

Contacto CONAMER

JCR1-6LS - Borr193906

De: rogelio cortes <cortes.rogelio9@gmail.com>
Enviado el: lunes, 2 de septiembre de 2019 11:23 p. m.
Para: Contacto CONAMER
Asunto: 65/0011/220719
Datos adjuntos: 2019-09-02 ok (ZOTPT) Comentarios Código de Red.pdf

A QUIÉN CORRESPONDA:
CONAMER.
PRESENTE.

Por este medio me permito enviarle el archivo con mis comentarios al borrador del CÓDIGO DE RED 2019.

En espera de cualquier comentario adicional, quedo a sus apreciables órdenes y me despido cordialmente

ING. ANDRÉS ROGELIO CORTÉS BLANCAS.
SUPERINTENDENTE
CFE TRANSMISIÓN
GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN CENTRAL
ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN PUEBLA - TLAXCALA.



DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED.

CFE TRANSMISIÓN

GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN CENTRAL

Área o Especialidad: ZOT PUEBLA - TLAXCALA

Ing. Andrés Rogelio Cortés Blancas rogelio.cortes@dt.cfe.mx

Celular: 2222385419

Página/ Punto	Dice:	Debe decir:
<p>DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED</p> <p>/</p> <p>Contenido</p>	<p>2.9 Tasa social de descuento.....104</p>	<p>2.9 Tasa social de descuento.....104</p> <p>Comentarios: La Tasa social de descuento no es más que un parámetro financiero, para la evaluación de los proyectos de inversión, en donde se busca un beneficio económico.</p> <p>Dado que dicha Tasa no busca un beneficio social, entonces sólo puede llamarse como Tasa de descuento.</p>
<p>17 de 331 / A. Alcance del Código de Red / A.1 Objetivo</p>	<p>Asimismo, el Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos que están obligados a cumplir los Usuarios del SEN, entendiéndose estos, como aquellos que llevan a cabo actividades de consumo o generación de energía eléctrica, control</p>	<p>Asimismo, el Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos que están obligados a cumplir los Usuarios Integrantes de la Industria Eléctrica del SEN, entendiéndose estos, como aquellos que llevan a cabo actividades de consumo, Transporte, Distribución, o generación de energía eléctrica, control operativo o físico,</p>

	<p>operativo o físico, suministro o comercialización de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, los Usuarios del SEN corresponderán, de manera enunciativa más no limitativa, a los siguientes:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), b. Transportista, c. Distribuidor, d. Centrales Eléctricas, e. Centros de Carga, y f. Suministradores.</p>	<p>suministro o comercialización de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, los Usuarios del SEN corresponderán, de manera enunciativa más no limitativa, a los siguientes:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), b. Transportista, c. Distribuidor, d. Centrales Eléctricas, e. Centros de Carga, y f. Suministradores.</p>
<p>18 de 331 / A. Alcance del Código de Red / A.2.1 Disposiciones Generales del SEN</p>	<p>El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que pertenecen al MEM (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM (PAMRGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener).</p>	<p>El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y las Redes Generales de Distribución (PAMRGD) que de pertenecen al MEM (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM (PAMRGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener).</p>
<p>19 de 331 / A. Alcance del Código de Red / A.2.2 Disposiciones Operativas del SEN</p>	<p>Las Disposiciones Operativas del SEN (Disposiciones) establecen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, y procedimientos de carácter</p>	<p>Las Disposiciones Operativas del SEN (Disposiciones) establecen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, y procedimientos de carácter específico, y que deben cumplir los Integrantes de la Industria</p>

	específico, y que deben cumplir los Usuarios del SEN para que se mantenga el suministro eléctrico dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.	Eléctrica Usuarios del SEN para que se mantenga el suministro eléctrico dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.
21 de 331 / B. Gestión del Código de Red / B.3 Incumplimiento y sanciones	Sin perjuicio de lo anterior, en función de la magnitud de la condición de incumplimiento, la CRE podrá determinar que el Usuario del SEN en incumplimiento del Código de Red, además de sujetarse a la correspondiente sanción a que hace referencia el párrafo inmediato anterior, deberá presentar de manera obligatoria un Plan de Trabajo, el cual tendrá carácter vinculatorio y deberá contener, al menos, la siguiente información:	Sin perjuicio de lo anterior, en función de la magnitud de la condición de incumplimiento, la CRE podrá determinar que el Integrante de la Industria Eléctrica Usuario del SEN en incumplimiento del Código de Red, además de sujetarse a la correspondiente sanción a que hace referencia el párrafo inmediato anterior, deberá presentar de manera obligatoria un Plan de Trabajo, el cual tendrá carácter vinculatorio y deberá contener, al menos, la siguiente información:
22 de 331 / B. Gestión del Código de Red / B.5 Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor	Caso Fortuito o de Fuerza Mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite o retrase a los Usuarios del SEN a cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Código de Red, siempre y cuando: (a) esté más allá de su control; (b) no sea resultado de culpa, dolo, negligencia u omisión del Usuario del SEN, y (c) no pudo haber sido prevenido o evitado por el Usuario del SEN, mediante el ejercicio de la debida diligencia y el gasto de cantidades razonables de dinero.	Caso Fortuito o de Fuerza Mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite o retrase a los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN a cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Código de Red, siempre y cuando: (a) esté más allá de su control; (b) no sea resultado de culpa, dolo, negligencia u omisión del Integrante de la Industria Eléctrica Usuario del SEN, y (c) no pudo haber sido prevenido o evitado por el Integrante de la Industria Eléctrica Usuario del SEN, mediante el ejercicio de la debida diligencia y el gasto de cantidades razonables de dinero.

<p>23 de 331 / B. Gestión del Código de Red / B.7 Carga de la prueba</p>	<p>Cuando alguno de los Usuarios del SEN no acepte que ha ocurrido un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, la parte que declare su existencia tendrá la carga de la prueba.</p>	<p>Cuando alguno de los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN no acepte que ha ocurrido un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, la parte que declare su existencia tendrá la carga de la prueba.</p>
<p>23 de 331 / B. Gestión del Código de Red / B.8 Circunstancias no previstas</p>	<p>En caso de que se presenten circunstancias no previstas en el Código de Red, los Usuarios del SEN involucrados en dichas circunstancias podrán convenir y aplicar</p>	<p>En caso de que se presenten circunstancias no previstas en el Código de Red, los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN involucrados en dichas circunstancias podrán convenir y aplicar</p>
<p>25 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Compuerta. Corredor o Corredores de líneas de transmisión y/o cancos de autotransformadores o transformadores en paralelo, en los que por seguridad se establece un límite de transmisión (límite de cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada).</p>	<p>Compuerta. Corredor o Corredores de líneas de transmisión y/o cbancos de autotransformadores o transformadores en paralelo, en los que por seguridad se establece un límite de transmisión (límite de cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada).</p>
<p>27 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Diagrama V-Q/P_{máx}. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de</p>	<p>Diagrama V-Q/P_{máx}. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la tensión</p>

	Central Eléctrica en función de la tensión variable en un punto de interconexión.	variable en un punto de interconexión. Diagrama V-P-Q/Pmáx. Comentario: Falta la definición.
30 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento.	Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento. Comentario: El límite por encima de sus valores nominales, no tiene nada que ver con el Estado Operativo Normal.
31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Modelo Físico de la RNT para protecciones. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, y que sirve a esta para llevar a cabo el diseño de sus protecciones. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.	Modelo Físico de la RNT para protecciones. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado y que sirve a estas para llevar a cabo el diseño de sus protecciones. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN. Comentario: El Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado, también tienen que hacer el diseño de sus protecciones. Así como para concordancia con la página 62 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN.

<p>31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>		<p>Modelo Físico de la RNT para armónicos. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado y que sirve a estas para llevar a cabo el diseño de sus elementos de compensación para los armónicos, establecimiento de sus Índices de Planeación y límites. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.</p> <p>Comentarios: El Modelo Físico de la Red para protecciones, es diferente del Modelo Físico de la Red para armónicos, porque este último Modelo es construido con impedancias, a múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de 60 hertz.</p>
<p>31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>		<p>Modelo Físico de la RNT para flujos de potencia, estabilidad transitoria y dinámica. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado y que sirve a estas para llevar a cabo el diseño de la Red. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.</p> <p>Comentarios: El Modelo Físico de la Red para protecciones, es diferente del Modelo Físico de la Red para flujos de potencia, estabilidad transitoria y</p>

		dinámica, porque este último Modelo es construido con impedancias de estado estable y transitoria.
31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Operador de Centro de Control. Trabajador responsable del control operativo en el Centro de Control.	Operador de Centro de Control. Trabajador responsable del control operativo o físico en el Centro de Control, según corresponda.
31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Programa Trianual Integrado de Salidas. Es el que libera anualmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores.	Programa Trianual Integrado de Salidas. Es el que libera anualmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, correspondientes a los siguientes tres años.
31 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Programa Trimestral Integrado de Salidas. Es el que libera trimestralmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, correspondiente a los siguientes tres meses.	Programa Trimestral Integrado de Salidas. Es el que libera trimestralmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, correspondiente a los siguientes tres meses.
32 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Punto de Conexión. El punto físico en la RNT y las RGD,	Punto de Conexión. El punto físico en la RNT y las RGD, determinado por el

	<p>determinado por el Cenace en el Estudio Indicativo, donde uno o varios Centros de Carga, que pueden o no compartir infraestructura entre ellos, se conectan en un mismo nivel de tensión para recibir el suministro de energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Centro de Carga tendrá su propio sistema de medición.</p>	<p>Cenace en el Estudio Indicativo, donde uno o varios Centros de Carga, que pueden o no compartir infraestructura entre ellos, se conectan en un mismo nivel de tensión para recibir el suministro de energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Centro de Carga tendrá su propio sistema de medición.</p> <p>En el caso de las instalaciones anteriores a la Reforma Eléctrica, el Cenace, Transportista y Distribuidor determinarán el Punto de Conexión de los Centro de Carga, conectados a la RNT y RGD.</p>
<p>32 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Punto de Interconexión. El punto físico en la RNT y las RGD, determinado por el Cenace en el Estudio Indicativo, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.</p>	<p>Punto de Interconexión. El punto físico en la RNT y las RGD, determinado por el Cenace en el Estudio Indicativo, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.</p> <p>En el caso de las instalaciones anteriores a la Reforma Eléctrica, el Cenace, Transportista y Distribuidor determinarán el Punto de Interconexión de las Centrales Eléctricas, conectadas a la RNT y RGD.</p> <p>Comentario: El Contratista no es una figura jurídica considerada en la Constitución Política de los Estados</p>

		Unidos Mexicanos, ni en la Ley de la Industria Eléctrica para la RNT.
34 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Reporte preliminar del disturbio. Reporte ejecutivo que contenga los datos básicos del disturbio, y como mínimo deberá decir qué tipo de disturbio es (de la clasificación anterior) MW afectados, tiempo de suspensión del suministro, etc.	Reporte preliminar del disturbio. Reporte ejecutivo que contenga los datos básicos del disturbio, y como mínimo deberá decir qué tipo de disturbio es (de la clasificación anterior no queda claro cuál es la clasificación anterior) MW afectados, tiempo de suspensión del suministro, etc.
35 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Reserva Reactiva Fija (regulación de potencia). Es la potencia reactiva necesaria para proveer soporte de voltaje durante las condiciones normales de operación del sistema eléctrico y es proporcionada por equipos de compensación reactiva conocidos como pasivos, es decir, no tienen la capacidad de variar su respuesta de absorción-generación de reactivos para una variación en el nivel de transmisión, generalmente el único medio de control de los compensadores pasivos o fijos es su interruptor de conexión, pero no por eso dejan de ser útiles en el mejoramiento de las características de transmisión de una línea. Ejemplos de estos equipos son los reactores y capacitores en derivación, así como los capacitores en serie.	Reserva Reactiva Fija (regulación de potencia). Es la potencia reactiva necesaria para proveer soporte de voltaje durante las condiciones normales de operación del sistema eléctrico y es proporcionada por equipos de compensación reactiva conocidos como pasivos, es decir, no tienen la capacidad de variar su respuesta de absorción-generación de reactivos para una variación en el nivel de transmisión, generalmente el único medio de control de los compensadores pasivos o fijos es generalmente su interruptor de conexión, porque también pueden ser controlados por medio de una cuchilla (reactores) , pero no por eso dejan de ser útiles en el mejoramiento de las características de transmisión de una línea. Ejemplos de estos equipos son los reactores y capacitores en derivación, así como los capacitores en serie.

<p>35 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Salida. Es autorizada, su caso, por el Cenace, cuando un elemento o equipo asociado del SEN no esté en condiciones para operar, ya sea debido a la realización de trabajos de mantenimiento preventivos/correctivos sobre el elemento o equipo asociado, o por suspensión temporal de operaciones tratándose exclusivamente de Unidades de Central Eléctrica. Existen 4 tipos de Salida: Salida Programada, Salida Forzada y Salida Económica y Salida de Renuncia para Exportación.</p>	<p>Salida. Es autorizada, en su caso, por el Cenace, cuando un elemento o equipo asociado del SEN no esté en condiciones para operar, ya sea debido a la realización de trabajos de mantenimiento preventivos/correctivos sobre el elemento o equipo asociado, o por suspensión temporal de operaciones tratándose exclusivamente de Unidades de Central Eléctrica. Existen 4 tipos de Salida: Salida Programada, Salida Forzada, y Salida Económica y Salida de Renuncia para Exportación.</p>
<p>36 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Sistema de Administración de Licencias. Es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores registran sus Solicitudes de Licencia.</p>	<p>Sistema de Administración de Licencias. Es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores registran sus Solicitudes de Licencia.</p> <p>Comentario: Para qué existe este sistema si ya existe el Sistema de Administración de Salidas.</p>
<p>36 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones</p>	<p>Sobrecarga permitida declarada. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación ante Alerta o Emergencia, declarados al Cenace en octubre de cada año, por parte del propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) y que no causen daño físico al Elemento.</p>	<p>Sobrecarga permitida declarada. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación ante Alerta o Emergencia, declarados al Cenace en octubre de cada año, por parte del propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) y que no causen daño físico al Elemento.</p> <p>Comentario: Cuál es la finalidad de este límite, porque ya existen los “Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación</p>

		<p>en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento.”</p> <p>Lo cual, se puede prestar a confusión. Además, por parte de CFE Transmisión sólo son proporcionados los límites de cargabilidad al 100% del límite térmico y de sobrecarga durante 15 minutos.</p> <p>Además, el límite por encima de sus valores nominales no tiene nada que ver con los Estados Operativos de Alerta y Emergencia.</p>
37 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	<p>Transportista o Contratista. Responsable de la operación física y del mantenimiento de la RNT.</p>	<p>Transportista o Contratista. Responsable de la operación física y del mantenimiento de la RNT.</p> <p>Comentario: El Contratista no es una figura jurídica considerada en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, ni en la Ley de la Industria Eléctrica, para la RNT.</p>
37 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	<p>Unidad de Inspección. La persona moral que ha sido autorizada por la CRE para realizar actos de inspección en conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que correspondan.</p>	<p>Unidad de Inspección. La persona moral que ha sido autorizada por la CRE para realizar actos de inspección en conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que correspondan, especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares.</p> <p>Comentario: De acuerdo a lo establecido en el Artículo 133 de la Ley de la Industria Eléctrica del 11 de agosto de 2014:</p>

		<p>“Artículo 133.- Para certificar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas, las unidades de verificación a que se refiere el artículo 33 de esta Ley deberán ser acreditadas en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización. Por su parte, las unidades de inspección podrán certificar el cumplimiento de especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares. Dichas unidades deben contar con la aprobación de la CRE.”</p> <p>Razón por la cual, dicha Unidad no sólo está delimitada por las Disposiciones Administrativas de Carácter General y conviene la ampliación de su definición.</p>
37 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	Bei Beneficio por energía incremental	Bei Beneficio por energía incremental BS Beneficio Social
38 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	DOF Documento Oficial de la Federación	DOF Documento Diario Oficial de la Federación
38 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	FACTS	FACTS Sistema de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (en sus siglas en inglés Flexible Alternating Current Transmission System)

38 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	IEE Integrantes de la Industria Eléctrica	IEE IIE Integrantes de la Industria Eléctrica
38 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	PAM Plan de Ampliación y Modernización del SEN PAMRNT Plan de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión PAMRGD Plan de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	PAM Plan Programa de Ampliación y Modernización del SEN PAMRNT Plan Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión PAMRGD Plan Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución
39 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos		SIM Sistema de Información del Mercado Comentario: No existe el acrónimo.
39 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos	UCM Unidad Central Maestra UTM Unidad Terminal Maestra	UCM Unidad Central Maestra UTM Unidad Terminal Maestra Comentario: ¿Cuál es la diferencia entre UCM y UTM para que existan 2 abreviaturas diferentes?.

<p>39 de 331 / C. Glosario / C.3 Acrónimos</p>	<p>UPM Unidades de Medición Fasorial (<i>PMU</i>, por sus siglas en inglés)</p>	<p>UPM UMF Unidades de Medición Fasorial (<i>PMU</i>, por sus siglas en inglés)</p>
<p>39 de 331 / C. Glosario / C.4 Lista de Figuras y Tablas</p>	<p>Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM</p>	<p>Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM</p> <p>Comentario: No existe el significado de SIM.</p>
<p>41 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.1 Objetivo</p>	<p>d. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.</p>	<p>d. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado, Transportista, Distribuidor y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.</p> <p>Comentario: Son importantes las opiniones de Transportista y Distribuidor para el desarrollo de la RNT y RGD.</p>

<p>43 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 2. En la elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.</p>	<p>Criterio P - 2. En la elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, orientando los proyectos de generación a los puntos de la RNT y RGD en donde hay capacidad disponible de Transporte y Distribución; y así como considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.</p> <p>Comentario: La expansión eficiente de la generación se logrará aprovechando la capacidad disponible de la RNT y RGD, sin tener que invertir en la expansión de dichas redes.</p> <p>Esto implica un cambio en el paradigma de la Planeación de la Generación, para pasar de ubicarla en cualquier punto del SEN a donde desee instalarse una central de generación, al punto óptimo.</p>
<p>43 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 4. El Cenace será responsable de la planeación de la RNT y de las RGD que pertenezcan al MEM, mientras que los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.</p>	<p>Criterio P - 4. El Cenace será responsable de la planeación de la RNT en coordinación con el Transportista y de las RGD que pertenezcan al MEM, mientras que los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.</p>

<p>43 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 7. Las Ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el Cenace y los Distribuidores, deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa.</p>	<p>Criterio P - 7. Las Ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el Cenace en coordinación con el Transportista y los Distribuidores, deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa.</p>
<p>44 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 14. El Cenace y los Distribuidores deberán considerar las metas con respecto a la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación.</p>	<p>Criterio P - 14. El Cenace en coordinación con el Transportista y los Distribuidores deberán considerar las metas con respecto a la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación.</p>

<p>44 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 16. El Cenace y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.</p>	<p>Criterio P - 16. El Cenace en coordinación con el Transportista y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.</p>
<p>44 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún EAR p EPS.</p>	<p>Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún EAR y p EPS.</p>
<p>45 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones</p>	<p>Criterio P - 19. El Cenace determinará las</p>	<p>Criterio P - 19. El Cenace en coordinación con el Transportista</p>

<p>Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos</p>	<p>necesidades en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM de refuerzos de Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable.</p>	<p>determinará las necesidades en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM de refuerzos de Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable.</p>
<p>45 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos</p>	<p>Criterio P - 21. Anualmente el Cenace y los Distribuidores deberán integrar un reporte de resultados de los estudios realizados para la planeación de la RNT y de las RGD con objeto de verificar que los requerimientos técnicos se cumplan para el periodo de planeación, tanto en Estado Operativo Normal como para la Contingencia Sencilla más Severa.</p>	<p>Criterio P - 21. Anualmente el Cenace en coordinación con el Transportista y los Distribuidores deberán integrar un reporte de resultados de los estudios realizados para la planeación de la RNT y de las RGD con objeto de verificar que los requerimientos técnicos se cumplan para el periodo de planeación, tanto en Estado Operativo Normal como para la Contingencia Sencilla más Severa.</p>
<p>45 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos</p>	<p>Criterio P - 22. Los PAMRNT y PAMRGD, deberán incluir:</p> <p>a. El análisis costo-beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización.</p>	<p>Criterio P - 22. Los PAMRNT y PAMRGD, deberán incluir:</p> <p>a. El análisis costo-beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización. b. Aquella alternativa que represente el mayor costo-beneficio para el SEN.</p>

	<p>b. Aquella alternativa que represente el mayor costo-beneficio para el SEN.</p> <p>c. Cuando los análisis costo-beneficio no sean representativos, por ser muy pequeña la diferencia entre el costo-beneficio de las alternativas, entonces se requiere además un análisis de sensibilidad.</p>	<p>c. Cuando los análisis costo-beneficio no sean representativos, por ser muy pequeña la diferencia entre el costo-beneficio de las alternativas, entonces se requiere además un análisis de sensibilidad.</p> <p>d. Cuando los análisis costo-beneficio económico no sean viables, entonces deben ser evaluados por el beneficio social.</p>
<p>45 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos</p>	<p>Criterio P - 24. El Cenace y el Distribuidor deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la Sener, a partir del PRODESEN y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.</p>	<p>Criterio P - 24. El Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la Sener, a partir del PRODESEN y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.</p>
<p>46 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos</p>	<p>Criterio P - 26. El Cenace y el Distribuidor deberán definir los criterios generales para determinar que la Ampliación de los elementos es más conveniente que la Modernización de los elementos de la RNT y de las RGD existentes. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica y económica de las obras de Ampliación</p>	<p>Criterio P - 26. El Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor deberán definir los criterios generales para determinar que la Ampliación de los elementos es más conveniente que la Modernización de los elementos de la RNT y de las RGD existentes. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica, y económica o social de las obras de Ampliación sobre aquellas que maximicen la</p>

	sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.	utilización de la infraestructura existente.
46 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos	<p>Criterio P - 27. El Cenace y el Distribuidor deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de estos proyectos se deberá incluir:</p> <p>a. Descripción detallada del proyecto. b. Descripción de alternativas. c. Costos del proyecto. d. Indicadores técnicos y económicos</p>	<p>Criterio P - 27. El Cenace y el Distribuidor deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de estos proyectos se deberá incluir:</p> <p>a. Descripción detallada del proyecto. b. Descripción de alternativas. c. Costos del proyecto. d. Indicadores técnicos, y económicos y sociales.</p>
46 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos		<p>Criterio P – 27Bis. El Cenace, Transportista y el Distribuidor establecerán los Índices de Planeación, para los parámetros de calidad de la potencia, a fin de contarse con Índices que permitan el establecimiento de los límites de dichos parámetros, en función del crecimiento y robustez del SEN.</p> <p>Comentario: En la actualidad los límites de los parámetros de calidad de la potencia son tomados de los Sistemas Eléctricos de otros países. Razón por la cual, es necesario establecerse de acuerdo con las</p>

		características propias del SEN de México.
46 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.1 De los Estudios de Planeación	Criterio P - 28. El Cenace y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de hasta 1 año, de mediano plazo definidos para el periodo de 1 a 3 años; y de largo plazo definido para el periodo 3 a 15 años. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año n-1.	Criterio P - 28. El Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de hasta 1 año, de mediano plazo definidos para el periodo de 1 a 3 años; y de largo plazo definido para el periodo 3 a 15 años. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año n-1.
46 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.1 De los Estudios de Planeación	Criterio P - 29. El Cenace desarrollará los estudios de planeación de la RNT considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A: condiciones normales sin Contingencia; Categoría B: condiciones post Falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C: condiciones post Falla de dos elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D: condiciones post eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo	Criterio P - 29. El Cenace en coordinación con el Transportista desarrollará los estudios de planeación de la RNT considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A: condiciones normales sin Contingencia; Categoría B: condiciones post Falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C: condiciones post Falla de dos elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D: condiciones post eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las

	establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.	Disposiciones Operativas del Código de Red.
47 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.1 De los Estudios de Planeación	Criterio P - 32. El Cenace y el Distribuidor deberán analizar más de una configuración u opciones de refuerzo. Aquellas que representen la solución técnica a las necesidades de planeación serán consideradas como técnicamente factibles y posteriormente se deberá analizar su viabilidad económica.	Criterio P - 32. El Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor deberán analizar más de una configuración u opciones de refuerzo. Aquellas que representen la solución técnica a las necesidades de planeación serán consideradas como técnicamente factibles y posteriormente se deberá analizar su viabilidad económica o social .
47 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación	Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizar de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del Cenace y el Distribuidor. Personal de Sener y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.	Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizar de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del Cenace, Transportista y el Distribuidor. Personal de Sener y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.
47 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la	Criterio P - 35. El Distribuidor propondrá al Cenace los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incluir en la RNT y las RGD que	Criterio P - 35. El Transportista y Distribuidor propondrán al Cenace los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incluir en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM. El Cenace

