y las protecciones de respaldo se encuentran en la misma instalación que la protección principal.

Componente: Es la parte de un sistema eléctrico que ejerce una o más funciones determinadas que se considera como una unidad para fines estadísticos o de análisis.

Desconexión: Es la acción que resulta de la apertura de dispositivos que conectan circuitos de potencia interrumpiendo la continuidad eléctrica a través de un componente.

Registro oscilográfico: Serie de datos de alta resolución de tensiones, corrientes e información de eventos que se presentan en el sistema eléctrico.

COMTRADE: (Common Format For Transient Data Exchange For Power Systems o formato común para intercambio de datos transitorios para sistemas de potencia) es un formato de archivo para almacenar datos de estado y oscilografía relacionados con perturbaciones transitorias del sistema de potencia.

CT's: Transformador de corriente son transformadores que reducen las corrientes de gran magnitud a valores permisibles y proporcionales a las corrientes primarias originales, alimentan instrumentos de medida, indicadores, relés y otros.

PT's: Transformador de potencial son transformadores destinados a reducir valores de tensión de magnitudes elevadas a valores adecuados y proporcionales a las tensiones primarias originales, para la alimentación de instrumentos de medida, indicadores, relés y otros.

Teleprotección: Sistema empleado para la protección y monitoreo de líneas de transmisión con la asistencia de medios de comunicación entre los relés en los extremos de la línea protegida.

Transferencia de disparo: Es el envío de una orden de apertura de interruptor a través de un canal de comunicación al interruptor que se encuentra en el extremo que se desea abrir.

Baja tensión: Son los niveles de tensión menores o iguales a 1 kV.

Media tensión: Son los niveles de tensión mayores a 1 kV y menores a 69 kV.

Alta tensión: Son los niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 230 kV.

Extra alta tensión: Son los niveles de tensión mayores a 230 kV.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas y subestaciones, en los que se incluyen los equipos de transformación, compensación, maniobra, control,



protecciones y comunicación que conectan las instalaciones de Generación con las instalaciones de Distribución y de Consumidores No Regulados.

Usuario del Sistema de Transmisión: Es cualquier Generador, Distribuidor o Consumidor No Regulado que utiliza el Sistema de Transmisión.

Sistema de Subtransmisión: Es el conjunto de instalaciones y equipos que permiten el transporte de energía eléctrica desde la red de transmisión hasta los centros de carga de distribución.

Reconexión: Cierre automático de un interruptor luego de su apertura por operación de su protección.

Protecciones mecánicas (guardas): Son los relés de protección propios de transformadores, autotransformadores y reactores como ser: buchholz, presión súbita, alivio de presión, temperatura de aceite y devanados, flujo, etc.

Zona muerta: Una zona muerta corresponde a una región específica en el sistema de protección de una subestación eléctrica en la que, debido a la disposición de los transformadores de corriente o a la cantidad de los mismos, no queda protegida por las funciones principales de los relés de protección de los esquemas de protección en caso de fallas.

3. ALCANCE

Los requisitos previstos en esta Norma Operativa se aplicarán al CNDC y a los agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados.

4. 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) y Decreto Supremo N° 3892 que otorga nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

5. CONDICIONES GENERALES

Un sistema de protección comprende los siguientes elementos: relés de protección, transformadores de medida (de corriente y/o tensión) y sus correspondientes circuitos





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

de control, interruptores, relés auxiliares y medios de comunicaciones asociados a la protección.

Todo agente propietario de instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución integradas o que se integrarán al SIN, está obligado a tener un sistema de protección adecuado y coordinar la operación de los mismos con los sistemas de protección de otros agentes dentro de su área de influencia de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.1. 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.

6. FILOSOFIA DE PROTECCIÓN

6.1 Responsabilidad del CNDC

El CNDC en coordinación con los agentes, definen la filosofía y criterios generales de protección aplicado a las instalaciones del SIN, a través de equipos de protección que permitan evitar automáticamente la propagación de perturbaciones que puedan poner en peligro la seguridad de la operación del SIN y si fuera necesario de las interconexiones con países vecinos.

Como mínimo una vez cada cinco años, el CNDC revisará la filosofía y criterios generales de protección definidos en la presente Norma Operativa y los actualizará en la medida de lo necesario para garantizar el correcto funcionamiento de los sistemas de protección y el mantenimiento de la seguridad de la operación.

Antes de finalizar una revisión de los criterios y filosofía de protección, el CNDC organizará una consulta a los agentes y si fuera necesario de los otros actores involucrados en el sistema de protección del SIN.

6.2 Barras en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión

La protección de barras puede ser mediante protección dedicada de tipo diferencial de barra (operación instantánea) o por el funcionamiento de las protecciones de distancia de los extremos remotos de las líneas que convergen hacia las respectivas barras (Zona 2).

Los interruptores conectados a las barras de Sistemas de Transmisión deben estar equipados con un relé de fallo de interruptor ANSI 50BF (instalaciones nuevas posteriores a la vigencia de esta normativa). Este relé puede usar los circuitos lógicos de la protección diferencial de barras o de los relés de protección de las líneas que se conectan a la barra. Asimismo, para instalaciones donde por características propias de la instalación se tengan zonas muertas se debe contar con protección de zona muerta.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023, Página 4 de 43

6.3 Líneas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión

Las líneas de transmisión que componen el 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 de estas líneas debe realizarse mediante dos protecciones principales dedicadas con uno de los siguientes esquemas:

- Una protección diferencial de línea y una protección de distancia con teleprotección.
- Dos protecciones de distancia con esquema de teleprotección.
- Dos protecciones diferenciales.

La protección de las líneas de la red de subtransmisión y de conexión de la generación puede realizarse mediante uno de los siguientes esquemas:

- Una protección diferencial de línea y una protección de distancia con teleprotección.
- Dos protecciones principales de distancia con teleprotección.
- Una protección principal de distancia y una protección de respaldo.

Para el conjunto de líneas; el sistema de protección deberá incluir una protección complementaria capaz de detectar fallas de alta impedancia. Este requisito puede lograrse mediante una protección de sobrecorriente residual direccional.

Los medios de telecomunicaciones aceptados para implementar teleprotección son:

- Enlace de fibra óptica dedicada.
- Enlace de fibra óptica por medio de multiplexores.
- Onda portadora Fase-Fase o Fase-Tierra.
- Micro-ondas.

Para fines de teleprotección no está permitido el uso de redes de datos del servicio público debido a su baja fiabilidad.

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 y lógicas de invasión de carga "load encroachment". Asimismo, deben incluir facilidades para localización de la falla.

Cuando las líneas cuenten con reconexión automática, ésta puede ser monofásica y/o trifásica, según sea el caso de acuerdo con lo definido en los estudios eléctricos.

6.4 Transformadores, Autotransformadores y Reactores

La protección de transformadores, autotransformadores y reactores que integran la red de transmisión debe realizarse mediante protecciones dedicadas:

- Protección principal 1: protección diferencial 1 de transformador;
- Protección principal 2: protección diferencial 2 de transformador o protección de respaldo (sobrecorriente);

Estos componentes, además de las protecciones eléctricas, deben contar obligatoriamente con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre los interruptores, en todos sus niveles de tensión (transformadores y autotransformadores).

La actuación de las protecciones 100% selectivas (87) y mecánicas deben desconectar los interruptores asociados a la máquina (transformador, autotransformador o reactor), mediante un relé auxiliar de bloqueo (86) sin inicio de reconexión automática.

6.5 Protección de Bancos de Capacitores

La protección de bancos de capacitores que integran la red de transmisión debe realizarse mediante protecciones dedicadas:

- Dos protecciones principales (1 y 2) de sobrecorriente de fases, de neutro y desequilibrio; o
- Una protección principal de sobrecorriente de fases, neutro y desequilibrio y una protección de respaldo.

La protección deberá adecuarse a la configuración del banco y al tipo de aterramiento.

La actuación de las protecciones no iniciará reconexión automática.

6.6 Criterio general de protección de instalaciones de Media Tensión

6.6.1 Protección de Líneas

La protección de líneas de media tensión que conecten diferentes subestaciones y líneas que integran la red de conexión de generación (radial), debe realizarse mediante protección principal o principal y respaldo.

6.6.2 Protección de Transformadores

La protección de los transformadores que integran la red de conexión de generación debe realizarse mediante protección principal y respaldo o protección principal.

Los transformadores, además de las protecciones eléctricas, deben contar con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.

La protección de transformadores deberá contar con un relé auxiliar de bloqueo de reposición local, que seccione los circuitos de cierre en todos sus niveles de tensión y evite su energización ante una condición de falla interna.

6.6.3 Protección de Generadores

La protección de unidades de generación debe realizarse mediante protección principal 1 y protección principal 2 o protección principal y protección de respaldo.

Cada unidad generadora deberá soportar, sin desconectarse del sistema, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el punto de conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.

Deben estar claramente especificadas las lógicas de matriz de disparos de las unidades generadoras, en los diferentes niveles de alarma, disparo y parada de la turbina, campo y generador.

6.6.4 Protecciones en STATCOM

La protección de STATCOM debe realizarse de acuerdo con los requerimientos de la Norma IEEE Std. 1052-2018 – Guía de Especificación de Sistemas STATCOM.

La protección del transformador de acoplamiento del STATCOM, debe seguir los lineamientos descritos en el punto 6.4 de la presente Norma Operativa.

6.7 Registro Oscilográfico

Todos los relés de protección de instalaciones de alta tensión que se incorporen al SIN por aplicación de esta normativa, para protección principal y/o de respaldo, ya sea en instalaciones nuevas o como reemplazo de instalaciones existentes, deben contar con registro de oscilografía y eventos, habilitado permanentemente y permitir la exportación de los registros en formato COMTRADE.

En caso de actuación del sistema de protección, deben registrarse al menos los siguientes datos:

- Las tensiones entre neutro y fase.
- Las corrientes en cada fase y el neutro.
- La información lógica o señales binarias provenientes de los distintos equipos como, por ejemplo, arranque y disparo de funciones de protección, estado del o los interruptores, señales de bloqueo y/o transferencia de disparo, etc.

Los relés de protección principal y de respaldo existentes que cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.

7. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA (EDAC)

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados deberán habilitar en sus instalaciones un Esquema de Alivio de Carga (EDAC), que cumpla con los siguientes porcentajes de desconexión de carga en todos los bloques horarios:

El nivel de protección total del Esquema de Alivio de Carga (EDAC) será igual a 43% de la demanda, considerando un 30% de las etapas de subfrecuencia y 13% de las etapas de gradiente.

	Relé		
	Gradiente	Subfrecuencia	Restitución
Número de etapas	2	10	2
Protección por etapa	6.5%	3.0%	3.0%
Protección total	13%	30%	6%

El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución del EDAC.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados que no puedan habilitar la totalidad de las etapas del esquema EDAC debido a limitaciones en el número de alimentadores disponibles, podrán agrupar la desconexión de carga de dos o más etapas.

Las especificaciones técnicas que deben cumplir estos relés se detallan en el Anexo 3 de la presente Norma Operativa.

8. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES

8.1 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 y contar con las respectivas notas de conformidad de los agentes del área de influencia y los que el CNDC vea por conveniente.