<p>coordinación para la Planeación</p>	<p>pertenezcan al MEM. El Cenace deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.</p>	<p>deberá analizar las propuestas realizadas por los el Transportista y Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.</p>
<p>48 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación</p>	<p>Criterio P - 39. Los Programas de Ampliación y Modernización deberán contener las propuestas de nueva infraestructura o refuerzos que resulten en el mayor costo-beneficio, de conformidad con la metodología en el Manual Regulatorio de Planeación, o la que emita la CRE.</p>	<p>Criterio P - 39. Los Programas de Ampliación y Modernización deberán contener las propuestas de nueva infraestructura o refuerzos que resulten en el mayor costo-beneficio económico o social, de conformidad con la metodología en el Manual Regulatorio de Planeación, o la que emita la CRE.</p>
<p>49 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación</p>	<p>Criterio P - 49. El Cenace y el Distribuidor, con base en el pronóstico de demanda y consumo, programarán las obras de Ampliación con el tiempo suficiente considerando los tiempos de construcción de las obras evitando, en la medida de lo posible, sobrepasar los límites de cargabilidad de forma permanente de cualquier elemento del SEN.</p>	<p>Criterio P - 49. El Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor, con base en el pronóstico de demanda y consumo, programarán las obras de Ampliación con el tiempo suficiente considerando los tiempos de construcción de las obras evitando, en la medida de lo posible, sobrepasar los límites de cargabilidad de forma permanente de cualquier elemento del SEN.</p>
<p>49 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la</p>	<p>Criterio P - 50. El Distribuidor definirá las Secciones Eléctricas de Distribución dentro de las RGD y deberá dimensionarlas con un margen de reserva mínimo de 20% respecto a</p>	<p>Criterio P - 50. El Distribuidor definirá las Secciones Eléctricas de Distribución dentro de las RGD y deberá dimensionarlas con un margen de reserva mínimo de 30% 20% respecto a la demanda máxima coincidente para dichas secciones, pronosticada de forma</p>

<p>coordinación para la Planeación</p>	<p>la demanda máxima coincidente para dichas secciones, pronosticada de forma anual para el horizonte de planeación de largo plazo. Esta información deberá ser proporcionada al Cenace.</p>	<p>anual para el horizonte de planeación de largo plazo. Esta información deberá ser proporcionada al Cenace.</p> <p>Comentario: Considerando un crecimiento anual del 2% en la carga, en un horizonte de tiempo de 15 años es 30%.</p> <p>Este criterio es válido para corrientes de carga fundamentales sin componentes armónicas. Sin embargo, con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p>
<p>49 de 331 / Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación</p>	<p>Criterio P - 52. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que estos se encuentren en operación, el Cenace y el Distribuidor deberán apearse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que es parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.</p>	<p>Criterio P - 52. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que estos se encuentren en operación, el Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor deberán apearse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que es parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.</p>
<p>50 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.1. Objetivo</p>	<p>La finalidad de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad</p>	<p>La finalidad de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad conforme a la normativa aplicable, para asegurar la</p>

	<p>conforme a la normativa aplicable, para asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que este se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Usuarios del SEN y de la sociedad en general.</p>	<p>integridad del SEN, maximizar el tiempo en que este se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN y de la sociedad en general.</p>
<p>50 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.2 Alcance y aplicación</p>	<p>Los Criterios establecidos en este Capítulo y en los Manuales Regulatorios de: Coordinación Operativa, Estados Operativos y Control y Operación de la Generación; deben ser aplicados en las condiciones del Estado Operativo Normal del SEN y su cumplimiento es obligatorio para todos los Usuarios del SEN.</p>	<p>Los Criterios establecidos en este Capítulo y en los Manuales Regulatorios de: Coordinación Operativa, Estados Operativos y Control y Operación de la Generación; deben ser aplicados en las condiciones del Estado Operativo Normal del SEN y su cumplimiento es obligatorio para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN.</p>
<p>50 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.3 Planeación operativa / 2.3.1 CENACE</p>	<p>Criterio OP- 1. Es responsabilidad del Cenace la elaboración de la planeación operativa encaminada a mantener las variables eléctricas de interés dentro de los rangos establecidos en este documento de manera que no se presente inestabilidad, colapso de tensión, separación no controlada de islas eléctricas o salidas en cascada de elementos.</p>	<p>Criterio OP- 1. Es responsabilidad del Cenace en coordinación con el Transportista la elaboración de la planeación operativa encaminada a mantener las variables eléctricas de interés dentro de los rangos establecidos en este documento de manera que no se presente inestabilidad, colapso de tensión, separación no controlada de islas eléctricas o salidas en cascada de elementos.</p>
<p>50 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la</p>	<p>Criterio OP- 2. El Cenace deberá aplicar los criterios</p>	<p>Criterio OP- 2. El Cenace en coordinación con el Transportista</p>

<p>operación del SEN (OP) / 2.3 Planeación operativa / 2.3.1 CENACE</p>	<p>técnicos de operación establecidos en este documento; así mismo, es su responsabilidad coadyuvar con la CRE en la evaluación y supervisión del cumplimiento de dichos criterios por parte de las entidades involucradas en la operación del SEN.</p>	<p>deberá aplicar los criterios técnicos de operación establecidos en este documento; así mismo, es su responsabilidad del Cenace coadyuvar con la CRE en la evaluación y supervisión del cumplimiento de dichos criterios por parte de las entidades involucradas en la operación del SEN.</p>
<p>50 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.3 Planeación operativa / 2.3.1 CENACE</p>	<p>Criterio OP- 3. Es obligación de los Usuarios del SEN la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en esta sección.</p>	<p>Criterio OP- 3. Es obligación de los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en esta sección.</p>
<p>54 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.3 Sobrecarga de instalaciones / I. Cenace</p>	<p>Criterio OP- 28. El Cenace, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá modificar la topología de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM y realizar ajustes de generación con la finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener la Reserva Operativa, asegurando la confiabilidad por el cambio de topología y los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Eléctricas, de acuerdo con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.</p>	<p>Criterio OP- 28. El Cenace, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá modificar la topología de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM, antes de los 20 minutos máximos de sobrecarga sin excederse los límites de cargabilidad de las líneas de Transmisión y Transformadores, al tenerse falla permanente del elemento del SEN por contingencia en el Estado Operativo de Alerta, para evitarse riesgos adicionales por haberse modificado la topología antes de la falla permanente y realizar ajustes de generación con la finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener la Reserva Operativa, asegurando la confiabilidad por el cambio de topología y los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Eléctricas, de</p>

		<p>acuerdo con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.</p> <p>En el caso de excederse los límites de cargabilidad de las líneas de Transmisión y Transformadores, al considerarse una falla permanente del elemento del SEN por contingencia en el Estado Operativo de Alerta, deben ser tomado en cuenta el Nivel del Riesgo (probabilidad y magnitud de las consecuencias de que ocurra un disturbio) y su impacto económico, para la determinación de la conveniencia de la Ampliación de las RNT o RGD.</p>
<p>56 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.5 Desconexión de cargas / I. Cenace</p>	<p>Criterio OP- 44. La desconexión de Centros de Carga debe determinarse considerando la problemática a resolver, así como el mecanismo y las condiciones de la red:</p> <p>a. Problemática en el SEN; i. Tensión baja; ii. Baja frecuencia; iii. Sobrecarga de elementos del SEN; o iv. Inestabilidad del SEN</p>	<p>Criterio OP- 44. La desconexión de Centros de Carga debe determinarse considerando la problemática a resolver, así como el mecanismo y las condiciones de la red:</p> <p>a. Problemática en el SEN; i. Tensión baja por falla permanente del elemento del SEN y máximo antes de los 20 minutos; ii. Baja frecuencia; iii. Sobrecarga de elementos del SEN por falla permanente del elemento del SEN y máximo antes de los 20 minutos; o iv. Inestabilidad del SEN</p>
<p>57 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.5 Desconexión de cargas /</p>	<p>Criterio OP- 46. Transportista y Distribuidor están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el Cenace con respecto a la desconexión manual de carga.</p>	<p>Criterio OP- 46. Transportista y Distribuidor están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el Cenace con respecto a la desconexión manual de carga, en sus respectivos ámbitos.</p>

<p>II. Transportista y Distribuidor</p>		
<p>57 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.5 Desconexión de cargas / II. Transportista y Distribuidor</p>	<p>Criterio OP- 47. En el caso de la desconexión de carga automática por operación de un Esquema de Protección de Sistema o de un Esquema de Acción Remedial, Transportista y Distribuidor deberán seguir las instrucciones del Cenace en lo referente a la reconexión de la carga afectada.</p>	<p>Criterio OP- 47. En el caso de la desconexión de carga automática por operación de un Esquema de Protección de Sistema o de un Esquema de Acción Remedial, Transportista y Distribuidor deberán seguir las instrucciones del Cenace en lo referente a la reconexión de la carga afectada, en sus respectivos ámbitos.</p>
<p>57 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva / I. Cenace</p>	<p>Criterio OP- 51. En Estado Operativo Normal y ante una Contingencia Sencilla más Severa, el Cenace podrá utilizar las Reservas Reactivas proporcionadas por las Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, bancos de capacitores, reactores de potencia y Compensadores Estáticos de VARs, manteniendo en todo momento la suficiente Reserva Reactiva con la finalidad de tener capacidad de responder dinámicamente ante perturbaciones en el SEN.</p>	<p>Criterio OP- 51. En Estado Operativo Normal y ante una Contingencia Sencilla más Severa, el Cenace podrá utilizar las Reservas Reactivas proporcionadas por las Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, bancos de capacitores, reactores de potencia y Compensadores Estáticos de VARs, manteniendo en todo momento la suficiente Reserva Reactiva con la finalidad de tener capacidad de responder dinámicamente ante perturbaciones en el SEN.</p> <p>Por dicha razón los Compensadores Estáticos de VARs deben operarse cercanos a cero MVAR antes de la contingencia.</p> <p>Comentario: En la actualidad algunos Compensadores Estáticos de VARs son utilizados para el control de la tensión en Estado Estable; lo cual, les resta</p>

		capacidad para responder dinámicamente.
<p>57 y 58 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva / I. Cenace</p>	<p>Criterio OP- 52. La administración de potencia reactiva para el control de tensión de la RNT y las RGD se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, movimiento del cambiador de derivaciones de los autotransformadores y transformadores de potencia de manera automática y manual, condensadores síncronos y apertura y cierre de líneas de Transmisión.</p>	<p>Criterio OP- 52. La administración de potencia reactiva para el control de tensión de la RNT y las RGD se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, movimiento del cambiador de derivaciones de los autotransformadores y transformadores de potencia de manera automática y manual, condensadores síncronos y apertura y cierre de líneas de Transmisión.</p> <p>Razón por la cual, es necesario sean tomados en cuenta los tiempos en sus respuestas automáticas.</p> <p>Comentario: Existen algunos bancos de capacitores en derivación y cambiadores de derivaciones de transformadores; cuyos tiempos automáticos de respuesta no están coordinados con los demás elementos de potencia reactiva.</p>
<p>58 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva / I. Cenace</p>	<p>Criterio OP- 53. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán</p>	<p>Criterio OP- 53. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán ser operados de forma temporal o permanente como Reserva</p>

	ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Fija.	Reactiva Fija, dependiendo de los requerimientos en la red. Motivo por el cual, debe evaluarse la necesidad en la implementación de medios automáticos para su conexión y desconexión.
59 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia / I. Cenace	Criterio OP- 58. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el Cenace en coordinación con las entidades involucradas en la operación, deberán apegarse a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento para llevar al SEN a un Estado Operativo Normal. Ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RDG, no deben presentarse desconexión no controlada ni colapso en el nivel de tensión.	Criterio OP- 58. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el Cenace en coordinación con las entidades involucradas en la operación, deberán apegarse a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento para llevar al SEN a un Estado Operativo Normal. Ante la afectación de un solo elemento conectado en anillo o en paralelo con otro elemento de la RNT o las RDG, preferentemente no deben presentarse desconexión no controlada ni colapso en el nivel de tensión, antes de los 20 minutos máximos de sobrecarga sin excederse los límites de cargabilidad de las líneas de Transmisión y Transformadores, al tenerse falla transitoria del elemento del SEN por contingencia en el Estado Operativo de Alerta. Lo anterior va a depender de la evolución en el crecimiento de la RNT y RGD del SEN, de acuerdo a la disponibilidad de los recursos financieros.
60 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación /	En el Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios	En el Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios operativos para reducir generación de manera coordinada,

<p>2.4.8 Despacho de Generación</p>	<p>operativos para reducir generación de manera coordinada, ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia de condiciones extraordinarias en el SEN, tales como el registro de valores de frecuencia por arriba de los valores permitidos o flujos que rebasen los límites operativos. Asimismo, se establecen los criterios para proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo su operación y al personal operativo.</p>	<p>ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia de condiciones extraordinarias en el SEN, tales como el registro de valores de frecuencia por arriba de los valores permitidos o flujos que rebasen los límites operativos. Asimismo, se establecen los criterios para proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo su operación y al personal operativo.</p> <p>En el caso de que los flujos provoquen sobrecarga sin excederse los límites de cargabilidad de las líneas de Transmisión y Transformadores, al tenerse falla permanente del elemento del SEN por contingencia en el Estado Operativo de Alerta, la reducción de la generación será antes de los 20 minutos.</p> <p>En el caso de excederse los límites de cargabilidad de las líneas de Transmisión y Transformadores, al considerarse una falla permanente del elemento del SEN por contingencia en el Estado Operativo de Alerta, deben ser tomado en cuenta el Nivel del Riesgo (probabilidad y magnitud de las consecuencias de que ocurra un disturbio) y su impacto económico, para la determinación de la conveniencia de la Ampliación de las RNT o RGd.</p>
<p>62 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación /</p>	<p>El Cenace pondrá a disposición de Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado el modelo físico de la RNT para la realización de esta actividad bajo los</p>	<p>El Cenace pondrá a disposición de Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado el modelo físico de la RNT para la realización de esta actividad, para los estudios de flujos</p>

<p>2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN</p>	<p>diferentes escenarios de despacho mismos que serán analizados por el Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, para informar al Cenace sobre los requerimientos técnicos o viabilidad de las coordinaciones de protecciones para los diferentes escenarios propuestos.</p>	<p>de potencia, estabilidad transitoria y dinámica, según corresponda, bajo los diferentes escenarios de despacho mismos que serán analizados por el Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, según corresponda, para informar al Cenace sobre los requerimientos técnicos o viabilidad de las coordinaciones de protecciones, propuestas del PAMRNT y PAMRGD para los diferentes escenarios propuestos.</p> <p>Comentarios: Son requeridos los Modelos Físicos de la Red para la realización de los estudios de flujos de potencia, estabilidad transitoria y dinámica.</p>
<p>66 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.10 Coordinación de los programas de Mantenimiento</p>	<p>Criterio OP- 105. Las salidas de mantenimiento deben cumplir con lo indicado en el procedimiento y manual correspondientes, sin embargo, cada Usuario del SEN define cómo elaborar dichos programas, su alcance y periodicidad.</p>	<p>Criterio OP- 105. Las salidas de mantenimiento deben cumplir con lo indicado en el procedimiento y manual correspondientes, sin embargo, cada Integrante de la Industria Eléctrica Usuario del SEN define cómo elaborar dichos programas, su alcance y periodicidad.</p>
<p>67 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / 2.4.10 Coordinación de los programas de Mantenimiento</p>	<p>Criterio OP- 113. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el Distribuidor deberá dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del</p>	<p>Criterio OP- 113. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el los Transportista o Distribuidor deberán dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores o representantes</p>

	Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores o representantes y estos a su vez notificar a sus clientes y/o Usuarios Finales.	y estos a su vez notificar a sus clientes y/o Usuarios Finales.
69 de 331 / Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP) / 2.4 Criterios de operación / IV. Centro de Carga	Criterio OP- 121. Todos los Centros de Carga a conectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites especificados de Distorsión Armónica en corrientes, variaciones periódicas de amplitud de la tensión y Desbalance de Corriente de conformidad con el apartado de Calidad de energía del Manual Regulatorio de Conexión, que es parte del Código de Red.	Criterio OP- 121. Todos los Centros de Carga a conectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites especificados de Distorsión Armónica en corrientes, variaciones periódicas de amplitud de la tensión, variaciones de tensión y Desbalance de Corriente de conformidad con el apartado de Calidad de energía del Manual Regulatorio de Conexión, que es parte del Código de Red.
75 y 76 de 331 / Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTE) / 3.3 Requerimientos para la interconexión	Criterio INTE – 13. De conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE, el Cenace seleccionará el arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión con base en: a. El nivel de tensión donde pretende interconectar la Central Eléctrica. b. Los niveles de tensión existentes de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión de la Central Eléctrica,	Criterio INTE – 13. De conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE, el Cenace seleccionará el arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión con base en: a. El nivel de tensión donde pretende interconectar la Central Eléctrica. b. Los niveles de tensión existentes de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión de la Central Eléctrica, incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras. c. La importancia de las Subestaciones Eléctricas de Maniobras, de la Central Eléctrica

	<p>incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras.</p> <p>c. La importancia de las Subestaciones Eléctricas de Maniobras, de la Central Eléctrica como nodo eléctrico en el SEN, determinadas por el Cenace.</p> <p>d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>f. El número de Alimentadores en Alta Tensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o las RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras. Como puede ser, nuevas interconexiones de Centrales Eléctricas, o nuevas líneas de Transmisión.</p> <p>h. Facilidades de Mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p>	<p>como nodo eléctrico en el SEN, determinadas por el Cenace.</p> <p>d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>f. El número de Alimentadores en Alta Tensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o las RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras. Como puede ser, nuevas interconexiones de Centrales Eléctricas, o nuevas líneas de Transmisión o nuevos Centros de Carga, y</p> <p>h. Facilidades de Mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.</p> <p>Comentarios: Homologación con las subestaciones eléctricas de maniobras de carga.</p>
<p>77 de 331 / Capítulo 4. Disposiciones Generales de</p>	<p>Criterio CONE - 2. Los Centros de Carga deberán</p>	<p>Criterio CONE - 2. Los Centros de Carga deberán soportar</p>

<p>conexión de Centros de Carga (CONE) / 4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>soportar variaciones de tensión dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y continuar conectados de manera permanente a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.</p>	<p>variaciones de tensión dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y continuar conectados de manera permanente a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.</p> <p>Razón por lo cual, deben estar equipados con dispositivos de regulación de la tensión, automáticos y manuales de operación con carga.</p>
<p>77 de 331 / Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) / 4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>Criterio CONE - 3. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones temporales de tensión hasta por 20 minutos, dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.</p>	<p>Criterio CONE - 3. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones temporales de tensión hasta por 20 minutos, dentro del rango de valores máximos y mínimos en forma continua establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.</p> <p>Razón por lo cual, deben estar equipados con dispositivos de regulación de la tensión, automáticos y manuales de operación con carga.</p> <p>Comentarios: Aun cuando el SEN opere durante 20 minutos con variaciones temporales de tensión, los equipos deben estar diseñados para operar en forma continua dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión.</p> <p>Lo anterior porque los fabricantes de equipo no pueden</p>

		diseñarlo sólo con capacidad para 20 minutos.
80 de 331 / Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN / 5.2 Alcance y aplicación	El alcance y aplicación de este capítulo se delimita de la siguiente forma: a. La aplicación de los criterios REI-1 al REI-15 , corresponde a Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión, y hacen referencia a la adquisición de datos de telemetría en tiempo real, que son aquellos que se obtienen de los Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) y que se utilizan para conocer en forma instantánea el estado operativo del SEN. b. La aplicación de los criterios desde el REI-16 en adelante, corresponde a los Usuarios del SEN responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN.	El alcance y aplicación de este capítulo se delimita de la siguiente forma: a. La aplicación de los criterios REI-1 al REI-15 , corresponde a Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión, y hacen referencia a la adquisición de datos de telemetría en tiempo real, que son aquellos que se obtienen de los Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) y que se utilizan para conocer en forma instantánea el estado operativo del SEN. b. La aplicación de los criterios desde el REI-16 en adelante, corresponde a los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN.
95 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Presentación	El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el Cenace y el Distribuidor, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la LIE y su Reglamento.	El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el Cenace en coordinación con el Transportista y el Distribuidor, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la LIE y su Reglamento.
95 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	Los 6 capítulos que componen este Manual de Planeación describen: - Capítulo 1: el proceso de planeación que debe	Los 6 capítulos que componen este Manual de Planeación describen: - Capítulo 1: el proceso de planeación que debe observar

<p>NACIONAL / Presentación</p>	<p>observar Cenace para la realización del PAMRNT, donde se distinguen los diferentes plazos del periodo de 15 años de planeación: corto, medio y largo, y se listan los casos base a tener en cuenta.</p>	<p>Cenace en coordinación con el Transportista para la realización del PAMRNT, donde se distinguen los diferentes plazos del periodo de 15 años de planeación: corto, medio y largo, y se listan los casos base a tener en cuenta.</p>
<p>95 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Presentación</p>	<p>Capítulo 2: los insumos que deben de tenerse en cuenta para la planeación del SEN, como los diagnósticos, escenarios de crecimiento económico, aumento de consumo eléctrico, evolución de los precios de los combustibles, retiro e instalación de generación, pronósticos de demanda y consumo, costo de la energía no suministrada, costos de la Infraestructura de la RNT, tasa social de descuento y la información de los diferentes integrantes de la industria eléctrica.</p>	<p>Capítulo 2: los insumos que deben de tenerse en cuenta para la planeación del SEN, como los diagnósticos, escenarios de crecimiento económico, aumento de consumo eléctrico, evolución de los precios de los combustibles, retiro e instalación de generación, pronósticos de demanda y consumo, costo de la energía no suministrada, costos de la Infraestructura de la RNT, tasa social de descuento y la información de los diferentes integrantes de la industria eléctrica.</p> <p>Comentarios: La Tasa social de descuento no es más que un parámetro financiero, para la evaluación de los proyectos de inversión, en donde se busca un beneficio económico.</p> <p>Dado que dicha Tasa no busca un beneficio social, entonces sólo puede llamarse como Tasa de descuento.</p>
<p>96 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Presentación</p>	<p>Capítulo 5: el procedimiento para que el Cenace y Distribuidor lleven a cabo el análisis costo-beneficio de los proyectos para la RNT y las RGD. Este procedimiento incluye la metodología costo-beneficio, la metodología</p>	<p>Capítulo 5: el procedimiento para que el Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor lleven a cabo el análisis costo-beneficio de los proyectos para la RNT y las RGD. Este procedimiento incluye la metodología costo-beneficio, la metodología probabilística para la RNT, la identificación de los</p>

	<p>probabilística para la RNT, la identificación de los proyectos y/o grupos de proyectos, la determinación de escenarios y casos de estudio, los escenarios a tener en cuenta, el proceso de análisis de sensibilidad, el proceso de análisis del impacto medioambiental y la metodología de análisis del aumento del grado de incertidumbre.</p>	<p>proyectos y/o grupos de proyectos, la determinación de escenarios y casos de estudio, los escenarios a tener en cuenta, el proceso de análisis de sensibilidad, el proceso de análisis del impacto medioambiental y la metodología de análisis del aumento del grado de incertidumbre.</p>
<p>96 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM</p>	<p>Con base la publicación de la LIE el 11 de agosto de 2014, le corresponde al Cenace elaborar y proponer a la Sener y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD) que pertenecen al MEM (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en su Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad del Distribuidor proponer a la Sener y a la CRE el programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM (PAMRGD).</p> <p>En este Capítulo 1 se definirán el procedimiento de planeación que debe seguir Cenace para la realización del PAMRNT.</p>	<p>Con base la publicación de la LIE el 11 de agosto de 2014, le corresponde al Cenace en coordinación con el Transportista elaborar el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT. Corresponde al Cenace y proponer a la Sener y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT (PAMRNT) y de las RGD (PAMRGD) que pertenecen al MEM (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en su Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad del Distribuidor proponer a la Sener y a la CRE el programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM (PAMRGD).</p> <p>En este Capítulo 1 se definirán el procedimiento de planeación que debe seguir Cenace en coordinación con el Transportista para la realización del PAMRNT.</p>
<p>97 y 98 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</p>	<p>El Cenace para realizar su PAMRNT lleva a cabo estudios del SEN en Estado de Operación Normal, y para algunos casos de estabilidad</p>	<p>El Cenace en coordinación con el Transportista para realizar su PAMRNT lleva a cabo estudios del SEN en Estado de Operación Normal, y para algunos casos de estabilidad transitoria. Se estiman</p>

<p>NACIONAL / Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 1.1 Procedimiento / 1.1.2 Mediano plazo</p>	<p>transitoria. Se estiman los costos de los proyectos candidatos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM. En esta fase se revisa el cumplimiento de los criterios de Calidad, Confiabilidad y continuidad del servicio.</p>	<p>los costos de los proyectos candidatos del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM. En esta fase se revisa el cumplimiento de los criterios de Calidad, Confiabilidad y continuidad del servicio.</p>
<p>99 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 1.1 Procedimiento / 1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo / Figura 1.1.4.A Proceso de Planeación: Objetivos, estudios, propuesta, aprobación y autorización</p>	<p>La Figura 1.1.4.A muestra de manera esquemática las diferentes etapas del proceso de planeación para la RNT y para las RGD.</p> <p>AMPLIACIÓN PROPUESTA</p> <p>Evaluaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Técnicas <input type="checkbox"/> Económica 	<p>La Figura 1.1.4.A muestra de manera esquemática las diferentes etapas del proceso de planeación para la RNT y para las RGD.</p> <p>AMPLIACIÓN PROPUESTA</p> <p>Evaluaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Técnicas <input type="checkbox"/> Económica <input type="checkbox"/> Social
<p>100 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que</p>	<p>La Figura 1.1.4.B contiene la aportación de los diferentes organismos, participantes, así como insumos de información requerida para llevar a cabo los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD.</p> <p>CENACE/DISTRIBUIDORES</p>	<p>La Figura 1.1.4.B contiene la aportación de los diferentes organismos, participantes, así como insumos de información requerida para llevar a cabo los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD.</p> <p>CENACE/TRANSPORTISTA/DISTRIBUIDORES</p>