Junto al estudio de coordinación de protecciones, el agente debe enviar las planillas de ajustes de protección en el formato del Anexo 2 de la presente Norma Operativa, los diagramas unifilares de protecciones, donde se identifique la conexión de los circuitos de tensión y corriente desde los transformadores de instrumento (CT's y PT's) hasta los diferentes relés de protección, los circuitos de disparo desde los relés de protección hasta los interruptores, incluyendo a los relés auxiliares de disparo y/o relés de bloqueo y las señales de recepción o transferencia de disparo y/o bloqueo de los esquemas de teleprotección con cada una de las funciones habilitadas en los relés.

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.

8.2 Seguimiento

Cada agente es el responsable de efectuar el seguimiento del comportamiento de la protección de su propiedad, asegurar la correcta operación e informar cualquier anomalía en su funcionamiento al CNDC.

Todo cambio de ajustes de protección o reemplazo programado de equipos de protección debe ser informado al CNDC por escrito 5 días hábiles antes a la ejecución de los respectivos trabajos de campo, incluyendo las planillas de ajuste de protección en el formato del Anexo 2 de la presente Norma Operativa. El agente es responsable de efectuar las pruebas necesarias de acuerdo con el Anexo 4 de la presente Norma Operativa y enviar los resultados al CNDC para verificar su correcta aplicación, previo a la puesta en servicio de los equipos de protección.

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 propuestos 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 y oscilográficos de relés y equipos registradores de eventos y toda la información proporcionada por el agente a petición del CNDC.

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 (2) días hábiles siguientes a la solicitud; el agente podrá solicitar ampliación de plazo con la debida justificación. Estas reuniones del CNDC con los agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de la AETN.

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 AETN. En caso de persistir el desacuerdo, la AETN 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 (RCT).

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 AETN.
- 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, sus ajustes y poner a disposición de los agentes y de la AETN.

Cuando se tengan modificaciones en los ajustes de las protecciones, ingreso de nuevas instalaciones o cuando el CNDC lo requiera, los agentes deberán enviar los ajustes de las protecciones, utilizando las planillas que figuran en el Anexo 2 de la presente Norma Operativa, para la actualización de la base de datos.

Los agentes deben responder a las recomendaciones emitidas en los informes de análisis de falla, dentro de los plazos establecidos en los mismos. Recibida la respuesta del agente, el CNDC elaborará un informe de seguimiento de análisis de

la falla, dentro del plazo de 10 días hábiles de recibida la respuesta y comunicará al agente sus conclusiones u observaciones si aún existiesen recomendaciones.

En un plazo de 10 días hábiles después de la operación comercial de instalaciones que forman parte de proyectos o de efectuado el cambio de ajustes de protección o reemplazo programado de equipos de protección en instalaciones existentes, los agentes deberán enviar su base de datos de ajustes de protección actualizada, en formato de las planillas de ajustes de protección del Anexo 2 de la presente Norma Operativa. Recibida la información, el CNDC revisará la base de datos en un plazo de 10 días hábiles y comunicará al agente sus observaciones. Los agentes deben responder a las observaciones de su base de datos de ajustes de protecciones en un plazo de 10 días hábiles.

9. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia a partir de su aprobación mediante Resolución expresa y publicación por parte de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

10. MODIFICACIONES

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



ANEXO 1: CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

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 coordinado. 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.

Los márgenes de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, deberá ser mayor o igual a 150 milisegundos (ms).

1. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS

1.1 Protección diferencial

La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida, y permite despejar fallas al interior de la línea de manera rápida y selectiva.

El ajuste de arranque de la protección diferencial debe considerar el efecto de las corrientes capacitivas en vacío y el error de relación de los transformadores de corriente. El ajuste de las pendientes deberá considerar el error introducido por efecto de la posible saturación de los transformadores de corriente.

1.2 Protección de Distancia

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 y lógicas de invasión de carga "load encroachment". Asimismo, deben incluir facilidades para localización de la falla. Como característica de operación de la función distancia será requerimiento utilizar:

- Fallas entre fases: Característica Mho o Cuadrilateral.
- Fallas a tierra: Característica Cuadrilateral, en instalaciones nuevas posteriores a la vigencia de esta norma operativa.

En caso de líneas paralelas que comparten la misma estructura (doble terna), la protección de distancia debe realizar la compensación del efecto de acoplamiento mutuo de secuencia cero, a través de la medición de la corriente residual entre ternas.

Zona 1

Debe ser ajustada entre el 70 y 80 % de la impedancia de la línea, el 30 y 20% de margen, cubre errores en:

- Determinación de la impedancia de la línea.
- Los transformadores de medida (CT's y PT's).
- La influencia de la resistencia de falla.
- El propio relé, etc.

De este modo esta zona no verá fallas más allá de la línea protegida.

La zona 1 no requiere un retraso intencional en su operación.

Tiempo de retardo asociado: **0 ms.**

Zona 2

El objetivo principal de la zona 2 es proteger completamente la línea principal y actuar como zona de respaldo de la zona 1 de las protecciones de las líneas adyacentes.

En función de ello, se usa para el ajuste de la zona 2 el criterio del 100% línea principal + 50% línea adyacente más corta.

En el caso de líneas largas seguidas de otras relativamente cortas la fórmula anterior (100% línea protegida + 50% línea más corta) puede resultar menor que el 120% de la línea principal y por lo tanto no asegurar una cobertura del 100% de la línea principal incluida la tolerancia de medición. En estos casos, se ajustará la zona 2 al 120% de la impedancia de la línea principal.

Además, la zona 2 no debe de operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota, por lo que el ajuste máximo de esta zona se limita hasta el 50% de la menor impedancia de los transformadores existentes en la subestación remota.

La zona 2 trabajando como respaldo de la zona 1 en un esquema convencional de distancia, y como protección principal para el último 30% a 20% de la línea y de las barras de la subestación remota, 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 de retardo asociado: **entre 240 y 500 ms.**

Zona 3

La zona 3 es respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes. Por lo tanto, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor

impedancia. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.

Se debe verificar al mismo tiempo que el alcance de la zona 3 no cubra fallas ocurridas en otros niveles de tensión de la subestación remota. El alcance de la zona de respaldo no deberá extenderse más allá del nivel de tensión de la línea principal. La excepción la constituyen los autotransformadores del Sistema de Transmisión, en cuyo caso no se limitará el alcance y autotransformadores de interconexión (500 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV) donde se permitirá que el alcance se extienda más allá de la impedancia del autotransformador siempre y cuando no sobrepase el 50% de la impedancia de la línea más corta a partir del transformador.

Considerando un coeficiente de seguridad para incluir la tolerancia por errores de medición, el alcance de la zona 3 se ajustará al 120% de la suma de las impedancias de la línea principal más la línea adyacente de mayor impedancia.

La zona 3 no deberá detectar fallas localizadas a un nivel de tensión distinto al que se instala la protección a través de los transformadores de la subestación.

Tiempo de retardo asociado: 700 a 1200 ms.

Zona «reversa»

La zona reversa es principalmente utilizada en los esquemas de teleprotección por bloqueo o DCB (del inglés Directional Comparison Blocking), y sirve para el envío de bloqueo a la zona 2 del otro extremo de la línea. Por este motivo su alcance no puede ser menor que el porcentaje del alcance de la zona 2 de la terminal remota que sobrepasa la barra local.

La zona «reversa» no deberá detectar fallos localizados a un nivel de tensión distinto al que se instala la protección a través de los transformadores de la subestación.

La zona «reversa» debe ser suficiente para detectar un fallo resistente «aguas abajo» cerca de la subestación (suponiendo una medición con errores).

Alcance resistivo

El ajuste del alcance resistivo de las zonas 1, 2, 3 y de la zona «reversa» deberá permitir:

- Detectar defectos monofásicos de resistencia razonable (por ejemplo < 45 Ohmios).
- Hacer que la protección sea insensible a la corriente de carga (invasión de carga).

La determinación del ajuste se llevará a cabo utilizando una tensión reducida (por ejemplo 0.8 p.u.).

Relé de detección de oscilación de potencia

Las líneas deben estar equipadas con relé de detección de oscilación de potencia que permita detectar y bloquear zonas de protección de distancia cuando aparecen oscilaciones de potencia.

1.3 Protección de sobrecorriente direccional residual

Las funciones de protección de sobrecorriente direccional residual responden únicamente a la corriente de secuencia cero (homopolar) del sistema. En sistemas rígidamente puestos a tierra este tipo de corriente se presenta solo para el caso de fallas desbalanceadas con contacto a tierra, por lo cual se puede ajustar esta protección de manera lo suficientemente sensible para lograr un alcance resistivo que permita detectar fallas a tierra de alta impedancia. Este tipo de fallas no siempre pueden ser detectadas por la protección de distancia y de allí la conveniencia del uso de la protección de sobrecorriente residual como respaldo para fallas a tierra.

Corrientes de secuencia cero pueden existir sin embargo aún en el caso del sistema operando bajo condiciones normales, tales como por ejemplo aquellas originadas en desbalances del sistema debido a líneas no transpuestas o cargas desbalanceadas. Dichas corrientes limitan la máxima sensibilidad del ajuste de la protección de sobrecorriente residual. No obstante, estas corrientes resultan suficientemente menores que aquellas producidas bajo condiciones de falla del sistema, lo que permite disponer de un suficiente margen de seguridad para el ajuste de la sensibilidad de la protección.

La corriente de arranque de la protección deber ser mayor a la máxima corriente residual, producto del mayor desbalance de corrientes que se pueda presentar en el sistema en condiciones normales de operación. El tiempo de operación se debe ajustar de manera que fallas en la cercanía de la ubicación del relé sean despejadas en un tiempo mayor a 500 ms y fallas al final de la línea principal sean despejadas en un tiempo mayor al tiempo de operación de la zona 3 de distancia (840 ms).

1.4 Protección de sobrecorriente

La protección de líneas de transmisión por relés de sobrecorriente de fases o de tierra no es habitual, por lo que su aplicación deberá ser una excepción o emergencia (reemplazos de emergencia, pérdidas de tableros de protección, incendios, inundaciones, etc.) previa autorización del CNDC y los agentes involucrados.

El uso de protecciones de sobrecorriente no direccionales solo será aplicable a líneas radiales con niveles de tensión hasta 115 kV.

Para líneas con doble fuente solo será permitido el uso de protecciones de sobrecorriente direccionales, también solo hasta niveles de tensión de 115 kV.

El tiempo de actuación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso es inversamente proporcional al valor de la corriente de falla. Por lo tanto, su tiempo de actuación está en función de:

- El número de unidades de generación sincronizadas en el SIN para satisfacer la demanda;
- La configuración de la red.

La coordinación de este tipo de relés se la realiza teniendo en cuenta dos condiciones extremas de generación: máxima y mínima.

La protección de sobrecorriente de fases, 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). Asimismo, normalmente se dispone de una unidad de sobrecorriente temporizada de tiempo inverso y de una unidad de sobrecorriente instantánea o de tiempo definido.

Se debe notar que la protección de sobrecorriente de generadores y/o transformadores se constituye en protecciones 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 nunca deben operar para fallas en el extremo remoto de la línea protegida, para cualquier condición de operación del sistema. Normalmente se ajusta a 1.25 veces la corriente de falla en el extremo remoto en condiciones de máxima generación.
- El margen 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 ms y 500 ms.

2. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REACTORES

2.1 Protección diferencial

La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida, y permite despejar fallas al interior del transformador, autotransformador y reactor de manera rápida y selectiva.