<p>pertenece al MEM / 1.1 Procedimiento / 1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo / Figura 1.1.4.B Proceso de Planeación: Actores, acciones y flujo de información</p>		
<p>104 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN /</p>	<p>2.9 Tasa social de descuento</p> <p>La tasa social de descuento es una medida financiera que se aplica para descontar los flujos futuros de efectivo y determinar su valor actual o valor presente. La tasa social de descuento a utilizar en las evaluaciones socioeconómicas debe ser del 10% anual en términos reales, y la referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine la Sener.</p>	<p>2.9 Tasa social de descuento</p> <p>La tasa social de descuento es una medida financiera que se aplica para descontar los flujos futuros de efectivo y determinar su valor actual o valor presente. La tasa social de descuento a utilizar en las evaluaciones socioeconómicas debe ser del 10% anual en términos reales, y la referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine la Sener.</p> <p>Comentarios: La Tasa social de descuento no es más que un parámetro financiero, para la evaluación de los proyectos de inversión, en donde se busca un beneficio económico.</p> <p>Dado que dicha Tasa no busca un beneficio social, entonces sólo puede llamarse como Tasa de descuento.</p>
<p>106 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN /</p>	<p>2.10.3 Entidades Responsables de Carga</p>	<p>2.10.3 Entidades Responsables de Carga (ERC)</p> <p>Comentarios: Es necesario agregarse el acrónimo (ERC) para entenderse su significado en el documento.</p>

<p>107 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN / 2.10.4 Distribuidor</p>	<p>Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>a. Reporte horario de demandas integradas (MWh/h) y (MVARh/h) del año n-1, por elemento de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y Muy Alta Tensión (MAT/MT) para cada zona y División de Distribución.</p> <p>b. Reporte de registro mensual del año n-1 de demanda máxima integrada y su factor de potencia, consumo de energía eléctrica, factor de carga y capacidad, de los elementos de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución (incluir factores de diversidad para la demanda máxima de la Zona).</p> <p>c. Pronóstico base anual a 20 años de demanda máxima integrada y energía eléctrica por elemento de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución.</p>	<p>Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>a. Reporte horario de demandas integradas (MWh/h) y (MVARh/h) del año n-1, por elemento de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y Muy Extra Alta Tensión (MEAT/MT) para cada zona y División de Distribución.</p> <p>b. Reporte de registro mensual del año n-1 de demanda máxima integrada y su factor de potencia, consumo de energía eléctrica, factor de carga y capacidad, de los elementos de transformación de AT/MT y MEAT/MT para cada zona y División de Distribución (incluir factores de diversidad para la demanda máxima de la Zona).</p> <p>c. Pronóstico base anual a 20 años de demanda máxima integrada y energía eléctrica por elemento de transformación de AT/MT y MEAT/MT para cada zona y División de Distribución.</p> <p>Comentarios: De acuerdo a la Norma NMX-J-098:2014 Sistemas Eléctrico - Tensiones Eléctricas Normalizadas, las tensiones se clasifican en:</p> <p>4 CLASIFICACIÓN</p> <p>Por nivel de tensión eléctrica, las tensiones eléctricas normalizadas se clasifican en:</p> <p>a) Baja tensión, desde 100 V hasta 1 000 V;</p> <p>b) Media tensión, mayor que 1 000 V hasta 35 kV;</p> <p>c) Alta tensión, mayor que 35 kV hasta 230 kV; y</p> <p>d) Extra alta tensión, mayor que 230 kV hasta 400 kV.</p>
<p>107 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL /</p>	<p>Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>i. Reporte de propuestas de nuevas subestaciones o elementos de</p>	<p>Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>i. Reporte de propuestas de nuevas subestaciones o elementos de transformación a incluir en el PAMRGDRNT</p>

<p>Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN / 2.10.4 Distribuidor</p>	<p>transformación a incluir en el PAMRNT indicando las características del proyecto, incluyendo Diagramas unifilares y geográficos (con georreferencia) de los proyectos nuevos (propuestas) de Subestaciones Eléctricas y transformadores.</p>	<p>indicando las características del proyecto, incluyendo Diagramas unifilares y geográficos (con georreferencia) de los proyectos nuevos (propuestas) de Subestaciones Eléctricas y transformadores.</p>
<p>109 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación</p>	<p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencia (N-1) registrando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Violación de límites de tensión en nodos de la red troncal. <input type="checkbox"/> Sobrecarga de elementos de transmisión. <input type="checkbox"/> Pérdida de sincronismo entre Centrales Eléctricas. <p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Esquemas de Acción Remedial <input type="checkbox"/> Esquemas de Protección de Sistema 	<p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ECT) ante contingencia (N-1) registrando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Violación de límites de tensión en nodos de la red troncal. <input type="checkbox"/> Sobrecarga de elementos de transmisión. <input type="checkbox"/> Pérdida de sincronismo entre Centrales Eléctricas. <p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ECT) ante contingencias múltiples, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Esquemas de Acción Remedial <input type="checkbox"/> Esquemas de Protección de Sistema
<p>110 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.4. Condiciones de</p>	<p>Cuando los estudios que se realicen en los procesos de planeación, identifiquen necesidades de requerimientos de nuevos proyectos en la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, el CENACE deberá:</p> <p>Proponer la solución técnica para resolver la condición que da lugar a</p>	<p>Cuando los estudios que se realicen en los procesos de planeación, identifiquen necesidades de requerimientos de nuevos proyectos en la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, el CENACE en coordinación con el Transportista y Distribuidor deberá:</p> <p>Proponer la solución técnica para resolver la condición que da lugar a</p>

<p>estado estable y categorías</p>	<p>la necesidad de nuevos proyectos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Proponer al menos dos opciones técnicas equivalentes. <input type="checkbox"/> Efectuar el análisis costo-beneficio para determinar la mejor opción técnica y económica. <input type="checkbox"/> Considerar los tiempos de anticipación necesarios para llevar a cabo los proyectos incluidos en los planes. <input type="checkbox"/> Documentar los resultados de las evaluaciones técnica y económica. <input type="checkbox"/> Incorporar los proyectos en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que pertenecen al MEM y presentarlos anualmente para opinión de la CRE y aprobación por la SENER. 	<p>a la necesidad de nuevos proyectos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Proponer al menos dos opciones técnicas equivalentes. <input type="checkbox"/> Efectuar el análisis costo-beneficio para determinar la mejor opción técnica y económica o social. <input type="checkbox"/> Considerar los tiempos de anticipación necesarios para llevar a cabo los proyectos incluidos en los planes. <input type="checkbox"/> Documentar los resultados de las evaluaciones técnica y económica o social. <input type="checkbox"/> Incorporar los proyectos en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que pertenecen al MEM y presentarlos anualmente para opinión de la CRE y aprobación por la SENER.
<p>111 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p>	<p>Categoría A Desempeño del SEN bajo condiciones normales. (Sin contingencia)</p> <p>El procedimiento para verificar que cada caso posee índices de Confiabilidad y seguridad adecuados, consiste en analizar mediante estudios de flujos de potencia:</p> <p>Que las tensiones del sistema se mantengan dentro del rango establecido de operación. Que los elementos del sistema de Transmisión</p>	<p>Categoría A Desempeño del SEN bajo condiciones normales. (Sin contingencia)</p> <p>El procedimiento para verificar que cada caso posee índices de Confiabilidad y seguridad adecuados, consiste en analizar mediante estudios de flujos de potencia:</p> <p>Que las tensiones del sistema se mantengan dentro del rango establecido de operación. Que los elementos del sistema de Transmisión estén operando dentro de sus límites de Cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada. Deberá</p>

	<p>estén operando dentro de sus límites de Cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada. Deberá preverse que se cuenta con suficiente Reserva Rodante a fin de responder ante contingencias por pérdida de generación u otros elementos de la red, como transformadores y líneas de transmisión.</p> <p>Los estudios a corto plazo deberán conducirse más allá del horizonte de cinco años solamente cuando alguna condición y/o refuerzo en el sistema lo requiera.</p> <p>En caso de violaciones a los rangos de tensión o térmicos deberán considerarse opciones de refuerzo, eligiendo las que presenten mejores condiciones en cuanto a evaluaciones técnicas y económicas.</p>	<p>preverse que se cuenta con suficiente Reserva Rodante a fin de responder ante contingencias por pérdida de generación u otros elementos de la red, como transformadores y líneas de transmisión.</p> <p>Los estudios a corto plazo deberán conducirse más allá del horizonte de cinco años solamente cuando alguna condición y/o refuerzo en el sistema lo requiera.</p> <p>En caso de violaciones permanentes a los rangos de tensión o térmicos deberán considerarse opciones de refuerzo, eligiendo las que presenten mejores condiciones en cuanto a evaluaciones técnicas y económicas o sociales.</p>
<p>111 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p>	<p>Categoría B Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de un elemento o equipo de la red (Criterio N-1)</p> <p>Una vez garantizada la operación en estado estable para cada caso de estudio, se deberá proceder al análisis de contingencias, salida de elementos capaces de comprometer la seguridad del sistema, retirando un equipo a la vez (Transformadores, líneas de Transmisión, Unidad</p>	<p>Categoría B Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de un elemento o equipo de la red (Criterio N-1)</p> <p>Una vez garantizada la operación en estado estable para cada caso de estudio, se deberá proceder al análisis de contingencias, salida de elementos capaces de comprometer la seguridad del sistema, retirando un equipo a la vez (Transformadores, líneas de Transmisión, Unidad de una Central Eléctrica, equipo de compensación, etc.). Deberá verificarse que el sistema eléctrico posee la suficiente robustez</p>

	<p>de una Central Eléctrica, equipo de compensación, etc.). Deberá verificarse que el sistema eléctrico posee la suficiente robustez eléctrica y ajustes suficientes para evitar que los niveles de tensión salgan de su rango de operación, que los elementos no excedan los límites operativos establecidos y que en ningún caso se observe congestiones de flujo de potencia entre las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga.</p> <p>En esta categoría se analizan y evalúan sólo las contingencias consideradas capaces de producir el mayor impacto en el sistema y durante los tiempos estudiados con modelos dinámicos. Se excluyen de la evaluación aquellas contingencias que no son consideradas severas. En caso de violaciones a los índices de referencia, se propondrán refuerzos; eligiendo aquellas opciones que resulten con la mayor relación costo-beneficio, durante su vida útil.</p>	<p>eléctrica y ajustes suficientes para evitar que los niveles de tensión salgan de su rango de operación en forma permanente, que los elementos no excedan los límites operativos establecidos en forma permanente y que en ningún caso se observe congestiones de flujo de potencia en forma permanente entre las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga. En esta categoría se analizan y evalúan sólo las contingencias consideradas capaces de producir el mayor impacto en el sistema y durante los tiempos estudiados con modelos dinámicos. Se excluyen de la evaluación aquellas contingencias que no son consideradas severas. En caso de violaciones a los índices de referencia en forma permanente, se propondrán refuerzos; eligiendo aquellas opciones que resulten con la mayor relación costo-beneficio, durante su vida útil.</p>
<p>112 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia</p>	<p>Categoría C Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de dos o más elementos del SEN (Criterio N-1-1 o N-2) Durante la operación de los sistemas eléctricos se presentan condiciones desfavorables., los cuales</p>	<p>Categoría C Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de dos o más elementos del SEN (Criterio N-1-1 o N-2) Durante la operación de los sistemas eléctricos se presentan condiciones desfavorables., los cuales son capaces de provocar Fallas de más de un elemento a la</p>

<p>para el proceso de planeación / 3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p>	<p>son capaces de provocar Fallas de más de un elemento a la vez, con la consecuencia de enfrentar la pérdida de Central Eléctrica o Falla en Estaciones Convertidoras, etc.</p>	<p>vez, con la consecuencia de enfrentar la pérdida de Central Eléctrica, o Falla en Estaciones Convertidoras, líneas de la RNT en torres de 2 circuitos, etc.</p> <p>Comentarios: El hecho de haber líneas de la RNT en torres de 2 circuitos, puede producir la pérdida de las mismas por daño a la estructura o descarga atmosférica.</p>
<p>113 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p>	<p>Categoría D Desempeño del Sistema Eléctrico seguido de eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos principales.</p>	<p>Categoría D Desempeño del Sistema Eléctrico seguido de eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos tres o más elementos principales.</p> <p>Comentarios: Son tres y no dos elementos, porque al ser dos cae en la Categoría C.</p>
<p>118 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.5 Compensación reactiva</p>	<p>Se requiere por tanto de estudios que incluyan condiciones operativas extremas de baja y alta demanda.</p>	<p>Se requiere por tanto de estudios que incluyan condiciones operativas extremas de baja y alta demanda, transitorios electromagnéticos por switcheo y resonancia armónica, según correspondan.</p> <p>Comentarios: Es necesario sean incluidos los estudios de transitorios electromagnéticos por switcheo, para ver si no son violados los límites del nivel del aislamiento, la necesidad de la instalación de reactores de amortiguamiento, o selección de un filtro por resonancia armónica en los capacitores paralelo.</p>
<p>118 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>Los dispositivos disponibles para el manejo de la potencia reactiva en</p>	<p>Los dispositivos disponibles para el manejo de la potencia reactiva</p>

<p>PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.5 Compensación reactiva</p>	<p>forma continua o discreta son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Unidades generadoras, dentro de su curva de capacidad <input type="checkbox"/> Condensadores síncronos <input type="checkbox"/> Compensadores estáticos de VARs (CEV's) <input type="checkbox"/> Compensación fija de potencia reactiva mediante capacitores y reactores <input type="checkbox"/> Estaciones convertidoras de CD con tecnología VSC (Voltage Source Converter) y CSC (Current Source Converter). 	<p>en forma continua o discreta son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Unidades generadoras, dentro de su curva de capacidad <input type="checkbox"/> Condensadores síncronos <input type="checkbox"/> Compensadores estáticos de VARs (CEV's) <input type="checkbox"/> Compensación fija y desconectable de potencia reactiva mediante capacitores y reactores <input type="checkbox"/> Estaciones convertidoras de CD con tecnología VSC (Voltage Source Converter) y CSC (Current Source Converter). <p>Comentario: Debe disponerse también de compensación desconectable, para los períodos fuera de la demanda pico de potencia reactiva.</p>
<p>118 de 331 / MANUAL REGULADOR DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.6 Esquemas de acción remedial</p>	<p>Entre otros controles, se destacan los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Inserción/desconexión de reactores/capacitores <input type="checkbox"/> Disparo automático de generación (DAG) <input type="checkbox"/> Disparo automático de carga por baja frecuencia <input type="checkbox"/> Disparo automático de línea (DAL) <input type="checkbox"/> Disparo de generación por baja frecuencia <input type="checkbox"/> Disparo automático de carga por tensión baja 	<p>Entre otros controles, se destacan los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Inserción/desconexión automática o manual de reactores/capacitores <input type="checkbox"/> Disparo automático de generación (DAG) <input type="checkbox"/> Disparo automático de carga por baja frecuencia <input type="checkbox"/> Disparo automático de línea (DAL) <input type="checkbox"/> Disparo de generación por baja frecuencia <input type="checkbox"/> Disparo automático de carga por tensión baja. <p>Comentario: Tradicionalmente la Inserción/desconexión de reactores/capacitores ha sido manual; sin embargo, la confiabilidad del SEN requiere se dispongan de medios automáticos.</p>
<p>119 de 331 / MANUAL REGULADOR DE PLANEACIÓN DEL</p>	<p>El empleo de Esquemas de Acción Remedial, es una práctica operativa para evitar que condiciones de</p>	<p>El empleo de Esquemas de Acción Remedial, es una práctica operativa para evitar que condiciones de falla puedan desencadenar en situaciones</p>

<p>SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.6 Esquemas de acción remedial</p>	<p>falla puedan desencadenar en situaciones de fallas de gran magnitud y con alto impacto negativo en la confiabilidad del sistema. En la expansión de largo plazo del SEN no se considera la utilización de nuevos esquemas de este tipo.</p>	<p>de fallas de gran magnitud y con alto impacto negativo en la confiabilidad del sistema.</p> <p>En la expansión de largo plazo del SEN no se considera la utilización de nuevos esquemas de este tipo. Esto siempre y cuando el criterio probabilístico de Confiabilidad para la planeación del SEN sea tal que, el impacto de la energía afectada de generación o de carga, justifique la inversión en nuevos elementos del SEN.</p> <p>Comentario: Es importante tenerse en cuenta el criterio probabilístico de Confiabilidad, porque al no ser utilizado provocará una expansión masiva del SEN, con implicaciones de altos costos de inversión y por consecuencia altos precios del kwh.</p>
<p>119 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.7 Criterio determinístico de seguridad (N-1)</p>	<p>Ante la eventual pérdida de algún elemento del sistema (unidad en una Central Eléctrica, línea de Transmisión, transformador, compensador estático de VARs, gran usuario de demanda, entre otros), se deben evitar:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Interrupción del servicio, excepto cuando la carga se alimenta en forma radial. b. Sobrecarga en líneas de Transmisión o bancos de transformación. c. Violación de límites de tensión en Subestaciones Eléctricas. 	<p>Ante la eventual pérdida de algún elemento del sistema (unidad en una Central Eléctrica, línea de Transmisión, transformador, compensador estático de VARs, gran usuario de demanda, entre otros), se deben evitar:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Interrupción del servicio, excepto cuando la carga se alimenta en forma radial. b. Operación dentro de los límites de sobrecarga en líneas de Transmisión o bancos de transformación, más allá del tiempo máximo permitido. c. Excederse los límites de sobrecarga en líneas de Transmisión o bancos de transformación, siempre y cuando el criterio probabilístico de Confiabilidad rebase el Nivel de Riesgo máximo permitido. d. Violación de límites de tensión en Subestaciones Eléctricas por

		<p>estabilidad de la tensión o más allá del tiempo máximo permitido, en la condición de estado estable.</p> <p>Comentario: Las líneas de Transmisión o bancos de transformación disponen de límites de sobrecarga, dentro de un tiempo máximo establecido. Por lo mismo, es necesario aprovecharse dichos límites ante fallas no permanentes.</p> <p>En el caso de la inestabilidad de la tensión se requieren respuestas rápidas, en el orden de los milisegundos o segundos, en los esquemas de acción remedial o de protección del sistema.</p> <p>En cambio, en las tensiones de estado estable fuera de sus límites, se necesitan tiempos de respuesta en el orden de los minutos.</p>
<p>119 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación / 3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad / 3.5.8 Criterios de reserva de potencia reactiva</p>	<p>En caso de considerarse necesario, se usarán estudios dinámicos para verificar lo pertinente de la respuesta de los controles y el cumplimiento de los rangos preestablecidos.</p>	<p>Comentario: Es importante sea aplicado este criterio porque en la actualidad, CENACE opera algunos de los Compensadores Estáticos de VARs, como elementos de compensación reactiva de estado estable, con valores constantes de potencia reactiva inductiva o capacitiva, cuando son elementos dinámicos para operarse aproximadamente en cero MVar, para una respuesta dinámica en el SEN.</p>
<p>122 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE</p>	<p>La evaluación técnico-económica permite el impacto de los proyectos de</p>	<p>La evaluación técnico-económica permite el impacto de los proyectos de Transmisión en términos de valor</p>

<p>PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.1 Objetivo</p>	<p>Transmisión en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores de rentabilidad económicos (VAN, TIR, IR y relación costo/eficiencia). Las líneas de Transmisión y Distribución adicionales en el SEN, incrementan la capacidad de Transmisión, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestiones. Ello, permite una optimización del portafolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.</p>	<p>agregado para los inversionistas la sociedad, mediante indicadores de rentabilidad económicos (VAN, TIR, IR y relación costo/eficiencia). Las líneas de Transmisión y Distribución adicionales en el SEN, incrementan la capacidad de Transmisión, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestiones. Cuando las congestiones son debidas al incremento de las cargas y no por la instalación masiva de generación.</p> <p>Sin embargo, si las congestiones son producto de la instalación masiva de generación, entonces debe instalarse la generación en los puntos del SEN donde hay capacidad disponible de la RNT y RGD, o para el descongestionamiento de éstas.</p> <p>Esto último Ello, permite, una optimización del portafolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.</p> <p>Comentarios: Los indicadores de rentabilidad económicos son, para la evaluación de los inversionistas y no para el beneficio de la sociedad.</p>
<p>123 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.2 Alcance</p>	<p>Un grupo de proyectos (clúster), considera un proyecto principal que incrementa la capacidad de Transmisión o Distribución a través de regiones o fronteras establecidas y uno o más proyectos de soporte, los cuales deben realizarse junto con el proyecto principal a fin de lograr el beneficio de incrementar la capacidad de Transmisión o Distribución.</p>	<p>Un grupo de proyectos (clúster), considera un proyecto principal que incrementa la capacidad de Transmisión o Distribución a través de regiones o fronteras establecidas y uno o más proyectos de soporte, los cuales deben realizarse junto con el proyecto principal a fin de lograr el beneficio de incrementar la capacidad de Transmisión o Distribución.</p> <p>Esto siempre y cuando sea debido al incremento de las cargas y no sea posible la instalación de generación,</p>

		<p>para el descongestionamiento de la capacidad de Transmisión o Distribución.</p> <p>Comentario: La expansión eficiente de la generación se logrará aprovechando la capacidad disponible de la RNT y RGD, sin tener que invertir en la expansión de dichas redes.</p> <p>Esto implica un cambio en el paradigma de la Planeación de la Generación, para pasar de ubicarla en cualquier punto del SEN a donde desee instalarse una central de generación, al punto óptimo.</p>
<p>123 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.3 Metodología costo-beneficio</p>	<p>La metodología de análisis costo-beneficio que deben de tener en cuenta el Cenace y Distribuidor en la realización de los PAMRNT y PAMRGD, respectivamente, debe ser el que se presenta a continuación, en tanto en cuanto la CRE no emita otra regulación al respecto.</p> <p>La metodología que deben aplicar Transportista y Distribuidor debe basarse en la evaluación de proyectos con impacto regional: líneas de Transmisión o Distribución dentro de una región, bancos de transformación, compensación reactiva (inductiva y capacitiva), proyectos de almacenamiento, dispositivos FACTS que incrementan la capacidad de transmisión y proyectos de modernización en general.</p>	<p>La metodología de análisis costo-beneficio que deben de tener en cuenta el Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor en la realización de los PAMRNT y PAMRGD, respectivamente, debe ser el que se presenta a continuación, en tanto en cuanto la CRE no emita otra regulación al respecto.</p> <p>La metodología que deben aplicar el Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor debe basarse en la evaluación de proyectos con impacto regional: líneas de Transmisión o Distribución dentro de una región, bancos de transformación, compensación reactiva (inductiva y capacitiva), proyectos de almacenamiento, dispositivos FACTS que incrementan la capacidad de transmisión y proyectos de modernización en general.</p>
<p>124 de 331 / MANUAL</p>	<p>La tasa social de descuento que se utiliza en la</p>	<p>La tasa social de descuento que se utiliza en la evaluación</p>

<p>REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.4 Tasa de descuento</p>	<p>evaluación socioeconómica es del 10 por ciento anual en términos reales. La referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine Sener.</p>	<p>socioeconómica es del 10 por ciento anual en términos reales. La referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine Sener.</p> <p>Comentarios: La Tasa social de descuento no es más que un parámetro financiero, para la evaluación de los proyectos de inversión, en donde se busca un beneficio económico.</p> <p>Dado que dicha Tasa no busca un beneficio social, entonces sólo puede llamarse como Tasa de descuento.</p>
<p>126 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.6 Identificación de proyectos</p>	<p>Asimismo, en la identificación de proyectos, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta lo contenido de Artículo 14 de la LIE, que para tal efecto se relaciona con que los proyectos deben procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y sustentabilidad; incluir elementos de la REI que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable; deben coordinarse con los programas promovidos por el FSUE e incorporar mecanismos para conocer la opinión de los PM e interesados en el desarrollo de infraestructura eléctrica.</p>	<p>Asimismo, en la identificación de proyectos, Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor deben de tener en cuenta lo contenido de Artículo 14 de la LIE, que para tal efecto se relaciona con que los proyectos deben procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y sustentabilidad; incluir elementos de la REI que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable; deben coordinarse con los programas promovidos por el FSUE e incorporar mecanismos para conocer la opinión de los PM e interesados en el desarrollo de infraestructura eléctrica.</p>
<p>129 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>La Secretaría de Energía establece como meta una participación mínima de</p>	<p>La Secretaría de Energía establece como meta una participación mínima de energías limpias en la generación</p>