El ajuste de la corriente de arranque de la protección diferencial debe considerar el efecto de las corrientes de magnetización y el error de relación de transformación de los transformadores de corriente. Los ajustes de las pendientes de las características de operación deberán considerar los errores introducidos por el cambiador de taps y el efecto de la posible saturación de los transformadores de corriente.

En el caso de transformadores, deberá contar con la eliminación de la corriente homopolar (de secuencia cero) de sus cálculos de corriente diferencial y compensación de las diferencias de magnitud y desfase de corrientes por el grupo de conexión y las diferentes relaciones de transformación de los CT's en ambos extremos del transformador.

Esta protección deberá permitir el despeje instantáneo de fallas internas. Asimismo, deberá contar con bloqueo o restricción de segundo y quinto armónico, para evitar su desconexión durante transitorios de energización y sobreexcitación, respectivamente.

2.2 Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente de transformadores, autotransformadores y reactores actúa como respaldo de la protección diferencial y contra fallas externas, para lo cual se debe contar con protección de sobrecorriente de fases y residual o neutro.

El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada de fases se debe ajustar entre el 120% al 150% de la corriente nominal de los devanados. El ajuste del dial deberá permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.

El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada residual o neutro se debe ajustar a un valor mayor a la máxima corriente residual producto del mayor desbalance de corrientes que se pueda presentar en el sistema en condiciones normales de operación. El ajuste del dial deberá permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.

2.3 Protección contra fallos internos

Los transformadores, autotransformadores y reactores, además de las protecciones eléctricas, deben contar con protecciones mecánicas propias y el disparo de estas deberá actuar sobre sus interruptores en todos sus niveles de tensión en el caso de transformadores o autotransformadores y sobre el interruptor principal en el caso del reactor.

La protección de transformadores, autotransformadores y reactores deberá contar con un relé auxiliar de bloqueo de reposición local, que seccione los circuitos de cierre en todos sus niveles de tensión y evite su energización ante una condición de falla interna.

3. PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores se encuentran compuestos por varias unidades capacitivas conectadas en serie y paralelo.

La protección de los bancos de capacitores debe considerar el tipo de conexión (delta, estrella aislado o estrella) y configuración (simple o doble rama).

Cuando una unidad capacitiva falla dentro del banco, la falla debe ser aislada sin causar problemas a las unidades adyacentes.

El arranque de la protección de sobrecorriente temporizada de fases debe ser ajustada entre el 120% al 135% de la corriente nominal. El ajuste del dial debe permitir la coordinación con las protecciones de sobrecorriente adyacentes.

El ajuste de la corriente de arranque de la protección de desbalance debe considerar las características constructivas (conexión, configuración y tolerancias de fabricación) del banco y los desbalances introducidos por el propio sistema.

El tiempo de operación de la protección de sobrecorriente y de la protección de desbalance debe minimizar el daño debido al cortocircuito y prevenir la exposición de las unidades capacitivas a condiciones de sobretensión por encima de los límites permisibles.

La protección de sobretensión debe ser ajustada a valores mayores de 110% de la tensión nominal y el tiempo de operación debe ser definido en los estudios de estabilidad dinámica.

4. PROTECCIÓN DE GENERADORES

4.1 Protección diferencial

La protección diferencial calcula la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida delimitada por los transformadores de corriente, y permite proteger el devanado del estator ante fallas internas producidas por fallos en el aislamiento, detecta cortocircuitos entre fases y fallas a tierra, despejándolas de manera rápida y selectiva.

La protección diferencial del generador debe tener un ajuste mínimo que garantice una alta sensibilidad ante fallas internas y un alto grado de estabilidad ante fallas externas.

El disparo consiste en la desconexión y des-excitación inmediata del generador, para ello, debe abrir el interruptor de la unidad, interruptor de campo y realizar la parada de la turbina.

4.2 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso con control de tensión

Esta función es común usarla en generadores, cuya tensión de excitación se toma de los bornes de la máquina. El relé de sobrecorriente de tiempo inverso con control de tensión deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión cae por debajo del nivel ajustado.

Para un relé controlado por tensión el ajuste de arranque de la sobrecorriente debe estar entre 30%-50% de la corriente de plena carga y el ajuste de la tensión controlada típicamente debe estar en 75% de la tensión nominal.

El tipo de curva y el ajuste del dial deberán estar coordinados con las protecciones del Sistema de Transmisión.

4.3 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de tensión

El ajuste de arranque de sobrecorriente con restricción de tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del generador con restricción de la tensión nominal.

En la operación restringida por tensión, la corriente de arranque del elemento de sobrecorriente está siempre activa y varía en forma continua con la tensión, haciéndose más sensible al disminuir la tensión.

El tipo de curva y el ajuste del dial deberán estar coordinados con las protecciones del Sistema de Transmisión.

4.4 Protección de sobretensión de neutro

La función de sobretensión de neutro es la más usada para protección de falla a tierra del estator en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia o aislados.

La función de protección de sobretensión de neutro detecta la ocurrencia de una falla a tierra mediante el incremento de la tensión de secuencia cero (U_0). Esta tensión también se conoce como tensión de desplazamiento o tensión homopolar.

El umbral de sobretensión de neutro (U_0) debe ser lo suficientemente alto para que no opere con las tensiones de secuencia cero producidas por los desequilibrios normales del sistema. Normalmente el ajuste de sobretensión se establece entre el 5 y el 10% de la tensión de fase-tierra del generador.

4.5 Protección de sobre y baja frecuencia

Las protecciones de los generadores contra frecuencias anormales, debe ajustarse siguiendo los siguientes lineamientos:

- Límite mínimo de protección de sobrefrecuencia de disparo instantáneo, para unidades térmicas será de 52 Hz, para unidades hidroeléctricas el valor de ajuste por sobrefrecuencia deberá adecuarse a las necesidades de transferencia de potencia en el sistema y podrá estar comprendida entre 52 Hz y 56 Hz.
- Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:

Rango	Temporización
$51.0 \text{ Hz} \leq f < 51.5 \text{ Hz}$	20 s
$51.5 \text{ Hz} \leq f < 52.0 \text{ Hz}$	10 s





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia:

Rango	Temporización
$48.0 \text{ Hz} \leq f < 49.0 \text{ Hz}$	20 s
$47.5 \text{ Hz} \leq f < 48.0 \text{ Hz}$	10 s

d) Límite máximo de protección de subfrecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

ANEXO 2: FORMULARIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES

- P001.- Ajustes protección de distancia y protección de 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 baja y sobretensión.
- 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 control y/o restricción de tensión.
- P011.- Ajustes protección de potencia inversa.
- P012.- Ajustes protección de pérdida de excitación.
- P013.- Ajustes protección de baja y sobre frecuencia.
- P014.- Ajustes protección de diferencial de generadores.
- P015.- Ajustes protección de sobre excitación Volts/Hertz.
- P016.- Ajustes protección de distancia de generador.
- P017.- Ajustes protección de banco de capacitores.





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR

P002

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			CT's		Ajustes		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo	Relación	Bahía	Pickup (A)	Tiempo (ms)	

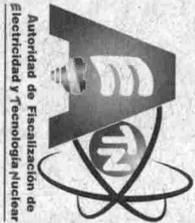
COMENTARIOS

Empty box for comments.

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100
 ☎ aetn@aetn.gob.bo ☎ Linea Gratuita 800-10-2407
 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023

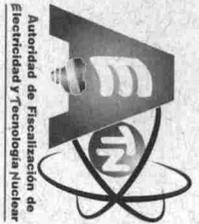


AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA										P003	
Agente				Datos de la línea (Valores primarios)							
Subestación / Central				Longitud de la línea (km)							
Componente				R1(α)		R0(α)		k0			
Interruptor que dispara				X1(α)		X0(α)		Phi k0 (°)			
Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	AJUSTES					Observaciones	
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo		ldm in (A)	Vertice 1 (A)	Vertice 2 (A)	Slope 1 (%)	Slope 2 (%)		Id No Restrict (A)
COMENTARIOS											

LA PAZ: (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 - (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo
 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

P004

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo		Pickup (A)	DIAL	Curva	Norma	Pickup (A)	Tiempo (ms)	

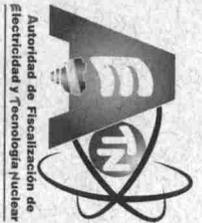
COMENTARIOS

Empty space for comments.

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo | www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES RECONEXIÓN AUTOMÁTICA Y VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

P005

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que opera	

SIMBOLOGÍA

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

AJUSTES SINCRONISMO

Función de Protección	Descripción del relé			Tensión Secundaria de Línea (V)	Tensión Secundaria de Barra (V)	Ajustes (Valores secundarios)						Observaciones	
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			DU (V)	Df (Hz)	DΦ (°)	LV - BM	LM - BV	LV - BV		

AJUSTES RECONEXIÓN

Función de Protección	Descripción del relé			Ajustes						Observaciones	
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo	No. De Intentos	Tm 1 (s)	Tm 2 (s)	Tm 3 (s)	T Reclam o (s)	Tipo de Recierre		

COMENTARIOS

--

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE BAJA Y SOBRETENSIÓN

P006

Agente											
Subestación / Central											
Componente											
Interruptor que dispara											
Función de Protección	Descripción del relé			Relación PT's	Ajustes (Valores secundarios)				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo		Pickup (V)	DIAL	Curva	Norma	Pickup (V)	Tiempo (s)	
COMENTARIOS											

LA PAZ:

☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Milennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

☎ (591-2) 2312393



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

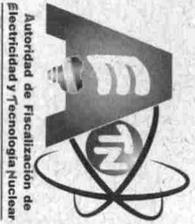
P007

Agente											
Subestación / Central											
Componente											
Interruptor que dispara											
Función de Protección	Descripción del relé			CT's		Ajustes			Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo	Relación	Bahia	Pickup (A)	Slope 1 (%)	Slope 2 (%)	Pickup (A)	Tiempo (ms)	
COMENTARIOS											

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Milennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo Linea Gratuita 800-10-2407
 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

P008

Agente		DATOS DEL TRANSFORMADOR									
Subestación / Central		Sn (MVA)(ONAN/ONAF)	Marca								
Componente		Tensión Primario (kV)	Modelo								
Interruptor que dispara		Tensión Secund. (kV)	Año Fabricación								
		Tensión Terciario (kV)	N° de Serie								
		Reg. de Tensión s/carga (%)	Grupo de Conexión								
		Reg. de Tensión c/carga (%)									

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's (AT)	Relación CT's (MT)	Relación CT's (BT)	Ajustes			Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo				Pickup (A)	Slope 1 (%)	Slope 2 (%)	Pickup (A)	Tiempo (ms)	

COMENTARIOS

LA PAZ:

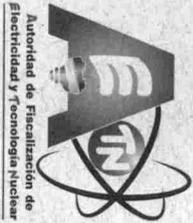
☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita 800-10-2407

www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE REACTORES

P009

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

DATOS DEL REACTOR			
Sn (MVAR)(ONAN)		Marca	
Tensión Primario (kV)		Modelo	
N° de Serie		Año Fabricación	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's (AT)	Relación CT's (BT)	Ajustes			Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Pickup (A)	Slope 1 (%)	Slope 2 (%)	Pickup (A)	Tiempo (ms)	