<p>PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.9.7 Escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes</p>	<p>energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024, conforme al Tercer Transitorio de la LTE. Por lo tanto, aunque no todas las energías limpias son intermitentes, Cenace y Distribución deben de tener en cuenta la importancia para la operación del SEN los pronósticos de las fuentes de energía intermitentes esperados en el periodo de estudio.</p>	<p>de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024, conforme al Tercer Transitorio de la LTE. Por lo tanto, aunque no todas las energías limpias son intermitentes, Cenace en coordinación con el Transportista y Distribución deben de tener en cuenta la importancia para la operación del SEN los pronósticos de las fuentes de energía intermitentes esperados en el periodo de estudio.</p>
<p>130 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.10 Análisis de sensibilidad de los proyectos de la RNT</p>	<p>Si el valor de alguna de las variables críticas no cumple en valor mínimo, el Cenace no propondrá dicho proyecto en el PAMRNT.</p>	<p>Si el valor de alguna de las variables críticas no cumple en valor mínimo, el Cenace no propondrá dicho proyecto en el PAMRNT.</p> <p>Motivo por el cual, el proyecto debe ser evaluado de acuerdo a su beneficio social, por el número de personas beneficiadas con el proyecto.</p> <p>Comentarios: En la actualidad hay proyectos de la RNT que no cumplen los criterios técnicos y económicos; razón por la cual, no son considerados por el Cenace. Sin embargo, el no llevarlos a efecto implicará la suspensión definitiva del suministro de energía eléctrica a las cargas. Al utilizarse el Beneficio Social será posible la realización del proyecto.</p>
<p>131 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</p>	<p>De igual manera, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta estos impactos, en la etapa de identificación de proyectos, de ser conocidos por los mismos, relacionados</p>	<p>De igual manera, Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor deben de tener en cuenta estos impactos, en la etapa de identificación de proyectos, de ser conocidos por los mismos,</p>

<p>NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.11 Análisis de impacto ambiental y social</p>	<p>con las aprobaciones y permisos en materia social y ambiental.</p>	<p>relacionados con las aprobaciones y permisos en materia social y ambiental.</p>
<p>132 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM / 5.13 Penetración de fuentes de energía renovable</p>	<p>En general, al incorporarse un refuerzo en la red de transmisión, se incrementa la capacidad para compartir los recursos de generación en diferentes nodos eléctricos y entre las regiones del sistema. Esto permite incorporar mayor capacidad y la energía asociada a fuentes de generación convencionales y renovables, que en ausencia del proyecto no podría darse.</p>	<p>En general, al incorporarse un refuerzo en la red de transmisión, se incrementa la capacidad para compartir los recursos de generación en diferentes nodos eléctricos y entre las regiones del sistema.</p> <p>Esto permite incorporar mayor capacidad y la energía asociada a fuentes de generación convencionales y renovables, que en ausencia del proyecto no podría darse. Cuando sea elegida una ubicación de la generación; la cual, provoca congestión de la capacidad de Trasmisión o Distribución.</p> <p>Sin embargo, puede determinarse otro punto del SEN en donde haya capacidad disponible de Trasmisión o Distribución, permitiendo la conexión de las fuentes de energía renovable sin tener que expandir las RNT o RGD.</p>
<p>136 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM</p>	<p>d) Para mejorar el factor de potencia en los circuitos de Distribución se deberá considerar la instalación de bancos de capacitores, fijos o desconectables, con una capacidad máxima de 300 kVAr, los cuales se deberán localizar con base en estudios de ubicación óptima y el análisis del perfil de carga del circuito.</p>	<p>d) Para mejorar el factor de potencia en los circuitos de Distribución se deberá considerar la instalación de bancos de capacitores, fijos o desconectables, con una capacidad máxima de 300 kVAr, los cuales se deberán localizar con base en estudios de ubicación óptima y el análisis del perfil de carga del circuito. Así como en el caso necesario, la instalación de compensación capacitiva complementaria requerida; la cual,</p>

<p>/ 6.6 Criterios de planeación para circuitos de Media Tensión</p>		<p>sea conectada directamente en los buses de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, de los transformadores conectados a la RNT. En donde dicha compensación no exceda del 10% de la capacidad de Enfriamiento por Aire Natural (OA) del transformador.</p> <p>Comentarios: Para evitarse la sobrecompensación capacitiva del circuito de Distribución, puede utilizarse la compensación capacitiva en el bus de media tensión.</p>
<p>137 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.7 Criterios de planeación para redes de Baja Tensión</p>	<p>a) Para mejorar la eficiencia de las redes de Baja Tensión se considerará el excedente de la energía perdida técnicamente sobre un valor máximo de 0.5% en transformadores de MT/BT y de 3% para el conjunto red secundaria-acometida-medidor. Considerando que la regulación de tensión en demanda máxima del circuito de Baja Tensión no deberá exceder el 5%.</p>	<p>a) Para mejorar la eficiencia de las redes de Baja Tensión se considerará el excedente de la energía perdida técnicamente sobre un valor máximo de 0.5% en transformadores de MT/BT, siempre y cuando la impedancia del transformador lo permita; en el caso contrario deben ser tomadas en cuenta, las pérdidas reales debidas la impedancia del transformador y de 3% para el conjunto red secundaria-acometida-medidor. Considerando que la regulación de tensión en demanda máxima del circuito de Baja Tensión no deberá exceder el 5%.</p> <p>Comentarios: Lo ideal es tenerse pérdidas del 0.5% en transformadores, motivo por el cual, deben ser revisadas las especificaciones de los transformadores, para determinarse una impedancia que cumpla con este objetivo de pérdidas.</p>
<p>137 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA</p>	<p>Para mejorar el aprovechamiento de la capacidad de transformación instalada</p>	<p>Para mejorar el aprovechamiento de la capacidad de transformación instalada en las redes de Baja Tensión, se deberá considerar un</p>

<p>ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.7 Criterios de planeación para redes de Baja Tensión</p>	<p>en las redes de Baja Tensión, se deberá 2considerar un factor de utilización del 80% en el diseño de nuevos sectores de Baja Tensión y que el 20% restante permitirá satisfacer el crecimiento normal de ese sector.</p>	<p>factor de utilización del 70% 80% en el diseño de nuevos sectores de Baja Tensión y que el 30% 20% restante permitirá satisfacer el crecimiento normal de ese sector.</p> <p>Comentario: Considerando un crecimiento anual del 2% en la carga, en un horizonte de tiempo de 15 años es 30%.</p> <p>Este criterio es válido para corrientes de carga fundamentales sin componentes armónicas. Sin embargo, con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p>
<p>138 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 3 Elemento Circuito Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Instalación de transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p>

		<p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>138 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 5 Elemento Sector de Baja Tensión Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>138 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no</p>	<p>No. 5b Elemento Sector de Baja Tensión Área de oportunidad Pérdidas técnicas en Baja Tensión mayores a 3% Opciones de Solución ("PROYECTO") Incrementar la eficiencia en la transformación Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos:</p>	<p>No. 5b Elemento Sector de Baja Tensión Área de oportunidad Pérdidas técnicas en Baja Tensión mayores a 3% Opciones de Solución ("PROYECTO") Incrementar la eficiencia en la transformación Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos:</p>

<p>pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>a) Sustitución de transformador existente por transformador de alta eficiencia.</p>	<p>a) Sustitución de transformador existente por transformador de alta eficiencia. b) Filtrado de las corrientes armónicas en el transformador.</p> <p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>139 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM</p>	<p>No. 6 Elemento Sector de Baja Tensión Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos (el inciso c no puede ir solo): a) Reubicación de transformador de distribución existente. b) Reemplazo de transformador de distribución existente.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p>

<p>/ 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>		<p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>139 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 12 Elemento Zona Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>141 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>No. 19 Elemento Circuito</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de</p>

<p>PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo.</p>	<p>corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>141 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 20 Elemento Circuito Área de oportunidad SAIF_D [GRAL] > 0.94 y SAIF_D [DESCARGAS ATMOSFERICAS] > 0 Opciones de Solución ("PROYECTO") Instalación de neutro corrido Alcance de la Opción de Solución Instalación de neutro corrido en línea de Media Tensión existente incluye accesorios, soportes e instalación de sistema de tierras</p>	<p>Comentarios: En el caso de la instalación del neutro corrido, en donde sea utilizado también para la conexión de transformadores monofásicos. Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p>
<p>141 de 331 / MANUAL</p>	<p>No. 22 Elemento</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de</p>

<p>REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>Circuito Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo.</p>	<p>potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>142 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 27 Elemento Circuito Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de</p>

		<p>13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>143 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 31 Elemento Sector de Baja Tensión Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Reubicación de transformador de distribución existente. b) Reemplazo de transformador de distribución existente.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>143 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia</p>	<p>No. 32 Elemento Sector de Baja Tensión Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p>

<p>para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>b) Reubicación de transformador de distribución existente. c) Reemplazo de transformador de distribución existente.</p>	<p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador.</p>
<p>144 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 35 Elemento Subestación Eléctrica Área de oportunidad Monitoreo de parámetros de calidad de energía Opciones de Solución ("PROYECTO") Medición de parámetros de calidad Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. b) Instalación de nuevos medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. c) Reemplazo de medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. d) Reemplazo medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. e) Instalación de concentrador de datos. f) Reemplazo de concentradores de datos.</p>	<p>No. 35 Elemento Subestación Eléctrica Área de oportunidad Monitoreo de parámetros de calidad de energía Opciones de Solución ("PROYECTO") Medición de parámetros de calidad Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. b) Instalación de nuevos medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. c) Reemplazo de medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. d) Reemplazo medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. e) Instalación de concentrador de datos. f) Reemplazo de concentradores de datos. g) Filtrado de las corrientes armónicas. Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de</p>

	<p>accesorios, soportes e instalación de sistema de tierras</p>	<p>potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador</p>
<p>144 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 37 Elemento Circuito Área de oportunidad Tensión de operación del suministro menor al 90%</p>	<p>Comentario: Es necesario sea revisada la máxima caída de tensión del 90%, en la tensión de suministro a la acometida de baja tensión, para hacerse congruente con la caída de tensión máxima permitida interna, para los circuitos alimentadores y circuitos derivados, de las instalaciones particulares de baja tensión, como lo indica la NOM-001-SEDE.</p> <p>Esto de tal forma que, la tensión en terminales del equipo sea del 90%.</p>

<p>144 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 38 y 39 Elemento Subestación Eléctrica Área de oportunidad Tensión de operación del suministro menor al 90%</p>	<p>Comentario: Es necesario sea revisada la máxima caída de tensión del 90%, en la tensión de suministro a la acometida de baja tensión, para hacerse congruente con la caída de tensión máxima permitida interna, para los circuitos alimentadores y circuitos derivados, de las instalaciones particulares de baja tensión, como lo indica la NOM-001-SEDE.</p> <p>Esto de tal forma que, la tensión en terminales del equipo sea del 90%.</p>
<p>145 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 40, 41 y 43 Elemento Circuito Área de oportunidad Tensión de operación del suministro menor al 90%</p>	<p>Comentario: Es necesario sea revisada la máxima caída de tensión del 90%, en la tensión de suministro a la acometida de baja tensión, para hacerse congruente con la caída de tensión máxima permitida interna, para los circuitos alimentadores y circuitos derivados, de las instalaciones particulares de baja tensión, como lo indica la NOM-001-SEDE.</p> <p>Esto de tal forma que, la tensión en terminales del equipo sea del 90%.</p>
<p>145 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios</p>	<p>No. 42 Elemento Circuito Área de oportunidad Tensión de operación del suministro menor al 90% Alcance de la Opción de Solución</p>	<p>Comentario: Es necesario sea revisada la máxima caída de tensión del 90%, en la tensión de suministro a la acometida de baja tensión, para hacerse congruente con la caída de tensión máxima permitida interna, para los circuitos alimentadores y circuitos derivados, de las instalaciones</p>

<p>de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Reemplazo de transformadores de distribución.</p>	<p>particulares de baja tensión, como lo indica la NOM-001-SEDE.</p> <p>Esto de tal forma que, la tensión en terminales del equipo sea del 90%.</p> <p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador</p>
<p>146 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM</p>	<p>No. 44, 45 y 46 Elemento Zona Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p>

<p>/ 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>		<p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador</p>
<p>146 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos / Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p>	<p>No. 47 Elemento Zona Alcance de la Opción de Solución Podrá incluir las siguientes obras: a) Planta solar. b) Construcción de red de media tensión. c) Instalación de nuevos transformadores de distribución.</p>	<p>Comentarios: Con el crecimiento de las tecnologías de la electrónica de potencia, existe un alto contenido de corriente armónica; la cual, puede implicar la degradación de la capacidad del transformador, por el calentamiento sin llenar a su capacidad nominal.</p> <p>Además, con el uso de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en Y aterrizada / Y aterrizada, así como en Y aterrizada / T.</p> <p>Es importante considerarse que, este tipo de transformadores provocará la circulación de las corrientes armónicas de tercer orden, en la red de Media Tensión y en los transformadores de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV; los cuales, estén conectados a la RNT.</p> <p>Por lo mismo es necesario el filtrado de las corrientes armónicas.</p> <p>También es más recomendable la conexión delta en el devanado primario del transformador</p>
<p>153 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL</p>	<p>Para la selección de programas y proyectos de inversión relacionados con los objetivos de</p>	<p>Para la selección de programas y proyectos de inversión relacionados con los objetivos de incremento en la confiabilidad y/o</p>

<p>SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM / 6.9 Criterios para el análisis Costo-Beneficio de los PAMRGD / Criterios para la priorización y selección de proyectos</p>	<p>incremento en la confiabilidad y/o la calidad de la potencia eléctrica, y la reducción de pérdidas, se preferirán aquellos que, cumpliendo con los parámetros de rentabilidad, ofrezcan los mayores beneficios con respecto a un mismo monto de inversión.</p> <p>Los programas y proyectos de inversión seleccionados por el Distribuidor serán incluidos en el PAMRGD.</p>	<p>la calidad de la potencia eléctrica, y la reducción de pérdidas, se preferirán aquellos que, cumpliendo con los parámetros de rentabilidad, ofrezcan los mayores beneficios con respecto a un mismo monto de inversión.</p> <p>En el caso de no ser así, el proyecto debe ser evaluado de acuerdo a su beneficio social, por el número de personas beneficiadas con el proyecto.</p> <p>Los programas y proyectos de inversión seleccionados por el Distribuidor serán incluidos en el PAMRGD.</p> <p>Comentarios: En la actualidad hay proyectos de la RNT que no cumplen los criterios técnicos y económicos; razón por la cual, no son considerados por el Cenace. Sin embargo, el no llevarlos a efecto implicará la suspensión definitiva del suministro de energía eléctrica a las cargas. Al utilizarse el Beneficio Social será posible la realización del proyecto.</p>
<p>154 y 155 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 2 Estados Operativos del SEN / 2.1 Criterios generales / 2.1.2 Estado Operativo Normal / Tabla 2.1.2. Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal.</p>	<p>Estado Operativo Normal Tensión Nominal (kV) 400, 230, 161, 138, 115, 85, 69, 34.5, 23 y 13.8 Tensión mínima de operación (%) -5% Tensión máxima de operación (%) +5%</p>	<p>Estado Operativo Normal Tensión Nominal (kV) 400, 230, 161, 138, 115, 85, 69, 34.5, 23 y 13.8 Tensión mínima de operación (%) -5% Tensión máxima de operación (%) +5%</p> <p>Notas: 1.- El comportamiento de la tensión es un efecto combinado de la regulación, en las redes de Extra Alta Tensión, Alta tensión, Media tensión y Baja Tensión.</p> <p>2.- Las tolerancias de +5% establecidas para la tensión, se refieren a los rangos de la tensión normalmente a ser controlados, en las subestaciones fuente (de envío) de Generación, Transportista,</p>

		<p>Distribuidor y acometidas de las subestaciones de carga de los Usuarios de Alta y Media Tensión (de recepción) cercanas a dichas fuentes.</p> <p>3.- Las tolerancias de -5% establecidas para la tensión, se refieren a los rangos de la tensión normalmente a ser entregados, en las acometidas de las subestaciones de carga de los Usuarios de Alta y Media Tensión alejadas de las subestaciones fuentes.</p> <p>4.- Para evitarse operar en tensiones menores a los voltajes nominales, en las subestaciones fuente del Transportista por tenerse tolerancias propias de control del Cenace de -3%, -2.5% o -2%, es necesario que las cargas con efectos de fluctuaciones de la tensión como son las acereras y demás cargas similares; reduzcan sus fluctuaciones a valores aceptables, como podría ser por ejemplo con el uso de compensación dinámica reactiva. Así como también implica la instalación de más compensación dinámica de este tipo, en la red de 400 kV del Transportista.</p> <p>Lo anterior permitirá en un futuro la reducción de las tolerancias de la tensión a rangos de hasta +/-1.5%, como son los comúnmente utilizados a nivel internacional, en los cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga de los transformadores.</p> <p>5.- El Código de Red hasta el 8 de abril de 2019, no consideraba los límites en las fluctuaciones de la tensión producidas por las cargas de los Usuarios de Alta y Media Tensión; debido a factores de potencia en adelanto >1, como</p>
--	--	---

		<p>antes lo establecía el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (inductivo $0.9 \leq F.P. \leq 1$). Razón por la cual, habría que esperarse controlarse dicha situación en las cargas.</p> <p>6.- No debe perderse de vista que la resistencia y reactancia internas de los transformadores, junto con el factor de potencia de la carga, determinan la caída de tensión propia del transformador. Motivo por el cual, entre mayor sea la impedancia del transformador, mayor será la caída de tensión interna del transformador.</p> <p>7.- La regulación de la tensión en los buses secundarios de las subestaciones de Distribución y de las cargas de los Usuarios en Alta y Media Tensión conectadas a la RNT, será posible siempre y cuando sean considerados transformadores, con cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga o reguladores automáticos de tensión, en los circuitos de media tensión.</p> <p>8.- Esto amerita un diagnóstico completo de la red del Transportista, Usuarios de Alta y Media Tensión, Distribuidor en forma conjunta con el Cenace, porque los criterios de diseño de la red de Media Tensión anteriores al Código de Red sólo tomaban en cuenta estos aspectos en situaciones muy particulares; lo cual, pudiera implicar un programa de inversiones multianuales.</p> <p>9.- En el caso de los transformadores del Transportista también es pertinente, el diagnóstico del estado de los cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga. Porque en un futuro y con tolerancias de +/-</p>
--	--	---

		<p>1.5% en el voltaje, serán requeridos.</p> <p>10.- Habría que revisarse las normas NOM y NMX de transformadores en México, para ver si incluyen la utilización del cambiador automático de las derivaciones bajo carga. En el caso contrario, es recomendable la adecuación de estas.</p> <p>Con relación a las especificaciones de transformadores de CFE, Distribución si incluye el aspecto del cambiador automático de las derivaciones bajo carga, pero se recomienda sea más detallado en cuanto a sus alarmas y bloqueos.</p> <p>En el caso de las especificaciones de transformadores de CFE Transmisión, si incluye el aspecto del cambiador de las derivaciones bajo carga, pero se deja abierta la especificación de su automatismo, alarmas y bloqueos. En donde esta situación ocasiona una falta de homologación a nivel nacional.</p> <p>11.- Habría que revisarse las normas NOM y NMX, a fin de ver si existen dichas normas, para reguladores automáticos de tensión en Alta y Media Tensión.</p> <p>12.- Cenace además establece límites preventivos de alerta, en sus tolerancias propias de control de la tensión, de las instalaciones fuente del Transportista. En donde dichos límites son para la ejecución de acciones de control.</p> <p>Comentarios: Sólo como referencia se incluye parte del artículo siguiente:</p> <p>Rocky Mountain Area Voltage Coordination Guidelines</p>
--	--	---

		<p>As Updated by the Voltage Coordination Work Group (VCWG)</p> <p>for the Colorado Coordinated Planning Group (CCPG) December 2016</p> <p>PHILOSOPHY OF THE VOLTAGE COORDINATION GUIDELINES</p> <p>Introduction:</p> <p>The Voltage Coordination Guidelines (“Guidelines” or VCG) were developed to improve overall steady state voltage coordination between area utilities, transmission and/or generation companies, or similar organizations, hereafter referred to as “entities”.</p> <p>This coordination ensures:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> That different utilities and areas do not have conflicting voltage control objectives. <input type="checkbox"/> That appropriate voltage scheduling objectives are defined for each area. <input type="checkbox"/> That voltage control equipment capabilities and settings are documented. <input type="checkbox"/> That appropriate attention is given to issues such as voltage collapse and/or circulating VAR problems. <p>The voltage control objectives outlined in these guidelines are intended to supplement NERC, WECC and entity planning and operating criteria. The philosophy of voltage coordination in the Rocky Mountain Region can be thought of as a voltage target, with three main levels defined as “ideal”, “acceptable”, and “abnormal”. These Voltage Coordination Guidelines are directed at ideal transmission system steady state voltages, to the extent</p>
--	--	---

		<p>possible. NERC, WECC, and entity planning and operating criteria are in place to ensure acceptable and Abnormal voltage levels are maintained. Please refer to the region-specific sections in this VCG document for the ideal, acceptable, and/or Abnormal voltage range data for a given region.</p> <p>Compliance This document, as formally accepted by each of the Transmission Operators (TOP) and Transmission Planners (TPL) identified in a separate signature letter, serves to support compliance evidence with currently enforceable NERC Reliability Standards.</p> <p>Ideal Voltages: These ideal or optimum voltages are characterized primarily by transmission and generation system operators having options available to control transmission voltages in a region. The system is usually operating in this ideal state, and typically a system's ideal transmission voltage at key transmission substation buses is maintained in the range of 1.02 – 1.04 per-unit.</p> <p>Acceptable Voltages: When loads or utilization of available generation resources are at extremes, and control options have been exhausted, then system operators may not be able to maintain the ideal voltage profile, but voltages are normally still within an acceptable range which is typically 0.95 to 1.05 per unit.</p> <p>Abnormal Voltages: This category is characterized by loads or utilization of available generation resources at extreme</p>
--	--	---

		<p>levels, and/or combined with a forced outage of generation or transmission. The system rarely enters this state, but the system is capable of operation in this state until system adjustments can be accomplished. In the absence of voltage collapse issues, the Abnormal voltage ranges are typically 0.90 to 0.95 and 1.05 to 1.10 per unit. Further, the system can only be operated in this Abnormal range¹ for a limited time, while system readjustments are made to get to a new secure state where voltages are restored to more acceptable limits. Prompt corrective actions are also to be taken for voltages outside this range.</p> <p><small>¹ Breaker performance under abnormal voltage conditions are based on the applicable ANSI and IEEE standards to which the breaker was manufactured (i.e. year of manufacturer). These standards include C37.04, C37.06, C37.09 and C37.011. Each entity or Transmission Owner/Operator is responsible for establishing that system breakers are capable of performing acceptably under abnormal voltage conditions.</small></p> <p>REGION 1 - NORTHWEST COLORADO</p> <p>Voltage Guidelines Specific to the Northwest Colorado Area</p> <p>The numbering of the items below is keyed to the numbering scheme used in the section on <i>Coordinated Voltage Control - Principles and Practices</i>.</p> <p>P&P Ref # 8</p> <p>Region-Specific Notes or Comments.</p> <p>The following table lists the ideal, acceptable, and abnormal steady state voltages ranges for all the Transmission System Operators in the Region 1 to use to operate the transmission grid:</p>
--	--	---

		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">*Bus Type</th> <th colspan="2">Low Voltage Limit</th> <th colspan="2">High Voltage Limit</th> </tr> <tr> <th>138kV Bus</th> <th>230kV Bus</th> <th>138kV Bus</th> <th>230kV Bus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Regulating Bus: Ideal Voltage Range</td> <td>139kV (1.01 PU)</td> <td>232kV (1.01 PU)</td> <td>142kV (1.03 PU)</td> <td>237kV (1.03 PU)</td> </tr> <tr> <td>Regulating Bus: **Ideal Voltage Range (unusual conditions)</td> <td>141kV (1.02 PU)</td> <td>237kV (1.03 PU)</td> <td>145kV (1.05 PU)</td> <td>242kV (1.05 PU)</td> </tr> <tr> <td>Non-Regulating Bus: Ideal Voltage Range</td> <td>138kV (1.00 PU)</td> <td>230kV (1.00 PU)</td> <td>142kV (1.03 PU)</td> <td>236kV (1.03 PU)</td> </tr> <tr> <td>Regulating Bus: Acceptable Voltage Range</td> <td>132kV (0.96 PU)</td> <td>221kV (0.96 PU)</td> <td>145kV (1.05 PU)</td> <td>242kV (1.05 PU)</td> </tr> <tr> <td>Regulating Bus: Abnormal Voltage Range</td> <td>128kV (0.93 PU)</td> <td>214kV (0.93 PU)</td> <td>148kV (1.07 PU)</td> <td>247kV (1.07 PU)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*A Regulating Bus is defined as any transmission or generation bus with a voltage schedule (voltage range) that is maintained using automatically controllable reactive power devices. Automatically controllable reactive power devices include generators, switchable capacitors and inductors, synchronous condensers, transformers with under load tap changers, static var compensators (SVC), etc.</p> <p>**Ideal Voltage Range may include operation under unusual conditions where upcoming heavy system loads or facility outages may be anticipated. To prepare for these events the Operators may adjust the system for higher initial voltages, in anticipation of these upcoming higher system stress conditions.</p> <p>P&P Ref # 10</p> <p>Region-Specific Notes or Comments</p> <p>The Wolcott transformer taps will be changed seasonally as needed. The load is too remote for effective voltage control with the Craig and Hayden units. PSCo is installing two 20 MVAR shunt reactors at the Wolcott 230kV bus in 2018 to provide more local voltage control.</p> <p>Por lo antes expuesto se requiere un diagnóstico previo del comportamiento de la tensión en los nodos de envío y recepción.</p> <p>De igual forma posteriormente serán establecidos los rangos de regulación máximos permitidos, para las diferentes tensiones de Extra Alta, Alta y Media Tensión.</p>	*Bus Type	Low Voltage Limit		High Voltage Limit		138kV Bus	230kV Bus	138kV Bus	230kV Bus	Regulating Bus: Ideal Voltage Range	139kV (1.01 PU)	232kV (1.01 PU)	142kV (1.03 PU)	237kV (1.03 PU)	Regulating Bus: **Ideal Voltage Range (unusual conditions)	141kV (1.02 PU)	237kV (1.03 PU)	145kV (1.05 PU)	242kV (1.05 PU)	Non-Regulating Bus: Ideal Voltage Range	138kV (1.00 PU)	230kV (1.00 PU)	142kV (1.03 PU)	236kV (1.03 PU)	Regulating Bus: Acceptable Voltage Range	132kV (0.96 PU)	221kV (0.96 PU)	145kV (1.05 PU)	242kV (1.05 PU)	Regulating Bus: Abnormal Voltage Range	128kV (0.93 PU)	214kV (0.93 PU)	148kV (1.07 PU)	247kV (1.07 PU)
*Bus Type	Low Voltage Limit			High Voltage Limit																																
	138kV Bus	230kV Bus	138kV Bus	230kV Bus																																
Regulating Bus: Ideal Voltage Range	139kV (1.01 PU)	232kV (1.01 PU)	142kV (1.03 PU)	237kV (1.03 PU)																																
Regulating Bus: **Ideal Voltage Range (unusual conditions)	141kV (1.02 PU)	237kV (1.03 PU)	145kV (1.05 PU)	242kV (1.05 PU)																																
Non-Regulating Bus: Ideal Voltage Range	138kV (1.00 PU)	230kV (1.00 PU)	142kV (1.03 PU)	236kV (1.03 PU)																																
Regulating Bus: Acceptable Voltage Range	132kV (0.96 PU)	221kV (0.96 PU)	145kV (1.05 PU)	242kV (1.05 PU)																																
Regulating Bus: Abnormal Voltage Range	128kV (0.93 PU)	214kV (0.93 PU)	148kV (1.07 PU)	247kV (1.07 PU)																																
155 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE ESTADOS OPERATIVOS DEL	En el Estado Operativo de Alerta todas las variables del sistema eléctrico pueden o no estar dentro de sus límites operativos, y ante la	En el Estado Operativo de Alerta todas las variables del sistema eléctrico pueden o no estar dentro de sus límites operativos nominales , y ante la ocurrencia de la CSMS, una,																																		

<p>SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 2 Estados Operativos del SEN / 2.1.3 Estado Operativo de Alerta</p>	<p>ocurrencia de la CSMS, una, o algunas, de las variables del sistema queda fuera de sus límites operativos, u ocasionar la operación de un EAR.</p>	<p>o algunas, de las variables del sistema queda fuera de sus límites operativos, u ocasionar la operación de un EAR.</p> <p>Además, deben quedar establecidos para tomarse acciones inmediatas, de mediano y largo plazo, que permitan llevar el SEN al Estado Operativo Normal.</p> <p>Comentarios: Se incluye el término nominales para no confundirse con los límites de sobrecarga.</p> <p>En la actualidad Cenace tiene establecidos algunos límites de los Estado Operativos de Alerta, cuando una carga alimentada por 2 o más líneas, queda en forma radial por una sola línea con 30 MW o más de carga, en las tensiones de 69 kV, 85 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV y 400 kV.</p> <p>Este criterio no es práctico porque las capacidades de las cargas difieren de acuerdo con el nivel de tensión. Por dicha razón, deben existir valores diferentes de acuerdo con el nivel de tensión.</p> <p>En el caso de las cargas alimentadas con sólo 2 líneas, en donde la apertura de una de ellas no debería generar el Estado Operativo de Alerta, porque entonces implicaría tenerse que construir una tercera línea. Situación que no es viable técnica ni económicamente, por el sólo hecho de abrirse una línea.</p> <p>También Cenace modifica la Topología de Red ante la existencia de un Estado Operativo de Alerta, aun cuando no exista una falla por más de 20 minutos que, exceda los límites de cargabilidad</p>
---	---	--

		de líneas de Transmisión y Transformadores.
155 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Introducción	En este Manual Regulatorio se definen a detalle los lineamientos que debe cumplir el Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado y sus representados que intervengan en la operación del SEN, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del propio SEN.	En este Manual Regulatorio se definen a detalle los lineamientos que debe cumplir el Cenace, Transportista, Usuario en Alta Tensión , Distribuidor y Participante del Mercado y sus representados que intervengan en la operación del SEN, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del propio SEN.
165 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.1 Cenace / 1.1.1 Resumen	Este capítulo define el objetivo general, su alcance, su obligatoriedad y las entidades encargadas de vigilar su observancia. Asimismo, se mencionan los propósitos básicos que se persiguen en el Control Operativo del SEN y Operación del MEM, así como la interacción entre los diferentes Centros de Control del Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para el logro de los propósitos mencionados.	Este capítulo define el objetivo general, su alcance, su obligatoriedad y las entidades encargadas de vigilar su observancia. Asimismo, se mencionan los propósitos básicos que se persiguen en el Control Operativo del SEN y Operación del MEM, así como la interacción entre los diferentes Centros de Control del Cenace, Transportista, Suministrador, Comercializador , Distribuidor y Participante del Mercado para el logro de los propósitos mencionados.
166 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.1 Cenace / 1.1.2 Del carácter, interpretación, actualización y observancia	El presente Manual Regulatorio es de carácter técnico operativo y tiene como objetivo establecer las reglas a las que deben sujetarse los Operadores de las Centrales Eléctricas, Transportista, Distribuidor, Participante del MEM y el Cenace, que intervengan o deban intervenir en el Control Operativo del SEN y operación del MEM.	El presente Manual Regulatorio es de carácter técnico operativo y tiene como objetivo establecer las reglas a las que deben sujetarse los Operadores de las Centrales Eléctricas, Transportista, Suministrador, Comercializador , Distribuidor, Participante del MEM y el Cenace, que intervengan o deban intervenir en el Control Operativo del SEN y operación del MEM. b. La normatividad establecida en este Manual Regulatorio conforma

	<p>b. La normatividad establecida en este Manual Regulatorio conforma los requisitos indispensables para que el Control Operativo del SEN y Operación del MEM para mantener la seguridad del SEN.</p> <p>c. En el proceso básico de suministrar la energía eléctrica, intervienen el Participante del MEM, Transportista, Distribuidor y el Cenace quien es la entidad encargada de la administración del Control Operativo del SEN y Operación del MEM. A todos ellos compete su aplicación, observancia y fiel cumplimiento de este Manual Regulatorio.</p> <p>d. Corresponde a la CRE la vigilancia de la aplicación de las reglas contenidas en el presente Manual Regulatorio, así como su revisión y actualización permanente para mantenerlo acorde con la LIE. La CRE podrá apoyarse en el Cenace, Transportista y Distribuidor para su revisión y actualización.</p>	<p>los requisitos indispensables para que el Control Operativo del SEN y Operación del MEM para mantener la seguridad del SEN.</p> <p>c. En el proceso básico de suministrar la energía eléctrica, intervienen el Participante del MEM, Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y el Cenace quien es la entidad encargada de la administración del Control Operativo del SEN y Operación del MEM. A todos ellos compete su aplicación, observancia y fiel cumplimiento de este Manual Regulatorio.</p> <p>d. Corresponde a la CRE la vigilancia de la aplicación de las reglas contenidas en el presente Manual Regulatorio, así como su revisión y actualización permanente para mantenerlo acorde con la LIE. La CRE podrá apoyarse en el Cenace, Transportista y Distribuidor para su revisión y actualización.</p>
<p>167 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.1 Cenace / 1.1.3 Del proceso básico de la operación y</p>	<p>Nivel Tercer Nivel Entidad responsable Centro de Control del Transportista y Participante del MEM en Alta Tensión. Funciones Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde coordinar, supervisar y operar físicamente las instalaciones y supervisar las variables</p>	<p>Nivel Tercer Nivel Entidad responsable Centro de Control del Transportista, Suministrador y Participante del MEM en Alta Tensión. Funciones Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde coordinar, supervisar y operar físicamente las instalaciones y supervisar las variables eléctricas de la parte del SEN bajo su responsabilidad, organizando la totalidad de solicitudes de licencia de su</p>

<p>los niveles operativos</p>	<p>eléctricas de la parte del SEN bajo su responsabilidad, organizando la totalidad de solicitudes de licencia de su ámbito de influencia y realizando un filtrado preliminar con base a criterios aprobados por el Cenace. Así mismo debe coordinarse con el 2do. y 4to. nivel para la atención de Disturbios y control de tensión y programación de licencias, sujetándose operativamente a las instrucciones y lineamientos del 2do. nivel.</p>	<p>ámbito de influencia y realizando un filtrado preliminar con base a criterios aprobados por el Cenace. Así mismo debe coordinarse con el 2do. y 4to. nivel para la atención de Disturbios de la RNT y control de tensión y programación de licencias, sujetándose operativamente a las instrucciones y lineamientos del 2do. nivel.</p> <p>Comentarios: Se elimina el 4to. Nivel por la comunicación directa que, mantienen los Centros de Control y del Distribuidor y Participantes del MEM en Media Tensión, con el 2do. Nivel del Cenace.</p>
<p>168 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.1 Cenace / 1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos</p>	<p>Nivel Cuarto Nivel Entidad responsable Centros de Control y del Distribuidor y Participantes del MEM en Media Tensión. Funciones Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde operar las variables eléctricas de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los Centros de Control del Tercer Nivel para el control de variables eléctricas y atención de Disturbios en la red de Distribución para el cumplimiento de sus responsabilidades.</p> <p>Deberá coordinarse con el Cenace para la atención de Disturbios y mantenimientos en la red que pertenece al MEM.</p> <p>Las Centrales Eléctricas interconectadas a las RGD se comunicarán con el Cenace para poder realizar su sincronismo/desconexión de las RGD, ya sea de manera programada, de emergencia o por falla. Para el mantenimiento aplicará lo establecido en el Manual de Programación de Mantenimientos. Toda coordinación entre el cuarto nivel</p>	<p>Nivel Cuarto Tercer Nivel Entidad responsable Centros de Control y del Distribuidor y Participantes del MEM en Media Tensión. Funciones Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde operar las variables eléctricas de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los Centros de Control del Tercer Nivel para el control de variables eléctricas y atención de Disturbios en la red de Distribución para el cumplimiento de sus responsabilidades.</p> <p>Deberá coordinarse con el Cenace para la atención de Disturbios y mantenimientos en la red que pertenece al MEM.</p> <p>Las Centrales Eléctricas interconectadas a las RGD se comunicarán con el Cenace para poder realizar su sincronismo/desconexión de las RGD, ya sea de manera programada, de emergencia o por falla. Para el mantenimiento aplicará lo establecido en el Manual de Programación de Mantenimientos. Toda coordinación entre el cuarto tercer nivel y el segundo nivel deberá realizarse en forma directa por medio del tercer nivel operativo.</p> <p>Comentarios: Se propone el cambio de Cuarto a Tercer Nivel por la</p>

	y el segundo nivel deberá realizarse por medio del tercer nivel operativo.	comunicación directa que, mantiene con el Segundo Nivel del Cenace.
168 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control / 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información	a. El Cenace podrá solicitar a Distribuidor, Transportista y Participant del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la	a. El Cenace podrá solicitar a Distribuidor, Suministrador, Comercializador , Transportista y Participant del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la
169 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control / 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información	b. El Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar en forma oportuna a las diferentes áreas operativas involucradas, los reportes e informes establecidos en las Bases del MEM. Así como la siguiente información: i. Reporte de Disturbios; ii. Novedades Relevantes, y iii. Condiciones de la red.	b. El Cenace, Transportista, Suministrador, Comercializador , Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar en forma oportuna a las diferentes áreas operativas involucradas, los reportes e informes establecidos en las Bases del MEM. Así como la siguiente información: i. Reporte de Disturbios; ii. Novedades Relevantes, y iii. Condiciones de la red.
169 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información	f. Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (<i>EMS</i> , por sus	f. Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Comercializador , Distribuidor y Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (<i>EMS</i> , por sus siglas en inglés) del Cenacede acuerdo a la

<p>Comunicación y Control / 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información</p>	<p>siglas en inglés) del Cenacede acuerdo a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable</p>	<p>regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable</p>
<p>170 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control / 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información</p>	<p>Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deben mantener actualizada la siguiente información operativa entregada al Cenace, además de lo especificado en las Bases del MEM:</p>	<p>Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM, deben mantener actualizada la siguiente información operativa entregada al Cenace, además de lo especificado en las Bases del MEM:</p>
<p>170 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control / 1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores</p>	<p>d. Transportista, Distribuidor, y los Participantes del Mercado, son los responsables de proveer y mantener los medios de comunicación de voz y datos que se indiquen en las Disposiciones y Manuales correspondientes en materia de tecnologías de información y comunicación, que les permitan entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN.</p>	<p>d. Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor, y los Participantes del Mercado, son los responsables de proveer y mantener los medios de comunicación de voz y datos que se indiquen en las Disposiciones y Manuales correspondientes en materia de tecnologías de información y comunicación, que les permitan entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN.</p>
<p>171 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>g. En casos de emergencia de la RNT y las RGD, que ocasionen</p>	<p>g. En casos de emergencia de la RNT y las RGD, que ocasionen afectación a usuarios finales o</p>

<p>COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control / 1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores</p>	<p>afectación a usuarios finales o pongan en riesgo la estabilidad del SEN, el Transportista y el Distribuidor podrán hacer uso de instalaciones en servicio inmediato, informando de las condiciones al Cenace. Estas instalaciones en servicio inmediato deben realizar funcionalidades básicas de envío de información de telemetría (estado, P, Q, f y V). El tiempo máximo de restablecimiento de la infraestructura que provocó el caso de emergencia será de 1 año. Transportista y Distribuidor deben informar al Cenace de los avances de este restablecimiento de forma trimestral.</p>	<p>pongan en riesgo la estabilidad del SEN, el Transportista, Usuario de Alta Tensión y el Distribuidor podrán hacer uso de instalaciones en servicio inmediato, informando de las condiciones al Cenace. Estas instalaciones en servicio inmediato deben realizar funcionalidades básicas de envío de información de telemetría (estado, P, Q, f y V). El tiempo máximo de restablecimiento de la infraestructura que provocó el caso de emergencia será de 1 año. Transportista, Usuario de Alta Tensión y Distribuidor deben informar al Cenace de los avances de este restablecimiento de forma trimestral.</p>
<p>171 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.3 Operadores / 1.3.1 Resumen</p>	<p>Este capítulo contiene los lineamientos a los que deben sujetarse los operadores en lo referente al registro de las operaciones, uso de las comunicaciones, uso de los sistemas de información, actuación en casos de emergencia e interacción con otros operadores. Aplica a cualquier instalación representada por Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Entidad Responsable de Carga y los Centros de Control del Cenace.</p>	<p>Este capítulo contiene los lineamientos a los que deben sujetarse los operadores en lo referente al registro de las operaciones, uso de las comunicaciones, uso de los sistemas de información, actuación en casos de emergencia e interacción con otros operadores. Aplica a cualquier instalación representada por Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor, Central Eléctrica, Entidad Responsable de Carga y los Centros de Control del Cenace.</p>
<p>172 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>f. En caso de disturbio o emergencia en la RNT y las RGD que pertenecen</p>	<p>f. En caso de disturbio o emergencia en la RNT y las RGD que pertenecen al MEM, el</p>

<p>COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.3 Operadores / 1.3.3 De las actividades propias del turno</p>	<p>al MEM, el Operador del Transportista, Distribuidor y/o del Participante del MEM, deberán coordinarse con el Operador del Cenace para restablecer las condiciones operativas, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento. Una vez resuelta la emergencia deberá informar a sus superiores y entidades involucradas. g. Durante cualquier Estado Operativo que guarde el SEN, la instrucción emitida por el Operador del Cenace deberá ser respetada; así, por ejemplo, las instrucciones del Operador del Centro Nacional del Cenace prevalecerán sobre las del Operador de la Gerencia de Control Regional del Cenace, así como las instrucciones emitidas por el Operador del Cenace sobre las de los Operadores de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.</p>	<p>Operador del Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y/o del Participante del MEM, deberán coordinarse con el Operador del Cenace para restablecer las condiciones operativas, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento. Una vez resuelta la emergencia deberá informar a sus superiores y entidades involucradas. g. Durante cualquier Estado Operativo que guarde el SEN, la instrucción emitida por el Operador del Cenace deberá ser respetada; así, por ejemplo, las instrucciones del Operador del Centro Nacional del Cenace prevalecerán sobre las del Operador de la Gerencia de Control Regional del Cenace, así como las instrucciones emitidas por el Operador del Cenace sobre las de los Operadores de Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM.</p>
<p>173 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.3 Operadores / 1.3.3 De las</p>	<p>i. En caso de disturbio, el Operador del Cenace puede ordenar la formación de islas eléctricas con las Unidades de Central Eléctrica, cuando así convenga para el restablecimiento del</p>	<p>i. En caso de disturbio, el Operador del Cenace puede ordenar la formación de islas eléctricas con las Unidades de Central Eléctrica, cuando así convenga para el restablecimiento del Estado Operativo Normal coordinando a los Operadores del Transportista, Suministrador,</p>

<p>actividades propias del turno</p>	<p>Estado Operativo Normal coordinando a los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de los procesos de restablecimiento acordados y criterios de restablecimiento definidos por el Cenace. k. Los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado deben proporcionar toda la información operativa solicitada por el Cenace con prontitud y exactitud.</p>	<p>Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de los procesos de restablecimiento acordados y criterios de restablecimiento definidos por el Cenace. k. Los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del Mercado deben proporcionar toda la información operativa solicitada por el Cenace con prontitud y exactitud.</p>
<p>173 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.3 Operadores / 1.3.4 De la comunicación e instrucciones</p>	<p>g. Los Operadores de Transportista, Distribuidor, Participante del MEM y del Cenace deben consultar, a través de los medios con que cuenten, los pronósticos del clima, emergencias ambientales, disturbios o condiciones sociales en el área de su competencia que puedan afectar la seguridad operativa y deben informar al Operador del nivel operativo superior y a sus superiores con la frecuencia que se requiera.</p>	<p>g. Los Operadores de Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor, Participante del MEM y del Cenace deben consultar, a través de los medios con que cuenten, los pronósticos del clima, emergencias ambientales, disturbios o condiciones sociales en el área de su competencia que puedan afectar la seguridad operativa y deben informar al Operador del nivel operativo superior y a sus superiores con la frecuencia que se requiera.</p>
<p>174 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades /</p>	<p>1.4 Transportista y Distribuidor a. Es responsabilidad del Transportista y Distribuidor atender los lineamientos emitidos por el Cenace para la</p>	<p>1.4 Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor a. Es responsabilidad del Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor atender los lineamientos emitidos por el Cenace para la elaboración de</p>

	<p>elaboración de sus programas de salidas para mantenimiento, y así garantizar que no violan los criterios de Confiabilidad ni las Reglas del MEM y entregar los mismos en los tiempos establecidos y por los periodos especificados en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM, cumplirlo en base a lo conciliado y dar seguimiento puntual a los resultados publicados por el Cenace.</p> <p>b. Los programas de salidas para mantenimiento no están limitados a las Licencias para los mantenimientos propios de los equipos primarios. Transportista y Distribuidor también deben presentar al Cenace las solicitudes de Licencias necesarias para la puesta en servicio de nuevas instalaciones, para trabajos de Ampliación o Modernización de las instalaciones existentes y para trabajos en la red de fibra óptica, o las que el Cenace considere convenientes, pertenecientes al MEM. Es responsabilidad del Cenace, retroalimentar de forma mensual, al Transportista y Distribuidor del comportamiento de la disponibilidad.</p> <p>c. Es responsabilidad del Transportista y Distribuidor informar</p>	<p>sus programas de salidas para mantenimiento, y así garantizar que no violan los criterios de Confiabilidad ni las Reglas del MEM y entregar los mismos en los tiempos establecidos y por los periodos especificados en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM, cumplirlo en base a lo conciliado y dar seguimiento puntual a los resultados publicados por el Cenace.</p> <p>b. Los programas de salidas para mantenimiento no están limitados a las Licencias para los mantenimientos propios de los equipos primarios. Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor también deben presentar al Cenace las solicitudes de Licencias necesarias para la puesta en servicio de nuevas instalaciones, para trabajos de Ampliación o Modernización de las instalaciones existentes y para trabajos en la red de fibra óptica, o las que el Cenace considere convenientes, pertenecientes al MEM. Es responsabilidad del Cenace, retroalimentar de forma mensual, al Transportista y Distribuidor del comportamiento de la disponibilidad.</p> <p>c. Es responsabilidad del Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor informar oportunamente al Cenace, con una anticipación mínima de 90 días hábiles previos a la puesta en servicio, de las obras de Modernización, nuevos proyectos y/o Ampliación del SEN que afecten de forma directa o indirecta la disponibilidad de los equipos que conforman la RNT y las RGD pertenecientes al MEM,</p>
--	--	---

	<p>oportunamente al Cenace, con una anticipación mínima de 90 días hábiles previos a la puesta en servicio, de las obras de Modernización, nuevos proyectos y/o Ampliación del SEN que afecten de forma directa o indirecta la disponibilidad de los equipos que conforman la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, y que se tengan que considerar dentro de la programación en la solicitud de licencia, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas. Además, es responsabilidad del Transportista y Distribuidor informar al Cenace de todas aquellas actividades en sus instalaciones que puedan afectar el funcionamiento y disponibilidad de los EMS y Sistemas de Comunicación con el Cenace, por lo que dichos trabajos deberán estar invariablemente amparados por una Licencia.</p>	<p>y que se tengan que considerar dentro de la programación en la solicitud de licencia, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas. Además, es responsabilidad del Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor informar al Cenace de todas aquellas actividades en sus instalaciones que puedan afectar el funcionamiento y disponibilidad de los EMS y Sistemas de Comunicación con el Cenace, por lo que dichos trabajos deberán estar invariablemente amparados por una Licencia.</p>
<p>175 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.5 Recursos de Demanda</p>	<p>serán utilizados por el Cenace para la programación de Licencias de Mantenimiento de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor, conforme a lo establecido al Manual</p>	<p>serán utilizados por el Cenace para la programación de Licencias de Mantenimiento de Central Eléctrica, Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p>

Controlable Garantizada	Regulatorio de Programación de Salidas.	
<p>175 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 1 Responsabilidades / 1.6 Procedimiento de respaldo de Centros de Control en caso de fuerza mayor</p>	<p>Con el objetivo de mantener el control físico y la confiabilidad del SEN, los Centros de Control del Cenace, Transportista y Distribuidor podrán realizar convenios de respaldo temporal, ante caso fortuito que no les permita ejecutarlo desde sus propios Centros de Control. Cada Centro de Control deberá tener un plan de respaldo ante caso fortuito que les impida llevar a cabo sus funciones. Este respaldo tendrá una duración máxima de 24 horas. Para que un Centro de Control pueda realizar el respaldo de otro, deberá previamente haber compartido las bases de datos del Centro de Control a respaldar y haber realizado una formación previa correspondiente a esta función. El convenio de respaldo temporal entre Centros de Control se definirá en los convenios entre Cenace, Transportista y Distribuidor y no en el Código de Red.</p>	<p>Con el objetivo de mantener el control físico y la confiabilidad del SEN, los Centros de Control del Cenace, Transportista, Suministrador, Comercializador y Distribuidor podrán realizar convenios de respaldo temporal, ante caso fortuito que no les permita ejecutarlo desde sus propios Centros de Control. Cada Centro de Control deberá tener un plan de respaldo ante caso fortuito que les impida llevar a cabo sus funciones. Este respaldo tendrá una duración máxima de 24 horas. Para que un Centro de Control pueda realizar el respaldo de otro, deberá previamente haber compartido las bases de datos del Centro de Control a respaldar y haber realizado una formación previa correspondiente a esta función. El convenio de respaldo temporal entre Centros de Control se definirá en los convenios entre Cenace, Transportista, Suministrador, Comercializador y Distribuidor y no en el Código de Red.</p>
<p>175 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 2 Fronteras operativas de</p>	<p>a. El Cenace es responsable de la difusión del presente Manual Regulatorio al personal de los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, y estos de cumplir con lo</p>	<p>a. El Cenace es responsable de la difusión del presente Manual Regulatorio al personal de los Centros de Control de Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM, y estos de cumplir con lo establecido en</p>