COMENTARIOS

LA PAZ:

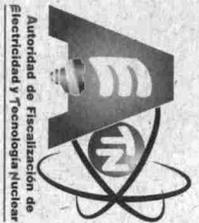
☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita 800-10-2407

www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON CONTROL Y/O RESTRICCIÓN DE TENSIÓN													P010
Agente													
Subestación / Central													
Componente													
Interruptor que dispara													
Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Relación PT's	Ajustes					Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Pickup (A)	DIAL	Curva	Norma	Restricción	Pickup (A)	Tiempo (s)	
COMENTARIOS													

LA PAZ: ① (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ② (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ③ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ④ Edificio Milennial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ⑤ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ⑥ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ⑦ (591-4) 4142100
 ⑧ aetn@aetn.gob.bo ⑨ Línea Gratuita 800-10-2407 ⑩ www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA

P011

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Relación PT's	Ajustes		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Potencia de Disparo (%)	Tiempo (s)	

COMENTARIOS

Empty space for comments.

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100
 ☎ aetn@aetn.gob.bo ☎ Linea Gratuita 800-10-2407
 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA



AJUSTES PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN

P012

Agente	
Subestación / Central	
Unidad Generadora	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Relación PT's	Ajustes Característica 1			Ajustes Característica 2			Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Offset X' d/2 (n)	Diametro (Ω)	Tiempo (s)	Offset X' d/2 (Ω)	Diametro (Ω)	Tiempo (s)	

COMENTARIOS

Empty space for comments.

LA PAZ:

(Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100

aetn@aetn.gob.bo Linea Gratuita 800-10-2407

www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE BAJA Y SOBRE FRECUENCIA

P013

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Ajustes			Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo	Frecuencia (Hz)	Gradiente (Hz/s)	Tiempo (s)	

COMENTARIOS

--

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo Linea Gratuita 800-10-2407
 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADOR

P0014

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interruptor que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's (1)	Relación CT's (2)	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Pickup (A)	Slope 1 (%)	Slope 2 (%)	Tiempo (s)	Pickup (A)	Tiempo (s)	

COMENTARIOS

--

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100
 ✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita 800-10-2407
 🌐 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN SOBRE EXCITACIÓN VOLTS/HERTZ											P0015
Agente											
Subestación / Central											
Componente											
Interruptor que dispara											
Función de Protección	Descripción del relé			Relación PT's	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo		Volts/Hertz (%)	DIAL	Curva	Norma	Volts/Hertz (%)	Tiempo (s)	
COMENTARIOS											

LA PAZ:

☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennium Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) ☎ (591-4) 4142100

✉ aetn@aetn.gob.bo

☎ Línea Gratuita 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE GENERADOR

P0016

Agente	
Subestación / Central	
Componente	
Interrupción que dispara	

Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Relación PT's	Alcance de Zona (Valores secundarios)				Tiempo (ms)	Característica de operación	Teleprotección		Observaciones	
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo			Zfwd(W)	Zrev(W)	r(W)	x(W)			Esquema	Tiempo (ms)		

COMENTARIOS

Empty space for comments.

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N° 1571 (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393
 SANTA CRUZ: Edificio Milenial Tower N° 949 - Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291
 COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Puente Cobija) (591-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo Linea Gratuita 800-10-2407 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
 TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
 CIAE 0104-0000-0000-0001
 La Paz, 18 de agosto de 2023



AJUSTES PROTECCIÓN DE BANCO DE CAPACITORES											P0017
Agente											
Subestación / Central											
Componente											
Interruptor que dispara											
Función de Protección	Descripción del relé			Relación CT's	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Principal/Respaldo	Fabricante	Tipo		Pickup (A)	DIAL	Curva	Norma	Pickup (A)	Tiempo (ms)	
COMENTARIOS											

LA PAZ: (991-2) 2312401 - (991-2) 2312401 - (991-2) 2430309 (991-2) 2312393
 SANTA CRUZ: (991-3) 3111291
 COCHABAMBA: (991-4) 4142100
 aetn@aetn.gob.bo www.aetn.gob.bo

ANEXO 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE RELÉS DE FRECUENCIA Y GRADIENTE DE FRECUENCIA DEL EDAC

1. REQUISITOS DE DESEMPEÑO DE RELÉS 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 ± 0.01 Hz.
- 3) Periodo de medida de 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 tensión: 40% a 90% de la tensión nominal.
- 7) Registro oscilográfico de frecuencia y/o tensión 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 ± 0.1 Hz/s.
- 3) Bloqueo para frecuencias mayores a 50 Hz.
- 4) Periodo de medida de 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 tensión: 40% a 90% de la tensión nominal.
- 8) Registro oscilográfico de frecuencia y/o tensión 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 tensión. 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.

ANEXO N° 4: PRUEBAS PARA LA CONEXIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN AL SIN

En las siguientes tablas se presentan el listado de pruebas que deben ser realizadas en los equipos de protección de instalaciones de generación, distribución o transmisión, antes de su conexión al SIN.

Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación

FUNCIÓN / EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados Verificación de la direccionalidad
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE DISTANCIA	FUNCIONAL	Verificación de las zonas de operación Verificación de los tiempos de operación
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DIFERENCIAL	FUNCIONAL	Verificación de los tiempos de operación Verificación de bloqueo por segundo y quinto armónico (*)
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptores con operación de relé 86 cuándo aplique
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE FRECUENCIA O TENSIÓN	FUNCIONAL	Verificación de los tiempos de operación Verificación de niveles de arranque y reposición
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE POTENCIA INVERSA	FUNCIONAL	Verificación de los tiempos de operación Verificación de niveles de arranque y reposición
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación Verificación de niveles de arranque y reposición para funciones de tiempo definido temporizados
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE ESTATOR A TIERRA	FUNCIONAL	Verificación de los tiempos de operación Verificación de niveles de arranque y reposición
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ DE SOBREVOLUCIDAD	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptores con operación de relé 86 cuándo aplique
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
OTROS EQUIPOS Y/O SISTEMAS	FUNCIONALES	Verificación de la utilización de los núcleos de medición y protección de los PT's Verificación de la utilización de los núcleos de protección medición y de los CT's. Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores
		Verificación de los enclavamientos del sistema de protección
	OPERACIONAL	Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador y reactor a niveles de alarma y disparo, con verificación de apertura de interruptores y operación de relé 86 Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC del CNDC. Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC del CNDC.
RECIERRE	CONTROL	Verificación de ajustes asignados y cierre de interruptor (si aplica)
SINCRONISMO	CONTROL	Verificación de ajustes asignados: tensión, ángulo, frecuencia
	OPERACIONAL	Verificación de cierre del interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo
FALLO INTERRUPTOR	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86
	OPERACIONAL	Verificar comunicación por medio de canales de fibra óptica/onda portadora Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (85-21)



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

TRANSFERENCIA DE DISPARO	OPERACIONAL	Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (85-67N) Verificación de transferencia de disparo en condición de seccionador bypass o interruptor de transferencia en servicio
--------------------------	-------------	---

(*) Pruebas aplicadas solo a relés de transformadores y reactores.

Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución/Consumidor No Regulado

FUNCIÓN / EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación
	OPERACIONAL	Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados
	CONTROL	Verificación de apertura de interruptor (es)
RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación
		Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados
		Verificación de la direccionalidad
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
RELÉ DE DISTANCIA	FUNCIONAL	Verificación de las zonas de operación
		Verificación de los tiempos de operación
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
RELÉ DIFERENCIAL	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación
		Verificación de bloqueo por segundo y quinto armónico (*)
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptores con operación de relé 86 cuando aplique
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
RELÉ DE FRECUENCIA O TENSIÓN	FUNCIONAL	Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de niveles de arranque y reposición
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)
OTROS EQUIPOS Y/O SISTEMAS	OPERACIONAL	Verificación de ajustes asignados
		Verificación de la utilización de los núcleos de medición y protección de los PT's
		Verificación de la utilización de los núcleos de protección medición y de los CT's
		Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores
RECIERRE	CONTROL	Verificación de los enclavamientos del sistema de protección
		Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador a niveles de alarma y disparo, con verificación de apertura de interruptores y operación de relé 86
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC del CNDC
SINCRONISMO	OPERACIONAL	Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC del CNDC
		Verificación de ajustes asignados: tensión, ángulo, frecuencia
FALLO INTERRUPTOR	OPERACIONAL	Verificación de cierre del interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo
		Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86
TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS	OPERACIONAL	Verificación de ajustes asignados
		Verificar comunicación por medio de canales de fibra óptica/onda portadora
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (85-21)
TRANSFERENCIA DE	OPERACIONAL	Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (85-67N) Verificación de transferencia de disparos en condición de seccionador bypass o

DISPARO	interruptor de transferencia en servicio
---------	--

(*) Pruebas aplicadas solo a relés de transformadores y reactores.

Tabla 3 - Pruebas a instalaciones de Transmisión

FUNCIÓN / EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
DIFERENCIAL	FUNCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes
		Verificación de bloqueo por segundo y quinto armónico (*)
	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptores con operación de relé 86 cuándo aplique
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
	DISTANCIA	Verificación de las zonas de operación
		Verificación de los tiempos de operación
OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)	
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
	SOBRECORRIENTE RESIDUAL DIRECCIONAL	Verificación de la curva característica y tiempos de operación
		Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados
Verificación de la direccionalidad		
OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)	
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
		SOBRECORRIENTE DE FASES Y NEUTRO
Verificación de niveles de reposición para funciones de tiempo definido temporizados		
OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor (es)	
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
	FRECUENCIA O TENSIÓN	Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de niveles de arranque y reposición
OPERACIONAL		Verificación de apertura de interruptor (es)
CONTROL	Verificación de ajustes asignados	
	RECIERRE	Verificación con operación real del interruptor de la función de recierre
		Verificación de ajustes asignados
SINCRONISMO	OPERACIONAL	Verificación de comando remoto y local de cierre del interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
FALLO INTERRUPTOR Y DIFERENCIAL DE BARRAS	OPERACIONAL	Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86
	CONTROL	Verificación de envíos de transferencias de disparo
TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS	OPERACIONAL	Verificación de ajustes asignados
		Verificar comunicación por medio de canales de fibra óptica/onda portadora
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (85-21)
TRANSFERENCIA DE DISPARO	OPERACIONAL	Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (85-67N)
		Verificación de transferencia de disparos implementados (**)





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 417/2023
TRÁMITE N° 2023-53211-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 18 de agosto de 2023

OTROS EQUIPOS Y/O SISTEMAS	CONTROL	Verificación de los ajustes de todos los relés de acuerdo a las planillas en formato del CNDC
	OPERACIONAL	Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores, por bobina 1 y bobina 2
		Verificación de la correcta operación del circuito de cierre
		Verificación de la correcta operación del relé 86 de bloqueo, con enclavamiento al circuito de cierre
	FUNCIONAL	Verificación de los enclavamientos de los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores)
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC del CNDC
	OPERACIONAL	Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC del CNDC
		Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador y/o reactor a niveles de alarma y disparo, con verificación de apertura de interruptores y operación de relé 86

(*) Pruebas aplicadas solo a relés de transformadores y reactores.

(**) En caso de que la prueba implique la operación de equipos de maniobra con desconexión de generación o carga que afecte significativamente la operación del sistema, la prueba podrá ser validada con la verificación de la recepción de las señales de transferencia de disparo.