<p>responsabilidad / 2.1 Del personal autorizado por el Centro de Control</p>	<p>establecido en dicho Manual Regulatorio. Una vez que el personal operativo de estos Centros de Control esté capacitado, podrá difundir el Manual Regulatorio al resto del personal operativo de su proceso.</p> <p>d. La comunicación entre el personal operativo del Cenace y el Transportista, Distribuidor o Participante del MEM se efectuará a través de un enlace directo, cuya instalación y mantenimiento se realizará de conformidad con el Manual de TIC.</p>	<p>dicho Manual Regulatorio. Una vez que el personal operativo de estos Centros de Control esté capacitado, podrá difundir el Manual Regulatorio al resto del personal operativo de su proceso.</p> <p>d. La comunicación entre el personal operativo del Cenace y el Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor o Participante del MEM se efectuará a través de un enlace directo, cuya instalación y mantenimiento se realizará de conformidad con el Manual de TIC</p>
<p>176 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 2 Fronteras operativas de responsabilidad / 2.2 Fronteras operativas</p>	<p>a. Es responsabilidad del Participante del MEM, Transportista y Distribuidor, completar la información solicitada en el Anexo 2 de este Manual Regulatorio sobre los Enlaces Fronteras entre Centros de Control. Dicho Anexo se debe entregar al Cenace de forma anual o cada vez que exista un cambio, acompañado de un diagrama unifilar indicando las fronteras y las instalaciones bajo su responsabilidad.</p> <p>El Participante del MEM, Transportista y Distribuidor deben entregar al Cenace los diagramas unificares, de protecciones y toda aquella información de las Subestaciones Eléctricas y equipos de su</p>	<p>a. Es responsabilidad del Participante del MEM, Transportista, Suministrador, Comercializador y Distribuidor, completar la información solicitada en el Anexo 2 de este Manual Regulatorio sobre los Enlaces Fronteras entre Centros de Control. Dicho Anexo se debe entregar al Cenace de forma anual o cada vez que exista un cambio, acompañado de un diagrama unifilar indicando las fronteras y las instalaciones bajo su responsabilidad.</p> <p>El Participante del MEM, Transportista, Suministrador, Comercializador y Distribuidor deben entregar al Cenace los diagramas unificares, de protecciones y toda aquella información de las Subestaciones Eléctricas y equipos de su responsabilidad requerida por el Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN.</p>

	responsabilidad requerida por el Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN.	
176 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.1 Control de Tensión	<p>a. El Cenace debe utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la RNT, RGD del MEM y Participante del MEM para asegurar que se cumplan los criterios de Confiabilidad coordinando e instruyendo al Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM en las acciones de control a ejecutar para mantener los niveles de tensión de los nodos dentro de límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, no de forma limitativa. El Cenace, como responsable del Control Operativo del SEN, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables a control de tensión.</p> <p>b. Deberá existir coordinación entre Transportista y Distribuidor para la conexión o desconexión de elementos de compensación de potencia reactiva fija, en niveles de tensión iguales o menores a 35 kV, con la finalidad de mantener la tensión en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p>	<p>a. El Cenace debe utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la RNT, RGD del MEM y Participante del MEM para asegurar que se cumplan los criterios de Confiabilidad coordinando e instruyendo al Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y/o Participante del MEM en las acciones de control a ejecutar para mantener los niveles de tensión de los nodos dentro de límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, no de forma limitativa. El Cenace, como responsable del Control Operativo del SEN, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables a control de tensión.</p> <p>b. Deberá existir coordinación entre Transportista Cenace y Distribuidor para la conexión o desconexión de elementos de compensación de potencia reactiva fija, en niveles de tensión iguales o menores a 35 kV, con la finalidad de mantener la tensión en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p>

<p>177 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.1 Control de Tensión</p>	<p>c. Deberá existir coordinación entre Transportista y Distribuidor para realizar los cambios de <i>taps</i> o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en bancos de transformación cuyo nivel de tensión en el lado de baja tensión sea menor o igual a 35 kV, con la finalidad de mantener la tensión en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p> <p>d. El Operador del Cenace podrá ordenar cualquier acción de control de tensión al Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM en cualquier nivel de tensión.</p> <p>e. Es obligación del Transportista, del Distribuidor y Participante del MEM cumplir con los límites operativos de capacidad de los elementos bajo su responsabilidad en cualquiera de los Estados Operativos del SEN.</p> <p>f. Ningún Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM hará cambios en el estado o funcionamiento en los elementos de compensación de potencia reactiva del MEM, sin autorización del Operador del Cenace.</p>	<p>c. Deberá existir coordinación entre Transportista Cenace y Distribuidor para realizar los cambios de <i>taps</i> o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en bancos de transformación cuyo nivel de tensión en el lado de baja media tensión sea menor o igual a 35 kV, con la finalidad de mantener la tensión en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p> <p>d. El Operador del Cenace podrá ordenar cualquier acción de control de tensión al Operador del Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM en cualquier nivel de tensión.</p> <p>e. Es obligación del Transportista, Suministrador, Comercializador, del Distribuidor y Participante del MEM cumplir con los límites operativos de capacidad de los elementos bajo su responsabilidad en cualquiera de los Estados Operativos del SEN.</p> <p>f. Ningún Operador del Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor o Participante del MEM hará cambios en el estado o funcionamiento en los elementos de compensación de potencia reactiva del MEM, sin autorización del Operador del Cenace.</p>
--	---	---

<p>178 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.2 Control de Frecuencia</p>	<p>El Cenace es el responsable del control de frecuencia del SEN y para ello:</p> <p>d. Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deberán informar inmediatamente al Cenace, de forma verbal a través del nivel operativo superior, los elementos disparados y protecciones operadas, procediendo a su registro. El restablecimiento estará sujeto a las instrucciones que emita el Cenace.</p>	<p>El Cenace es el responsable del control de frecuencia del SEN y para ello:</p> <p>d. Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, el Transportista, Suministrador, Comercializador, Distribuidor y Participante del MEM deberán informar inmediatamente al Cenace, de forma verbal a través del nivel operativo superior, los elementos disparados y protecciones operadas, procediendo a su registro. El restablecimiento estará sujeto a las instrucciones que emita el Cenace.</p>
<p>178 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.3 Control de Flujos en el SEN</p>	<p>Es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, observar los siguientes lineamientos:</p> <p>a. Es responsabilidad de los Centros de Control de Central Eléctrica, Usuario Calificado, Suministrador, Transportista y Distribuidor, entregar al Cenace en la puesta en servicio de un nuevo elemento del MEM o cada vez que existan cambios, una relación de la información de acuerdo con el Anexo 3 de este Manual Regulatorio sobre la capacidad del equipo primario, indicando la descripción del equipo,</p>	<p>Es responsabilidad de los Centros de Control del Central Eléctrica, Usuario Calificado, Suministrador, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, observar los siguientes lineamientos:</p> <p>a. Es responsabilidad de los Centros de Control de Central Eléctrica, Usuario Calificado, Suministrador, Transportista, y Distribuidor y Participante del MEM, entregar al Cenace en la puesta en servicio de un nuevo elemento del MEM o cada vez que existan cambios, una relación de la información de acuerdo con el Anexo 3 de este Manual Regulatorio sobre la capacidad del equipo primario, indicando la descripción del equipo, sus características, capacidad nominal de operación y ajuste de sobrecarga en donde aplique.</p>

	<p>sus características, capacidad nominal de operación y ajuste de sobrecarga en donde aplique.</p>	
<p>179 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.3 Control de Flujos en el SEN</p>	<p>A su vez, la supervisión de la RNT y de las RGD que corresponden al MEM se realizará de manera no limitativa y de la siguiente forma: iv. El Cenace debe establecer los criterios y márgenes que son usados para la determinación de los límites de seguridad de los elementos de la RNT y las RGD que corresponden al MEM, así como de las compuertas de flujo, las cuales publicará de acuerdo a las Reglas del MEM.</p>	<p>A su vez, la supervisión de la RNT y de las RGD que corresponden al MEM se realizará de manera no limitativa y de la siguiente forma: iv. El Cenace en coordinación con el Transportista y Distribuidor, deben establecer los criterios y márgenes que son usados para la determinación de los límites de seguridad de los elementos de la RNT y las RGD que corresponden al MEM, así como de las compuertas de flujo, las cuales publicará de acuerdo con a las Reglas del MEM.</p> <p>Comentarios: En la actualidad Cenace establece límites de seguridad para las tensiones, cargabilidad de líneas y capacitores serie. En donde en algunos de los casos los límites no corresponden con los valores del Código de Red, o son menores a los reportados por el Transportista.</p> <p>Los cuales, es recomendable sean revisados para conocerse el sustento técnico de dichos límites.</p>
<p>185 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.1 Resumen</p>	<p>El Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, y los procedimientos que deberán observar los Integrantes de la Industria Eléctrica, para programar sus Salidas a Mantenimiento en el mediano plazo y llevar a cabo su ejecución a través de</p>	<p>El Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, y los procedimientos que deberán observar los Integrantes de la Industria Eléctrica, para programar sus Salidas a Mantenimiento en el mediano plazo y llevar a cabo su ejecución a través de las Licencias correspondientes en el corto plazo; así como los criterios que deberá</p>

	<p>las Licencias correspondientes en el corto plazo; así como los criterios que deberá observar el Cenace para la programación de Salidas de mediano plazo y el otorgamiento de Licencias en el corto plazo para los Elementos y sus Equipos Asociados de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores.</p>	<p>observar el Cenace para la programación de Salidas de mediano plazo y el otorgamiento de Licencias en el corto plazo para los Elementos y sus Equipos Asociados de los Participantes del Mercado, Transportistas, Usuarios en Alta Tensión y Distribuidores.</p>
<p>186 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.1 Resumen</p>	<p>El Cenace instrumentará herramientas para dar seguimiento y medir el desempeño de la planeación de Salidas Programadas y de Salidas Forzadas de los Participantes del MEM, Transportista y Distribuidor, así como la respuesta en la asignación de Licencias. Ese desempeño se evaluará trimestralmente en base al cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas. El Cenace determinará el cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas con base en el porcentaje de Licencias de Salidas Programadas que se ejecutan en un periodo de tiempo determinado, contra el número de Salidas Programadas en el mismo periodo de tiempo. Esta evaluación sustentada en el Manual de Programación de Salidas, y tendrá directamente relevancia en la planeación de las subsecuentes Solicitudes de Salidas.</p>	<p>El Cenace instrumentará herramientas para dar seguimiento y medir el desempeño de la planeación de Salidas Programadas y de Salidas Forzadas de los Participantes del MEM, Transportista, Usuario en Alta Tensión y Distribuidor, así como la respuesta en la asignación de Licencias. Ese desempeño se evaluará trimestralmente en base al cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas. El Cenace determinará el cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas con base en el porcentaje de Licencias de Salidas Programadas que se ejecutan en un periodo de tiempo determinado, contra el número de Salidas Programadas en el mismo periodo de tiempo. Esta evaluación sustentada en el Manual de Programación de Salidas, y tendrá directamente relevancia en la planeación de las subsecuentes Solicitudes de Salidas.</p>

<p>186 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias</p>	<p>a. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo Licencia, el Cenace debe coordinar operativamente al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para lograr que la libranza del equipo se aproveche con la mayor</p>	<p>a. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo Licencia, el Cenace debe coordinar operativamente al Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado para lograr que la libranza del equipo se aproveche con la mayor</p>
<p>187 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias</p>	<p>Para instalaciones de Transportista y Distribuidor, sus Centros de Control respectivos deben realizar la coordinación de sus diferentes procesos en sus instalaciones.</p> <p>Las solicitudes de Salida o de Licencia en instalaciones de usuarios conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Transportista.</p> <p>El alcance de la coordinación realizada por el Cenace se limita a los aspectos técnico/operativos entre Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN. El Cenace tiene la atribución conforme a la fracción X del artículo 108 de la LIE de coordinar la programación de salidas de mantenimiento.</p>	<p>Para instalaciones de Transportista, Usuario de Alta Tensión y Distribuidor, sus Centros de Control respectivos y del Suministrador deben realizar la coordinación de sus diferentes procesos en sus instalaciones.</p> <p>Las solicitudes de Salida o de Licencia en instalaciones de usuarios conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Suministrador Transportista.</p> <p>El alcance de la coordinación realizada por el Cenace se limita a los aspectos técnico/operativos entre Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del Mercado para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN. El Cenace tiene la atribución conforme a la fracción X del artículo 108 de la LIE de coordinar la programación de salidas de mantenimiento.</p>
<p>187 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN</p>	<p>a. Las Solicitudes de Salida y de Licencia deben realizarse con la</p>	<p>a. Las Solicitudes de Salida y de Licencia deben realizarse con la anticipación establecida en el</p>

<p>OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia</p>	<p>anticipación establecida en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas, para que el Cenace cuente con el tiempo suficiente para analizar la factibilidad de su autorización. Por lo tanto, la anticipación adecuada está relacionada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar.</p> <p>Transportista, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de organizar y realizar un filtrado preliminar del total de sus Solicitudes de Salida y Licencia, con base en los criterios aprobados para su trámite ante el Cenace de acuerdo al Procedimiento para Administración de Licencias maximizando el aprovechamiento de las solicitudes de su ámbito.</p>	<p>Manual Regulatorio de Programación de Salidas, para que el Cenace cuente con el tiempo suficiente para analizar la factibilidad de su autorización. Por lo tanto, la anticipación adecuada está relacionada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar.</p> <p>Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de organizar y realizar un filtrado preliminar del total de sus Solicitudes de Salida y Licencia, con base en los criterios aprobados para su trámite ante el Cenace de acuerdo al Procedimiento para Administración de Licencias maximizando el aprovechamiento de las solicitudes de su ámbito.</p>
<p>188 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia</p>	<p>El Cenace debe proporcionar un número de registro para las solicitudes de Licencia y dará su resolución a más tardar a las 12:00 horas del día laborable previo a la realización de la maniobra o trabajos programados, para los que se solicitó la Licencia. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el viernes a las 12:00 horas.</p> <p>c. Los Elementos y sus Equipos Asociados que han sido entregados a</p>	<p>El Cenace debe proporcionar un número de registro para las solicitudes de Licencia y dará su resolución a más tardar a las 12:00 horas del de 2 días laborables previos a la realización de la maniobra o trabajos programados, para los que se solicitó la Licencia. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el jueves viernes a las 12:00 horas.</p> <p>c. Los Elementos y sus Equipos Asociados que han sido entregados a operación comercial por los Participantes del Mercado, Transportista, Usuario en Alta</p>

	<p>operación comercial por los Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor podrán presentar cualquiera de los siguientes estatus:</p> <p>El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:</p>	<p>Tensión o Distribuidor podrán presentar cualquiera de los siguientes estatus:</p> <p>El Participante del Mercado, Transportista, Usuario en Alta Tensión o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:</p>
<p>189 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia</p>	<p>En todas las solicitudes de Licencia tramitadas ante el CENACE, invariablemente el responsable de la solicitud y la licencia será el nombre del Centro de Control o entidad correspondiente (Zonas de Operación, Centros de Control de Distribución, Central Generadora, etc).</p>	<p>En todas las solicitudes de Licencia tramitadas ante el CENACE, invariablemente el responsable de la solicitud y la licencia será el nombre del Centro de Control o entidad correspondiente (Zonas de Operación, Centros de Control de Distribución, del Suministrador, Central Generadora, etc).</p>
<p>191 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias</p>	<p>b. Las Licencias serán concedidas sólo al personal autorizado. Para este fin, los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM mantendrán actualizado el Anexo 1 de este Manual Regulatorio. Si existiera algún cambio (alta o baja), el contenido del Anexo 1 deberá ser actualizado e informar al Cenace de dicho cambio.</p>	<p>b. Las Licencias serán concedidas sólo al personal autorizado. Para este fin, los Centros de Control de Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM mantendrán actualizado el Anexo 1 de este Manual Regulatorio. Si existiera algún cambio (alta o baja), el contenido del Anexo 1 deberá ser actualizado e informar al Cenace de dicho cambio.</p>
<p>193 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA /</p>	<p>b. El solicitante se comunicará con el Operador del Cenace, Transportista o</p>	<p>b. El solicitante se comunicará con el Operador del Cenace, Transportista, Suministrador o Distribuidor para llevar a cabo los</p>

<p>Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.9 De la concesión de Licencias</p>	<p>Distribuidor para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia y una vez entablada la comunicación no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.</p>	<p>trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia y una vez entablada la comunicación no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.</p>
<p>193 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias /</p>	<p>5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Distribuidor y Participante del MEM</p>	<p>5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del MEM</p>
<p>194 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Distribuidor y Participante del MEM</p>	<p>d. Cuando se entregue en Licencia el mismo equipo a varios trabajadores, el Operador del Centro de Control deberá informarles de esta condición. Se colocará una tarjeta auxiliar por cada una de las Licencias. El Cenace entregará una sola Licencia por equipo al Centro de Control del Transportista o Distribuidor. El Centro de Control del Transportista o Distribuidor dará una Licencia para cada especialidad y cada especialidad colocará las Licencias correspondientes.</p>	<p>d. Cuando se entregue en Licencia el mismo equipo a varios trabajadores, el Operador del Centro de Control deberá informarles de esta condición. Se colocará una tarjeta auxiliar por cada una de las Licencias. El Cenace entregará una sola Licencia por equipo al Centro de Control del Transportista, Suministrador, o Distribuidor. El Centro de Control del Transportista, Suministrador, o Distribuidor dará una Licencia para cada especialidad y cada especialidad colocará las Licencias correspondientes.</p>
<p>194 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5</p>	<p>a. Los Centros de Control del Transportistas, Distribuidor y Participante del MEM, deberán contar con un “Catálogo de</p>	<p>a. Los Centros de Control del Transportistas, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM, deberán contar con un “Catálogo de maniobras de las</p>

<p>Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.11 De las maniobras para Licencia</p>	<p>maniobras de las instalaciones y equipos sobre los que realizan el control físico (Catálogo de Maniobras), mismo que deberá contener lo siguiente:</p> <p>El Catálogo de Maniobras deberá ser elaborado, y mantenerse actualizado por Transportista, Distribuidor, y cualquier Participantes del MEM, para las instalaciones y equipos bajo su responsabilidad, de acuerdo a los criterios y lineamientos de seguridad y Confiabilidad del SEN establecidos por el Cenace.</p> <p>b. Los operadores de los Centros de Control del Cenace serán responsables de la supervisión y coordinación operativa. Los Operadores del Transportistas, Distribuidor y Participante del MEM serán responsables de la supervisión de los límites operativos y de la operación física de las instalaciones a su cargo,</p>	<p>instalaciones y equipos sobre los que realizan el control físico (Catálogo de Maniobras), mismo que deberá contener lo siguiente:</p> <p>El Catálogo de Maniobras deberá ser elaborado, y mantenerse actualizado por Transportista, Suministrador, Distribuidor, y cualquier Participantes del MEM, para las instalaciones y equipos bajo su responsabilidad, de acuerdo a los criterios y lineamientos de seguridad y Confiabilidad del SEN establecidos por el Cenace.</p> <p>b. Los operadores de los Centros de Control del Cenace serán responsables de la supervisión y coordinación operativa. Los Operadores del Transportistas, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM serán responsables de la supervisión de los límites operativos y de la operación física de las instalaciones a su cargo,</p>
<p>195 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.11</p>	<p>c. Si la Licencia solicitada es en muerto, el Operador del Cenace, concederá una Licencia al Operador del Centro de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de maniobras. previo al inicio</p>	<p>c. Si la Licencia solicitada es en muerto, el Operador del Cenace, concederá una Licencia al Operador del Centro de Control de Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de maniobras. previo al inicio de las maniobras, el Operador de</p>

<p>De las maniobras para Licencia</p>	<p>de las maniobras, el Operador de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, solicitará autorización al Cenace para la ejecución de las maniobras definidas en su catálogo. Posteriormente el Operador del Centro de Control correspondiente coordinara la libranza del equipo para finalmente conceder la licencia al personal de campo. d. Tal como lo indica el Procedimiento para Administración de Licencias, de este Manual Regulatorio. Previo a la concesión de la Licencia al Personal de Campo, se librará el equipo, para lo cual el operador del Cenace otorgará la Licencia al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y autorizará la ejecución de maniobras.</p>	<p>Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM, solicitará autorización al Cenace para la ejecución de las maniobras definidas en su catálogo. Posteriormente el Operador del Centro de Control correspondiente coordinara la libranza del equipo para finalmente conceder la licencia al personal de campo. d. Tal como lo indica el Procedimiento para Administración de Licencias, de este Manual Regulatorio. Previo a la concesión de la Licencia al Personal de Campo, se librará el equipo, para lo cual el operador del Cenace otorgará la Licencia al Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM y autorizará la ejecución de maniobras.</p>
<p>195 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.12 De las tarjetas auxiliares</p>	<p>a. Cuando se trate de Licencias en muerto, el Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM o el poseedor de la Licencia, deberá colocar tarjetas auxiliares rojas en los manerales de los controles de los interruptores del equipo bajo Licencia, así como la indicación necesaria en todo el equipo primario asociado a la libranza y cuando no se disponga de manerales, se realizará</p>	<p>a. Cuando se trate de Licencias en muerto, el Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM o el poseedor de la Licencia, deberá colocar tarjetas auxiliares rojas en los manerales de los controles de los interruptores del equipo bajo Licencia, así como la indicación necesaria en todo el equipo primario asociado a la libranza y cuando no se disponga de manerales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de Control de datos. Las tarjetas tienen la finalidad de indicar que</p>

	mediante etiquetas en su sistema de Control de datos. Las tarjetas tienen la finalidad de indicar que el equipo no se debe operar, es decir, no debe cambiar su posición ni estado.	el equipo no se debe operar, es decir, no debe cambiar su posición ni estado.
196 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo	Si durante la ejecución de un trabajo en vivo se llegase a disparar el interruptor del equipo bajo Licencia, el Operador del Centro de Control del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM se comunicará con el responsable de la Licencia, el cual deberá responder inmediatamente e informar si tuvieron algún percance, en cuyo caso no se cerrará el interruptor hasta que el personal quede fuera de peligro.	Si durante la ejecución de un trabajo en vivo se llegase a disparar el interruptor del equipo bajo Licencia, el Operador del Centro de Control del Transportista, Suministrador , Distribuidor y/o Participante del MEM se comunicará con el responsable de la Licencia, el cual deberá responder inmediatamente e informar si tuvieron algún percance, en cuyo caso no se cerrará el interruptor hasta que el personal quede fuera de peligro.
197 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.2 Maniobras / 5.2.1 Resumen	Este Capítulo establece la reglamentación a que debe estar sujeto el personal autorizado para ejecutar maniobras en las instalaciones eléctricas del SEN y de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, en cualquier Estado Operativo en el que se encuentre el SEN.	Este Capítulo establece la reglamentación a que debe estar sujeto el personal autorizado para ejecutar maniobras en las instalaciones eléctricas del SEN y de los Centros de Control del Transportista, Suministrador , Distribuidor y Participante del MEM, en cualquier Estado Operativo en el que se encuentre el SEN.
197 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.2 Maniobras / 5.2.3	Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM son responsables de la supervisión y operación física de sus instalaciones, así como de la supervisión de las alarmas indicativas de las	Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Suministrador , Distribuidor y/o Participante del MEM son responsables de la supervisión y operación física de sus instalaciones, así como de la supervisión de las alarmas indicativas de las condiciones eléctricas de los equipos

<p>De quién debe efectuar las maniobras</p>	<p>condiciones eléctricas de los equipos (alarmas no incorporadas a los Centros de Control del Cenace).</p>	<p>(alarmas no incorporadas a los Centros de Control del Cenace).</p>
<p>199 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.2 Maniobras / 5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia</p>	<p>a. El Operador del Centro de Control del Cenace es el único que podrá autorizar la ejecución de maniobras, coordinando a los Operadores del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM para que realicen las acciones y secuencia de las maniobras necesarias para restablecer la condición normal de las instalaciones de la red de su supervisión operativa, basándose en la información recibida de los Operadores del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y del control supervisorio, aplicando los Criterios de Confiabilidad y seguridad operativa del SEN.</p>	<p>a. El Operador del Centro de Control del Cenace es el único que podrá autorizar la ejecución de maniobras, coordinando a los Operadores del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM para que realicen las acciones y secuencia de las maniobras necesarias para restablecer la condición normal de las instalaciones de la red de su supervisión operativa, basándose en la información recibida de los Operadores del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM y del control supervisorio, aplicando los Criterios de Confiabilidad y seguridad operativa del SEN.</p>
<p>199 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.3 Manual de Programación de salidas.</p>	<p>La programación, autorización, ejecución o cancelación de mantenimientos en el SEN del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, se realizará de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM.</p>	<p>La programación, autorización, ejecución o cancelación de mantenimientos en el SEN del Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor o Participante del MEM, se realizará de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM.</p>
<p>199 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5</p>	<p>a. Las diferentes entidades y especialidades del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, programarán sus</p>	<p>a. Las diferentes entidades y especialidades del Transportista, Usuario de Alta Tensión, Distribuidor y Participante del MEM, programarán sus solicitudes de Licencias con el</p>

<p>Administración de Licencias / 5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa</p>	<p>solicitudes de Licencias con el Cenace a través de sus Centros de Control.</p> <p>b. Los Centros de Control solicitarán una única solicitud de Licencia por elemento o equipo de la red a los Centros de Control del Cenace, la cual debe ser la más importante y la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada a un elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.</p>	<p>Cenace a través de sus Centros de Control.</p> <p>b. Los Centros de Control solicitarán una única solicitud de Licencia por elemento o equipo de la red a los Centros de Control del Cenace, la cual debe ser la más importante y la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada a un elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.</p>
<p>201 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa</p>	<p>e. Para la coordinación operativa entre el Cenace y los Centros de Control del Transportista y Distribuidor:</p> <p>i. El Personal de Campo identifica la necesidad, propone las necesidades de los equipos requeridos para efectuar los trabajos y realiza la solicitud a los Centros de Control del Transportista y del Distribuidor.</p> <p>ii. Los Centros de Control del Transportista y del Distribuidor organizan la totalidad de solicitudes y realizarán la solicitud de registro a Cenace e informa al personal de campo. Así mismo podrá proponer ajustes a las solicitudes.</p>	<p>e. Para la coordinación operativa entre el Cenace y los Centros de Control del Transportista, Suministrador y Distribuidor:</p> <p>i. El Personal de Campo identifica la necesidad, propone las necesidades de los equipos requeridos para efectuar los trabajos y realiza la solicitud a los Centros de Control del Transportista, Suministrador y del Distribuidor.</p> <p>ii. Los Centros de Control del Transportista, Suministrador y del Distribuidor organizan la totalidad de solicitudes y realizarán la solicitud de registro a Cenace e informa al personal de campo. Así mismo podrá proponer ajustes a las solicitudes.</p>

<p>201 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa</p>	<p>f. La autorización para el inicio de los trabajos bajo Licencia en la RNT, las RGD y Participante del MEM, es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.</p> <p>g. Los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM serán los responsables de coordinar al personal de campo de forma directa.</p> <p>h. El Operador del Centro de Control del Distribuidor se coordinará con el Transportista y este a su vez con el operador del Cenace. Ante cualquier instrucción emitida por el operador del Cenace hacia el Cuarto Nivel, deberá coordinarse por medio del Centro de Control del Transportista.</p> <p>i. Los Centros de Control del Transportista, podrán realizar un filtrado de solicitudes de Licencias. El Cenace se coordina con el Transportista y este a su vez con el Distribuidor para los requerimientos de Licencia, acciones de control de tensión y atención de Disturbios.</p> <p>j. Los Operadores del Transportista deben estar autorizados por los operadores del Cenace para iniciar maniobras y poner fuera de servicio el equipo primario que afecte al MEM.</p>	<p>f. La autorización para el inicio de los trabajos bajo Licencia en la RNT, las RGD y Participante del MEM, es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM.</p> <p>g. Los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM serán los responsables de coordinar al personal de campo de forma directa.</p> <p>h. El Operador del Centro de Control del Distribuidor se coordinará con el Transportista y este a su vez con el operador del Cenace. Ante cualquier instrucción emitida por el operador del Cenace hacia el Cuarto Tercer Nivel, deberá coordinarse por medio del Centro de Control del Transportista será en forma directa por el Cenace.</p> <p>i. Los Centros de Control del Transportista, Suministrador, podrán realizar un filtrado de solicitudes de Licencias. El Cenace se coordina con el Transportista y este a su vez en forma directa con el Distribuidor para los requerimientos de Licencia, acciones de control de tensión y atención de Disturbios.</p> <p>j. Los Operadores del Transportista y Suministrador deben estar autorizados por los operadores del Cenace para iniciar maniobras y poner fuera de servicio el equipo primario que afecte al MEM.</p> <p>k. Se debe observar en la solicitud si un interruptor o equipo primario se encuentra fuera de servicio en la Subestación Eléctrica donde se realizarán maniobras para que, en caso necesario, se modifique la</p>
---	--	--

	<p>k. Se debe observar en la solicitud si un interruptor o equipo primario se encuentra fuera de servicio en la Subestación Eléctrica donde se realizarán maniobras para que, en caso necesario, se modifique la maniobra del Catálogo de Maniobras y la envíe al Centro de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM para su difusión y ejecución.</p> <p>l. Es responsabilidad de los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, la coordinación y realización de las maniobras con el Personal de Campo.</p> <p>m. Para solicitudes de libranzas de bancos de transformación que impliquen transferencias de cargas previas por parte del Distribuidor, deberán ser previamente acordadas entre el Transportista y el Distribuidor.</p>	<p>maniobra del Catálogo de Maniobras y la envíe al Centro de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM para su difusión y ejecución.</p> <p>l. Es responsabilidad de los Operadores del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM, la coordinación y realización de las maniobras con el Personal de Campo.</p> <p>m. Para solicitudes de libranzas de bancos de transformación de la RNT que impliquen transferencias de cargas previas por parte del Distribuidor, deberán ser previamente acordadas entre el Transportista y el Distribuidor por medio del Cenace.</p>
<p>202 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios / 6.1 Control operativo y Control físico de la red del MEM</p>	<p>b. Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, son responsables de la supervisión de variables eléctricas y del Control Físico de sus redes e instalaciones.</p> <p>c. Todas las instalaciones que forman parte de la red eléctrica del MEM deberán</p>	<p>b. Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM, son responsables de la supervisión de variables eléctricas y del Control Físico de sus redes e instalaciones.</p> <p>c. Todas las instalaciones que forman parte de la red eléctrica del MEM deberán estar monitoreadas por los Centros de</p>

	<p>estar monitoreadas por los Centros de Control del Cenace, por lo que el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar al Cenace la información de control y telemetría en tiempo real que este requiera para ejercer el control operativo. Dicha información, así como los medios de comunicación y mecanismos para su envío, serán definidos en la regulación y normatividad en materia de TIC y seguridad de la información</p> <p>Las alarmas propias del comportamiento eléctrico de los equipos y sus Licencias respectivas para su atención no incluidas el Manual de TIC, serán supervisadas y atendidas por los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para garantizar su operación segura.</p>	<p>Control del Cenace, por lo que el Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar al Cenace la información de control y telemetría en tiempo real que este requiera para ejercer el control operativo. Dicha información, así como los medios de comunicación y mecanismos para su envío, serán definidos en la regulación y normatividad en materia de TIC y seguridad de la información</p> <p>Las alarmas propias del comportamiento eléctrico de los equipos y sus Licencias respectivas para su atención no incluidas el Manual de TIC, serán supervisadas y atendidas por los Centros de Control de Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM para garantizar su operación segura.</p> <p>Comentario: Se busca evitarse confusiones por duplicidad de funciones.</p>
<p>202 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios / 6.2 Atención de Disturbios</p>	<p>a. El Cenace, el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, cumpliendo con lo establecido en las Bases del MEM, las disposiciones operativas, y:</p>	<p>a. El Cenace, el Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, cumpliendo con lo establecido en las Bases del MEM, las disposiciones operativas, y:</p> <p>b. Para la atención de disturbios, los Centros de Control del Transportista, Suministrador,</p>

	<p>b. Para la atención de disturbios, los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deberán coordinarse con el nivel operativo jerárquico superior para restablecer las condiciones operativas bajo la supervisión y coordinación del operador del Cenace, y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el Cenace. Debiendo informar al</p>	<p>Distribuidor y Participante del MEM, deberán coordinarse con el nivel operativo jerárquico superior para restablecer las condiciones operativas bajo la supervisión y coordinación del operador del Cenace, y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el Cenace. Debiendo informar al</p>
<p>203 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios / 6.2 Atención de Disturbios</p>	<p>c. La coordinación operativa para la atención de disturbios en la RNT y RGD que forman parte del MEM, será la siguiente:</p> <p>i. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del Cenace, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas, entre los involucrados de forma verbal.</p> <p>ii. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM una vez revisadas las protecciones operadas y aplicado el procedimiento interno, declarará cuales de los elementos asociados al disturbio se encuentran indisponibles.</p> <p>iii. El Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM en</p>	<p>c. La coordinación operativa para la atención de disturbios en la RNT y RGD que forman parte del MEM, será la siguiente:</p> <p>i. El Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del Cenace, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas, entre los involucrados de forma verbal.</p> <p>ii. El Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM una vez revisadas las protecciones operadas y aplicado el procedimiento interno, declarará cuales de los elementos asociados al disturbio se encuentran indisponibles.</p> <p>iii. El Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM en coordinación con el operador del Cenace definirán conjuntamente la estrategia de restablecimiento a seguir.</p>

	<p>coordinación con el operador del Cenace definirán conjuntamente la estrategia de restablecimiento a seguir.</p> <p>iv. El Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con autorización del Cenace seguirán el Procedimiento de Restablecimiento ante disturbios y para los casos no contemplados realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir.</p> <p>v. El Operador del Cenace dará las instrucciones al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, indicando la secuencia de restablecimiento conjuntamente definida de acuerdo a los criterios y procedimientos operativos</p> <p>vi. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, ejecutará la secuencia de restablecimiento instruida por el Cenace, en el que se evaluará la mejor condición para restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos.</p>	<p>iv. El Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM con autorización del Cenace seguirán el Procedimiento de Restablecimiento ante disturbios y para los casos no contemplados realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir.</p> <p>v. El Operador del Cenace dará las instrucciones al Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM, indicando la secuencia de restablecimiento conjuntamente definida de acuerdo a los criterios y procedimientos operativos</p> <p>vi. El Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM, ejecutará la secuencia de restablecimiento instruida por el Cenace, en el que se evaluará la mejor condición para restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos.</p>
<p>203 y 204 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 6 Prevención y</p>	<p>d. La coordinación operativa para atender un disparo de banco de transformación de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM, para</p>	<p>d. La coordinación operativa para atender un disparo de banco de transformación de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM, para niveles de tensión en el lado de baja de 35 kV o inferior, del</p>

<p>atención de Disturbios / 6.2 Atención de Disturbios</p>	<p>niveles de tensión en el lado de baja de 35 kV o inferior, del Transportista y/o Distribuidor, será la siguiente:</p> <p>i. El Operador del Transportista informará inmediatamente al Operador del Cenace de la hora, elementos disparados y protecciones operadas.</p> <p>ii. Si no es posible realizar una prueba de energización al transformador (en función de la protección operada), el Operador del Cenace solicitará al Transportista se coordine con el Centro de Control del Distribuidor para realizar la transferencia de carga afectada.</p> <p>iii. Si es posible realizar una prueba al transformador, el Operador del Cenace solicitará al Transportista o Participante del MEM una prueba de cierre por el lado de alta del transformador y en caso de ser exitosa el Operador del Cenace autorizará al Operador del Transportista se coordine con el Distribuidor para el restablecimiento lado de baja (niveles menores o igual a 35 kV de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes), en el caso del participante del MEM el Operador del Cenace lo autorizará para que continúe con las</p>	<p>Transportista y/o Distribuidor, será la siguiente:</p> <p>i. El Operador del Transportista informará inmediatamente al Operador del Cenace de la hora, elementos disparados y protecciones operadas.</p> <p>ii. Si no es posible realizar una prueba de energización al transformador (en función de la protección operada), el Operador del Cenace solicitará al Transportista se coordine con el Centro de Control del Distribuidor para realizar la transferencia de carga afectada.</p> <p>iii. Si es posible realizar una prueba al transformador, el Operador del Cenace solicitará al Transportista o Participante del MEM una prueba de cierre por el lado de alta del transformador y en caso de ser exitosa el Operador del Cenace autorizará al Operador del Transportista se coordine con el Distribuidor para el restablecimiento lado de baja (niveles menores o igual a 35 kV de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes), en el caso del participante del MEM el Operador del Cenace lo autorizará para que continúe con las maniobras dentro de su instalación.</p>
---	---	--

	maniobras dentro de su instalación.	
204 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios / 6.2 Atención de Disturbios	<p>e. Los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de realizar las maniobras sin poner en riesgo la integridad física del personal y/o equipos, así como de operar sus equipos dentro de límites operativos.</p> <p>f. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deben contar con procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad establecidos por el Cenace.</p> <p>g. El Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deberán asegurar la actualización y difusión de los procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad.</p> <p>h. Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, el Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM se coordinarán con el Operador del Cenace de acuerdo al Procedimiento de Comunicación y</p>	<p>e. Los Operadores del Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de realizar las maniobras sin poner en riesgo la integridad física del personal y/o equipos, así como de operar sus equipos dentro de límites operativos.</p> <p>f. El Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM deben contar con procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad establecidos por el Cenace.</p> <p>g. El Cenace, Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM, deberán asegurar la actualización y difusión de los procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad.</p> <p>h. Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, el Operador del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM se coordinarán con el Operador del Cenace de acuerdo al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa, del Código de Red.</p> <p>i. El Cenace en coordinación con Transportista, Suministrador, Distribuidor y Operadores de las Redes Particulares determinan, en los</p>

	<p>Coordinación Operativa, del Código de Red.</p> <p>i. El Cenace en coordinación con Transportista, Distribuidor y Operadores de las Redes Particulares determinan, en los procedimientos correspondientes y criterios de seguridad operativa ante contingencias, los elementos que no impacten o afecten al MEM y su atención será de forma local.</p>	<p>procedimientos correspondientes y criterios de seguridad operativa ante contingencias, los elementos que no impacten o afecten al MEM y su atención será de forma local.</p>
<p>210 de 331 /</p> <p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas / 1.1 Interruptores</p>	<p>Año programado de modernización</p>	<p>Año programado de modernización</p> <p>Ciclo de operación</p> <p>Comentarios: La finalidad del Ciclo de operación del interruptor es conocer el tiempo requerido entre cada orden de Cierre y Apertura.</p>
<p>211 de 331 /</p> <p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas / 1.3</p>	<p>Modernización aprobada</p>	<p>Modernización aprobada</p> <p>Tensión de referencia del regulador de tensión</p> <p>Banda muerta o límites del regulador de tensión</p> <p>Tiempo de respuesta del regulador de tensión fuera de los límites</p>

Transformadores de Potencia		
212 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas / 1.4 Banco de capacitores	Modernización aprobada	Modernización aprobada Tensión de referencia del control del capacitor Banda muerta o límites del control del capacitor Tiempo de respuesta del control del capacitor fuera de los límites
213 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas / 1.5 Reactores	Modernización aprobada	Modernización aprobada Tensión de referencia del control del reactor Banda muerta o límites del control del reactor Tiempo de respuesta del control del reactor fuera de los límites
217 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 2 Información de Líneas de Transmisión	Año de entrada operación	Año de entrada operación Año del conductor

<p>221 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / Capítulo 7 Nomenclatura / ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO / 5 Información de Centrales Eléctricas / 5.1 Central Eléctrica</p>	<p>Número 9 Criterio para validación de información (posibles valores) El dato debe ser alfanumérico de 7 caracteres, de acuerdo al catálogo de áreas y subáreas de control del catálogo de entidades propuesto. Número 11 Criterio para validación de información (posibles valores) Valores del 1 al 7 1-SSE 2-SCI 3-SVE 4-SPT 5-SPR 6-SGM 7-CCAOR</p>	<p>Número 9 Criterio para validación de información (posibles valores) El dato debe ser alfanumérico de 7 caracteres, de acuerdo con el al catálogo de áreas y subáreas de control Gerencias de Control Regional y Zonas de Operación de Transmisión del catálogo de entidades propuesto. Número 11 Criterio para validación de información (posibles valores) Valores del 1 al 7 1-SSE ZOTSE 2-SCI ZOTCI 3-SVE ZOTVE 4-SPT ZOTPT 5-SPR ZOTPZ 6-SGM ZOTGM 7-CCAOR GCROR</p> <p>Comentarios: Ya no existen las Subáreas de Control y Centro de Control del Área Oriental, sino las Zonas de Operación de Transmisión y Gerencia de Control Regional Oriental.</p>
<p>235 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>e. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC).</p> <p>Descripción de actividades</p> <p>No. 1 Responsable Op-Cenace Op-RNT Op-RGD Op-CCG y RDC.</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>e. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC). f. Centros de Control del Suministrador y sus Operadores (Op-SUM).</p> <p>Descripción de actividades</p> <p>No. 1 Responsable Op-Cenace Op-RNT Op-RGD Op-CCG y RDC. Op-SUM</p> <p>Comentarios: Se eliminan a los Operadores de la RNT, porque fue propuesto no sea su función la Supervisión de las variables del SEN, para evitar confusiones por</p>

		duplicidad de funciones con Cenace.
235 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance	No. 2 Responsable Op-RNT Op-RGDy/o Op-CCG y RDC	No. 2 Responsable Op-RNT Op-RGD y/o Op-CCG y RDC. Op-SUM Comentarios: Se eliminan a los Operadores de la RNT, porque fue propuesto no sea su función la Supervisión de las variables del SEN, para evitar confusiones por duplicidad de funciones con Cenace.
236 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance	No. 6 Responsable Op-Cenace Actividad Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN. El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión: <input type="checkbox"/> Ajustar el set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). <input type="checkbox"/> Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. <input type="checkbox"/> Desconexión controlada de carga. Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN. Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:	No. 6 Responsable Op-Cenace Actividad Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN. El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión: <input type="checkbox"/> Ajustar el set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). <input type="checkbox"/> Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores de la RNT. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación de la RNT. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. <input type="checkbox"/> Desconexión controlada de carga. Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN. Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones: <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores capacitores de los o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas de la RGD, vigilando que no se incumplan los

	<p><input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores</p> <p>capacitores o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en forma automática o manual en bancos de transformación. <p><input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. • Desconexión controlada de carga. 	<p>parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en forma automática o manual en bancos de transformación de la RGD. <p><input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. • Desconexión controlada de carga de la RGD.
<p>237 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance</p>	<p>No. 8 Responsable IOp- RGD y Op-RNT Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de las RGD para corregir tensión en el área afectada del SEN.</p> <p>Op-RNT verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión e informar al Op-CenaceE. En caso contrario informar al OP-Cenace para determinar en forma conjunta las acciones a tomar. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso.</p>	<p>No. 8 Responsable IOp- RGD y Op-RNT Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de las RGD para corregir tensión en el área afectada del SEN.</p> <p>Op-RNT Op-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión e informar al Op-CenaceE. En caso contrario informar al OP-Cenace para determinar en forma conjunta las acciones a tomar. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso.</p>
<p>237 de 331 / MANUAL</p>	<p>No. 9 Responsable</p>	<p>No. 9 Responsable</p>

REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance	Op-Cenace Actividad Ajuste de tensión en Centros de Carga para corregir la tensión del SEN	Op-Cenace Actividad Ajuste de tensión en Centros de Carga de Recurso de Demanda Controlable para corregir la tensión del SEN
237 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance		No. 9A Responsable Op-Cenace Actividad Ajuste de tensión en Centros de Carga para corregir la tensión del SEN Solicita al Operador del Suministrador la ejecución de algunas de las siguientes acciones: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación. <input type="checkbox"/> Desconexión Controlada de Carga. <input type="checkbox"/> Corrección del Factor de Potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad.
237 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance	No. 10 Responsable Op-CENACE, Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y Op-RDC	No. 10 Responsable Op-CENACE, Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y Op-RDC y Op-SUM
237 y 238 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN / Alcance	No. 11 Responsable Op-Cenace Actividad Confirmación de Documentación de Integra en el Relatorio la información registrada por los Operadores de la RNT, RGD, CCG y/o RDC, compartiéndola a las entidades involucradas.	No. 11 Responsable Op-Cenace Actividad Confirmación de Documentación de Integra en el Relatorio la información registrada por los Operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y/o RDC, compartiéndola a las entidades involucradas.

<p>238 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>Los Centros de Control del Transportista y Distribuidor organizarán la totalidad de solicitudes de licencias en su ámbito y gestionarán su autorización con el Cenace de acuerdo a los siguientes criterios:</p> <p>a. Cualquier requerimiento de salida de equipo (sin potencial), que implique dejar indisponibles Unidades de Central Eléctrica, equipo eléctrico primario como líneas de Transmisión o Distribución,</p>	<p>Los Centros de Control del Transportista, Suministrador y Distribuidor organizarán la totalidad de solicitudes de licencias en su ámbito y gestionarán su autorización con el Cenace de acuerdo con a los siguientes criterios:</p> <p>a. Cualquier requerimiento de salida de equipo (sin potencial), que implique dejar indisponibles Unidades de Central Eléctrica, equipo eléctrico primario como líneas de Transmisión, Usuario de Alta Tensión o Distribución,</p>
<p>239 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>Los Centros de Control del Transportista y Distribuidor podrán coordinar, gestionar y autorizar de manera local:</p> <p>Los centros de control plantearán una solicitud de licencia por elemento o equipo de la red a los centros de control del Cenace. La cual debe ser la más importante o la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada al elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.</p> <p>El Cenace solo autorizará una licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El Tercer nivel operativo una vez recibida la licencia</p>	<p>Los Centros de Control del Transportista, Suministrador y Distribuidor podrán coordinar, gestionar y autorizar de manera local:</p> <p>Los centros de control plantearán una solicitud de licencia por elemento o equipo de la red a los centros de control del Cenace. La cual debe ser la más importante o la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada al elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Suministrador, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.</p> <p>El Cenace solo autorizará una licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El Tercer nivel operativo una vez recibida la licencia correspondiente podrá generar una serie de licencias adicionales locales para las diferentes</p>

	<p>correspondiente podrá generar una serie de licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre vinculadas a la única licencia otorgada por el Cenace. Solo cuando se tengan licencias que involucren un equipo de la RGD que pertenezcan al MEM. El Operador del Distribuidor se coordinará con el operador de la zona de Operación de Transmisión y este a su vez con el operador del Cenace.</p>	<p>especialidades, pero siempre vinculadas a la única licencia otorgada por el Cenace.</p> <p>Solo cuando se tengan licencias que involucren un equipo de la RGD que pertenezcan al MEM. El Operador del Distribuidor se coordinará con el operador del Cenace de la zona de Operación de Transmisión y este a su vez con el operador de la zona de Operación de Transmisión del Cenace.</p>
<p>240 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Descripción de actividades</p>	<p>A más tardar, el 31 del mes de mayo de cada año las Centrales Eléctricas, Transportista, Distribuidor y Entidad Responsable de Carga, presentarán ante el Cenace, de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado y a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, su propuesta de programa de salidas para los tres años siguientes en el Sistema de Administración de Salidas de Cenace.</p>	<p>A más tardar, el 31 del mes de mayo de cada año las Centrales Eléctricas, Transportista, Suministrador, Distribuidor y Entidad Responsable de Carga, presentarán ante el Cenace, de acuerdo con el al Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado y a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, su propuesta de programa de salidas para los tres años siguientes en el Sistema de Administración de Salidas de Cenace.</p>
<p>240 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS /</p>	<p>No. 1.a Responsable Personal de la RNT y RGD responsable del equipo primario.</p> <p>Detección de necesidades de mantenimiento</p> <p>Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas</p>	<p>No. 1.a Responsable Personal de la RNT, Usuario de Alta Tensión y RGD responsable del equipo primario.</p> <p>Detección de necesidades de mantenimiento</p> <p>Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas en servicio o modificaciones y realiza la</p>

<p>Descripción de actividades</p>	<p>en servicio o modificaciones y realiza la solicitud al Centro de Control del Transportista o Distribuidor correspondiente.</p>	<p>solicitud al Centro de Control del Transportista, Suministrador o Distribuidor correspondiente.</p>
<p>240 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Descripción de actividades</p>	<p>No. 2 Responsable Personal del Centro de Control de la RNT, RGD.</p> <p>Análisis preliminar de la solicitud Organiza la totalidad de solicitudes de licencia en su ámbito y aplica lo establecido en los criterios de filtrado y autorización de licencias.</p>	<p>No. 2 Responsable Personal del Centro de Control de la RNT, Suministrador, RGD.</p> <p>Análisis preliminar de la solicitud Organiza la totalidad de solicitudes de licencia en su ámbito y aplica lo establecido en los criterios de filtrado y autorización de licencias.</p>
<p>241 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Descripción de actividades</p>	<p>No. 11 Responsable Operador del Cenace</p> <p>Autorización de ejecución de maniobras</p> <p>Previo a iniciar maniobras, el Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG y RDC, para dejar sin potencial el Elemento.</p>	<p>No. 11 Responsable Operador del Cenace</p> <p>Autorización de ejecución de maniobras</p> <p>Previo a iniciar maniobras, el Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, SUM, RGD, CCG y RDC, para dejar sin potencial el Elemento.</p>
<p>241 y 242 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Descripción de actividades</p>	<p>No. 14 Responsable Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC</p> <p>Otorgamiento de licencias</p> <p>Los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC otorgarán sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse) y notificará al Cenace del</p>	<p>No. 14 Responsable Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC</p> <p>Otorgamiento de licencias</p> <p>Los Centros de Control de la RNT, SUM, RGD y/o personal del CCG y RDC otorgarán sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse) y notificará al Cenace del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección</p>

	horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección	
242 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Descripción de actividades	No. 23 Responsable Operador del Cenace En caso de que las entidades involucradas no terminen los trabajos en el tiempo estipulado en la solicitud, el Cenace retirará la licencia programada y concederá una nueva Licencia de Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.	No. 23 Responsable Operador del Cenace En caso de que las entidades involucradas no terminen los trabajos en el tiempo estipulado en la solicitud, el Cenace retirará la licencia programada y concederá una nueva Licencia de Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los Centros de Control de la RNT, SUM , RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.
244 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD / Alcance	El presente procedimiento es aplicable a: a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y sus Operadores. b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores. c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores. d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores. e. Centro de Control del Usuario Calificado.	El presente procedimiento es aplicable a: a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y sus Operadores. b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores. c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores. d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores. e. Centro de Control del Usuario Calificado. f. Centro de Control del Suministrador
244 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD / Descripción de actividades	No. 1 Responsable Operador del Cenace, RNT, RGD, RDC. Detección de condiciones extraordinarias Detectan la necesidad de disminuir generación del SEN debido a variaciones de la frecuencia fuera de lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados	No. 1 Responsable Operador del Cenace, RNT, RGD, RDC, SUM . Detección de condiciones extraordinarias Detectan la necesidad de disminuir generación del SEN debido a variaciones de la frecuencia fuera de lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos. Estas variaciones de frecuencia pueden ser

	Operativos. Estas variaciones de frecuencia pueden ser ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de:	ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de:
245 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD / Descripción de actividades	No. 5 Responsable Operador de RNT, RGD, CCG, RDC Documentación de los eventos Documentan, en caso de que aplique en el Sistema de Información de la Operación (SIO), los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer las variables a su condición normal.	No. 5 Responsable Operador de RNT, RGD, CCG, RDC, SUM Documentación de los eventos Documentan, en caso de que aplique en el Sistema de Información de la Operación (SIO), los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer las variables a su condición normal.
245 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD / Descripción de actividades	No. 6 Responsable Operador de Cenace Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el Sistema de Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los Operadores de la RNT, RGD, CCG, RDC, sean consistentes con los eventos ocasionados por el disturbio y las acciones realizadas para restablecer las variables a su condición normal.	No. 6 Responsable Operador de Cenace Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el Sistema de Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los Operadores de la RNT, RGD, CCG, RDC, SUM sean consistentes con los eventos ocasionados por el disturbio y las acciones realizadas para restablecer las variables a su condición normal
247 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO	Definir la prioridad en la atención a la Operación por parte de los Operadores de los diferentes Centros de Control, considerando al Cenace, Transportista,	Definir la prioridad en la atención a la Operación por parte de los Operadores de los diferentes Centros de Control, considerando al Cenace, Transportista, Suministrador , Distribuidor y Participante del MEM.

<p>DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / Objetivo</p>	<p>Distribuidor y Participante del MEM.</p>	
<p>248 de 331 / MANUAL REGULADOR DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.1 Comunicación en Estados Operativos del SEN</p>	<p>a. Los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal de las entidades consideradas Participantes del Mercado son responsables de la Supervisión y Operación Física de las instalaciones de su ámbito y por lo tanto deben gestionar la aprobación del Operador del Cenace para realizar maniobras de conexión y/o desconexión de elementos que modifiquen la topología o condición operativa de la red eléctrica.</p>	<p>a. Los Operadores de los Centros de Control de la RNT, SUM, RGD y/o personal de las entidades consideradas Participantes del Mercado son responsables de la Supervisión y Operación Física de las instalaciones de su ámbito y por lo tanto deben gestionar la aprobación del Operador del Cenace para realizar maniobras de conexión y/o desconexión de elementos que modifiquen la topología o condición operativa de la red eléctrica.</p>
<p>249 de 331 / MANUAL REGULADOR DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.1 Comunicación en Estados Operativos del SEN</p>	<p>f. Los Operadores del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SS y RDC deben atender la situación operativa del SEN, en base a los procedimientos operativos que apliquen y privilegiará la atención del equipo bajo su responsabilidad.</p> <p>k. La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste de Ggeneración de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del Cenace, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los</p>	<p>f. Los Operadores del Centro de Control de la RNT, SUM, RGD y/o personal del CCG, SS y RDC deben atender la situación operativa del SEN, en base a los procedimientos operativos que apliquen y privilegiará la atención del equipo bajo su responsabilidad.</p> <p>k. La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste de G generación de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del Cenace, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los Centros de Control de la RNT, SUM, RGD y/o personal del CCG, RDC.</p>

	Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, RDC.	
250 y 251 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.2 Intercambio de información post- disturbio	<p>Disturbios de alta relevancia</p> <p>b. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrados elaborarán el Reporte Preliminar del Disturbio escrito a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y lo registrará en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.</p> <p>c. El Cenace a más tardar 3 horas después de ocurrido el evento, enviará de manera semanal el reporte preliminar escrito al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p> <p>d. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados en el disturbio realizarán un Reporte Completo del Disturbio, el cual deberá estar concluido a más tardar 72 horas después de la ocurrencia del mismo,</p> <p>el seguimiento a las medidas correctivas será permanente y hasta que todas se hayan terminado y lo registrará en el SRD. En caso que, por la magnitud, la evolución o lo complicado para determinar las acciones</p>	<p>Disturbios de alta relevancia</p> <p>b. El Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM involucrados elaborarán el Reporte Preliminar del Disturbio escrito a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y lo registrará en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.</p> <p>c. El Cenace a más tardar 3 horas después de ocurrido el evento, enviará de manera semanal el reporte preliminar escrito al Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p> <p>d. El Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados en el disturbio realizarán un Reporte Completo del Disturbio, el cual deberá estar concluido a más tardar 72 horas después de la ocurrencia de este del mismo,</p> <p>el seguimiento a las medidas correctivas será permanente y hasta que todas se hayan terminado y lo registrará en el SRD. En caso de que, por la magnitud, la evolución o lo complicado para determinar las acciones correctivas, el Transportista, Suministrador, Distribuidor y/o Participante del MEM podrán solicitar a la CRE una prórroga para entregar el Reporte Completo del Disturbio, por medio del SRD, pero esto deberá estar plenamente</p>

	<p>correctivas, el Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM podrán solicitar a la CRE una prórroga para entregar el Reporte Completo del Disturbio, por medio del SRD, pero esto deberá estar plenamente justificado y deberá entregar los avances que se tengan al momento de la petición de la prórroga.</p> <p>e. El CENACE a más tardar 96 horas, si no hubo prórroga, y de 144 horas, si hubo prórroga, después de ocurrido el disturbio, enviará el Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p> <p>f. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deberán registrar en el SRD el Reporte Definitivo del Disturbio, así como la información requerida.</p>	<p>justificado y deberá entregar los avances que se tengan al momento de la petición de la prórroga.</p> <p>e. El CENACE a más tardar 96 horas, si no hubo prórroga, y de 144 horas, si hubo prórroga, después de ocurrido el disturbio, enviará el Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p> <p>f. El Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM deberán registrar en el SRD el Reporte Definitivo del Disturbio, así como la información requerida.</p>
<p>251 y 252 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.2 Intercambio de información post- disturbio</p>	<p>Disturbios de alta relevancia</p> <p>Reporte Preliminar</p> <p>Realizado por Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p> <p>Reporte Completo</p> <p>Realizado por Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p>	<p>Disturbios de alta relevancia</p> <p>Reporte Preliminar</p> <p>Realizado por Transportista, Suministrador, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p> <p>Reporte Completo</p> <p>Realizado por Transportista, Suministrador, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p>

	Reporte Definitivo	Reporte Definitivo
	<p>Entregado a Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p>	<p>Entregado a Transportista, Suministrador, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</p>
<p>252 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.2 Intercambio de información post- disturbio</p>	<p>Disturbios de media relevancia</p> <p>b. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todos los eventos ocurridos en su ámbito y enviarán un Reporte Completo del Disturbio al Cenace semanalmente, de todos los eventos que clasifiquen en esta categoría, por medio del SRD.</p> <p>c. El Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>Disturbios de media relevancia</p> <p>b. El Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todos los eventos ocurridos en su ámbito y enviarán un Reporte Completo del Disturbio al Cenace semanalmente, de todos los eventos que clasifiquen en esta categoría, por medio del SRD.</p> <p>c. El Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>
<p>252 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / 1.2 Intercambio de información post- disturbio</p>	<p>Disturbios de media relevancia</p> <p>Reporte Completo</p> <p>Realizado por Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</p> <p>Entregado a Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado SIO SRD</p>	<p>Disturbios de media relevancia</p> <p>Reporte Completo</p> <p>Realizado por Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC Transportista, Suministrador, Distribuidor y Participante del MEM involucrado</p> <p>Entregado a Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado Cenace</p> <p>SIO SRD</p>

<p>253 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE- TRANSPORTISTA- SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / Antecedentes</p>	<p>QUINTA. Obligaciones del Suministrador. <i>El Suministrador tendrá las siguientes obligaciones:</i></p> <p><i>La coordinación ante el Cenace debe ser a través del Centro de Control del Transportista.</i></p>	<p>QUINTA. Obligaciones del Suministrador. <i>El Suministrador tendrá las siguientes obligaciones:</i></p> <p><i>La coordinación ante el Cenace debe ser a través del Centro de Control del Suministrador Transportista.</i></p>
<p>254 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE- TRANSPORTISTA- SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / Antecedentes</p>	<p><i>SEXTA. Obligaciones del CENACE. El CENACE tendrá las siguientes obligaciones:</i></p> <p><i>p) Mantener procedimientos operativos e instructivos actualizados y disponibles para ser consultados en todo momento por los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado.</i></p>	<p><i>SEXTA. Obligaciones del CENACE. El CENACE tendrá las siguientes obligaciones:</i></p> <p><i>p) Mantener procedimientos operativos e instructivos actualizados y disponibles para ser consultados en todo momento por los Transportistas, Suministradores, Distribuidores y Participantes del Mercado.</i></p>
<p>255 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE- TRANSPORTISTA-</p>	<p>Cuando lo requiera, el personal del UCAT solicitará al OSS, con la oportunidad debida, que tramite Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control de Transportista, y para mantenimiento preventivo o correctivo a las instalaciones</p>	<p>Cuando lo requiera, el personal del UCAT solicitará al OSS, con la oportunidad debida, que tramite Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control de Transportista, y para mantenimiento preventivo o correctivo a las instalaciones del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>

<p>SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 1. Lineamientos</p>	<p>del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>	
<p>256 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 1. Lineamientos</p>	<p>El OSS solicitará, con la oportunidad debida, al personal de una Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control del Transportista para atender las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura particular del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p> <p>El SO-Cenace, el OZOT y el OSS, deberán dar cumplimiento a las funciones establecidas en el Manual de Coordinación Operativa, referente a los 4 niveles operativos jerárquicos que aseguran el proceso básico de la operación, los cuales serán coordinados por el Cenace y subordinados técnicamente entre sí</p>	<p>El OSS solicitará, con la oportunidad debida, al personal de una Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control del Transportista para atender las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura particular del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p> <p>El SO-Cenace, el OZOT y el OSS, deberán dar cumplimiento a las funciones establecidas en el Manual de Coordinación Operativa, referente a los 4 3 niveles operativos jerárquicos que aseguran el proceso básico de la operación, los cuales serán coordinados por el Cenace y subordinados técnicamente entre sí</p>
<p>257 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST</p>	<p>No. 6 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Autorización de Solicitud</p> <p>En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a través de la OZOT.</p>	<p>No. 6 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Autorización de Solicitud</p> <p>En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS y a través de la OZOT.</p>

<p>A-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / i. Actividades para la Administración de Licencias:</p>		
<p>257 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA A-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / i. Actividades para la Administración de Licencias:</p>	<p>No. 8 Responsable SO-Cenace y OSS</p> <p>Actividad</p> <p>Reprogramación o Cancelación de Solicitud</p> <p>Si no es factible autorizar la solicitud, el Cenace reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El Cenace notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.</p>	<p>No. 8 Responsable SO-Cenace y OSS</p> <p>Actividad</p> <p>Reprogramación o Cancelación de Solicitud</p> <p>Si no es factible autorizar la solicitud, el Cenace reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El Cenace notificará la causa a través del Centro de Control del al Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.</p>
<p>259 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA /</p>	<p>No. 3 Responsable OZOT</p> <p>Actividad</p>	<p>No. 3 Responsable OZOT SO-Cenace</p> <p>Actividad</p>

<p>PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA A-SUMINISTRADO PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>Detección de tendencia a violación de tensión</p> <p>Informa a la brevedad al SO-Cenace, la anomalía reportada por el UCAT y las condiciones físicas de las instalaciones del Usuario Final que reportó el disturbio. En caso necesario consulta con el OCCD, las condiciones de la RNT en el punto de conexión del Usuario Final a través del centro de control del transportista.</p>	<p>Detección de tendencia a violación de tensión</p> <p>Informa a la brevedad al SO-Cenace OZOT, la anomalía reportada por el UCAT y las condiciones físicas de las instalaciones del Usuario Final que reportó el disturbio. En caso necesario consulta con el OZOT, las condiciones de la RNT en el punto de conexión del Usuario Final a través del centro de control del transportista.</p>
<p>260 de 331 / MANUAL REGULADOR DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA A-SUMINISTRADO PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>Actividad</p> <p>Informa a la brevedad al SO-Cenace la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que se conecta el Usuario Final y los límites operativos establecidos.</p>	<p>No. 3A Responsable OZOT</p> <p>Actividad</p> <p>Detección de tendencia a violación de tensión</p> <p>Informa a la brevedad al SO-Cenace la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que se conecta el Usuario Final y los límites operativos establecidos.</p>
<p>260 de 331 / MANUAL</p>	<p>No. 8 Responsable SO-Cenace</p>	<p>No. 8 Responsable SO-Cenace</p>

<p>REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>Actividad</p> <p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión</p> <p>En coordinación con el OZOT define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Ajuste del <i>set point</i> de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). <input type="checkbox"/> Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga. 	<p>Actividad</p> <p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión</p> <p>En coordinación con el OZOT define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Ajuste del <i>set point</i> de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). <input type="checkbox"/> Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores de la RNT. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga de la RNT. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga de la RNT.
<p>260 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades /</p>	<p>No. 9 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Acciones en equipos de las RGD para corregir tensión</p> <p>Indica al OZOT que solicite al OCCD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga. 	<p>No. 9 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Acciones en equipos de las RGD para corregir tensión</p> <p>Indica al OZOT que solicite al OCCD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores de la RGD. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga de la RGD. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga.

ii. Actividades para el Control de Tensión:		
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>No. 11 Responsable OZOT</p> <p>Actividad</p> <p>Con base a la solicitud del SO-CENACE, solicitar al OCCD la ejecución de la acción de control requerida, de las establecidas en el punto 9, para el control de voltaje en la RGD.</p>	<p>No. 11 Responsable OZOT OCCD</p> <p>Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RGD para corregir tensión</p> <p>Con base a la solicitud del Ejecuta la acción de control instruida por el SO-CENACE, solicitar al OCCD la ejecución de la acción de control requerida, de las establecidas en el punto 9, para el control de voltaje en la RGD.</p>
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS</p>	<p>No. 12 Responsable OCCD</p> <p>Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RGD para corregir tensión</p> <p>Notifica al OZOT la ejecución de las acciones solicitadas, conforme a lo descrito en la actividad 9 de este grupo de actividades.</p> <p>Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el SIO y notifica al OZOT vía voz y por el envío de información por medio electrónico (en caso de ser compatibles los Sistemas</p>	<p>No. 12 Responsable OCCD</p> <p>Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RGD para corregir tensión</p> <p>Notifica al OZOT SO-CENACE la ejecución de las acciones solicitadas, conforme a lo descrito en la actividad 9 de este grupo de actividades.</p> <p>Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el SIO y notifica al OZOT SO-CENACE vía voz y por el envío de información por medio electrónico (en caso de ser compatibles los Sistemas Informáticos), los horarios de ejecución.</p>

<p>EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>Informáticos), los horarios de ejecución.</p>	
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>No. 13 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Ajustes en Centros de Carga (RDC) para corregir la tensión</p> <p>Solicita al OSS informe al ORDC la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de RDC. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga. <input type="checkbox"/> Corrección del factor de potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad. 	<p>No. 13 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Ajustes en Centros de Carga (RDC) para corregir la tensión</p> <p>Solicita al OSS informe al ORDC la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de RDC. <input type="checkbox"/> Corte controlado de carga. <input type="checkbox"/> Corrección del factor de potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad.
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL</p>		<p>No. 13A Responsable Op-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Ajuste en Centros de Carga para corregir la tensión</p> <p>Solicita al OSS la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. <input type="checkbox"/> Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación. <input type="checkbox"/> Corte controlado de Carga.

<p>OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>		<p>☑ Corrección del Factor de Potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad.</p>
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>	<p>No. 14 Responsable OZOT, OSS</p> <p>Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT y/o RGD y/o RDC para corregir tensión</p> <p>Informan a la brevedad al SO-Cenace, la ejecución de las acciones de control físico realizadas a los equipos de la RGD y/o RDC, conforme a los puntos 9 y 13 de este grupo de actividades, según corresponda. Asimismo, notifica al SO-Cenace vía voz y/o mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>	<p>No. 14 Responsable OZOT, OSS, OCCD, ORCD.</p> <p>Actividad</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT y/o RGD y/o RDC y/o UCAT para corregir tensión</p> <p>Informan a la brevedad al SO-Cenace, la ejecución de las acciones de control físico realizadas a los equipos de la RNT, RGD y/o RDC y/o UCAT, conforme a los puntos 9 y 13 de este grupo de actividades, según corresponda. Asimismo, notifica al SO-Cenace vía voz y/o mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>
<p>261 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTIST</p>	<p>No. 18 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Registro de acciones para control de tensión</p> <p>Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG y/o ORDC.</p>	<p>No. 18 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Registro de acciones para control de tensión</p> <p>Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG, OSS y/o ORDC.</p>

<p>A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / ii. Actividades para el Control de Tensión:</p>		
<p>264 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA A-SUMINISTRADO R PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN / 2 Descripción de actividades / iii. Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios:</p>	<p>No. 14 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el SIO los eventos registrados por el OZOT y por el OSS, y retroalimenta a los involucrados.</p>	<p>No. 14 Responsable SO-Cenace</p> <p>Actividad</p> <p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el SIO los eventos registrados por el OZOT, y/o OCCD y por el OSS, y retroalimenta a los involucrados.</p>
<p>271 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante del Grupo de Trabajo deberá</p>	<p>Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante del Grupo de Trabajo deberá integrar Comité(s)</p>

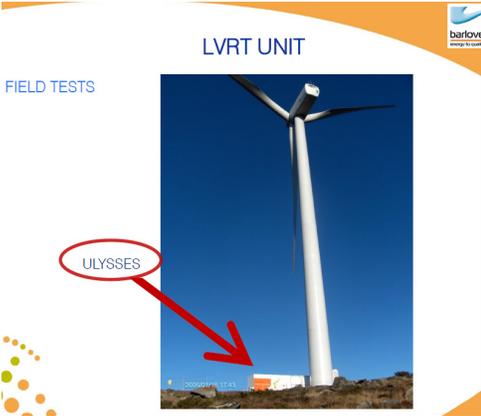
<p>COORDINACIÓN OPERATIVA / PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN INSTALACIONES DEL MEM QUE OCACIONEN INTERRUPTIÓN PROLONGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO / 3. Clasificación de las interrupciones del suministro eléctrico / F. Casos Excepcionales</p>	<p>integrar Comité(s) conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos. <input type="checkbox"/> Operadas.</p>	<p>conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos. <input type="checkbox"/> Protecciones Operadas.</p>
<p>289 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 3 Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red / 3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red</p>	<p>Para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D aplican los especificados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B: a. Rangos de tensión: i. La Central Eléctrica debe mantenerse interconectada a la red y operar dentro de los rangos de tensión, en los tiempos, por evento, especificados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B;</p>	<p>Comentarios: ¿Cuáles son las diferencias entre las Tablas 3.1.A y 3.1.B?; porque contienen la misma información.</p> <p>Sin embargo, la Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC. Dice ser para SIN y SBC, pero también considera las Áreas Síncronas de Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé.</p> <p>En cambio, la Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM. Dice ser para SBCS y SIM, pero también considera las Áreas Síncronas del Sistema Interconectado Nacional y Baja California</p>

para Centrales Eléctricas tipo B, C y D	Rango de tensión del punto de interconexión	<p>Además, faltan los valores de V₂ y V₁. Los cuales, deberían venir indicados como:</p> <p>V_{máx} = 1.05 V_{nominal} V_{mín} = 0.95 V_{nominal} V₁ = 0.90 V_{nominal} V₂ = 1.10 V_{nominal}</p> <p>Para mantenerse la relación de Volts/Hertz de 1.16 con V₂ = 1.10 V_{nominal} y una frecuencia de 0.95 p.u. En donde la protección 24G de Volts/Hertz está diseñada para operar como un efecto combinado del comportamiento de la tensión y la frecuencia de la red.</p> <p>Lo anterior implica que si:</p> <p>V₁ = 0.90 V_{nominal} V₂ = 1.10 V_{nominal}</p> <p>Entonces la Central Eléctrica debe estar diseñada para operar en V₁ y V₂ en forma ilimitada y sólo la restricción del tiempo propio del 24G es cuando se tiene V₂ = 1.10 V_{nominal} y una frecuencia de 0.95 p.u. en la red.</p> <p>Lo anterior porque los fabricantes de generadores no pueden diseñarlos sólo, para operar en V₂ y V₁ durante 15 o 30 minutos.</p> <p>Debido a ello, cuando es especificado el tiempo de 15 minutos o 30 minutos, quiere decir que la Central Generadora debe estar diseñada para operar en forma ilimitada a 0.90 p.u. y 1.10 p.u. En donde Cenace limite la operación en este rango sólo a los 15 minutos o 30 minutos, en lo que son tomadas acciones de control.</p> <p>Ahora por el tiempo de lo 15 minutos o 30 minutos, los esquemas de bajatensión 27 y de sobretensión 59, por diseño sólo ofrecen ajustes del</p>
	$V_{\max} \leq V < V_2$	
	$V_{\min} \leq V < V_{\max}$	
	$V_1 \leq V < V_{\min}$	

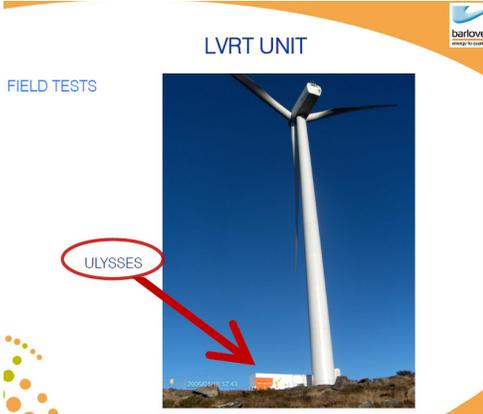
V_{máx} = 1.05 V_{nominal}
V_{mín} = 0.95 V_{nominal}

		<p>tiempo en segundos y sin llegar a los minutos.</p> <p>Esto quiere decir que los tiempos 15 minutos o 30 minutos, son para efectuarse acciones manuales y no automáticas.</p> <p>Véase NMX-J-501-ANCE Sistemas de control de Centrales Generadoras Sistemas de excitación Estáticos controlados por Tiristores para generador síncrono – Especificaciones y métodos de pruebas.</p> <p>También verse Especificación CFE W4101-16 Sistema de Excitación Estático para Generadores Síncronos de Centrales Eléctricas.</p>
<p>298, 299 y 300 de 331 / MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 4 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla / 4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B / 4.1.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo B</p>	<p>Tabla 4.1.1.A: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo B y C, respectivamente, ante condiciones dinámicas o de falla.</p> <p>Figura 4.1.1.A: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p> <p>Tabla 4.1.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.</p> <p>Figura 4.1.1.B: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p>	<p>Figura 4.1.1.B: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p> <p>Por lo mismo, las Centrales Eléctricas B y C deben presentar el certificado del cumplimiento, de los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla. El cual, sea expedido por un Laboratorio Nacional o Internacional acreditado por la CRE.</p> <p>Lo anterior por no ser posible la validación de dicho cumplimiento, sino por las pruebas por medio de un Laboratorio.</p> <p>En el caso de las Centrales Eléctricas existentes, deben entregar el mismo certificado. En donde las pruebas sean efectuadas a través del mismo Laboratorio, pero por medio del uso de una unidad móvil de prueba.</p> <p>Comentarios: De acuerdo con la Figura 4.1.1.A, falta el punto PA4 con $t = 1.5$</p>

		<p>seg. y $V = 1.1$ p.u. en dicha figura y en la Tabla 4.1.1.A</p> <p>Además, en el caso de incluirse, quiere decir que las Centrales Eléctricas Tipo B y C, sólo podrían operar con $V = 1.1$ p.u. sólo durante $t = 1.5$ seg. También en $V = 0.90$ p.u. la operación sería sólo durante $t = 1.5$ seg.</p> <p>Por lo anterior es mejor eliminarse los puntos PB5 y PA4 y prolongarse el extremo derecho de la Figura 4.1.1.A a la derecha para denotarse operación continua.</p> <p>Esto mismo ocurre en las Tabla 4.1.1.B y Figura 4.1.1.B</p> <p>Otra opción podría ser sustituir $t =$ infinito en PB5 y PA4.</p> <p>Como puede ver en las figuras anteriormente comentadas, los puntos PB5 y PA4 indican pueden operarse las Centrales Generadoras en $V1 = 0.90$ y $V2 = 1.10$ en forma continua.</p> <p>Con relación al certificado del cumplimiento, puede ser efectuado por ejemplo por el National Renewable Energy Laboratory (NREL).</p> <p>NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.</p> <p>Otro ejemplo es Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. Renewables Certification:</p> <p>Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany</p>
--	--	--

		<p>Un último ejemplo es Barlovento Recursos Naturales o E2Q de México S.A de CV, México. Av. Hidalgo No. 2380 - Col. Vallarta Norte 44690 Guadalajara (Jalisco). Con Testing Wind Turbines Generators with ULYSSES.</p> <p>ULYSSES: The unit is able to perform short circuits of the desired residual voltage with precise duration.</p> 
<p>302 y 303 de 331 / MANUAL REGULADOR DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 4 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla / 4.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D / 4.3.1 Respuesta ante fallas para</p>	<p>Tabla 4.3.1.A: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla</p> <p>Figura 4.3.1.A: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p> <p>Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla</p> <p>Figura 4.3.1.B Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p>	<p>Figura 4.3.1.B Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p> <p>Por lo mismo, las Centrales Eléctricas B y C deben presentar el certificado del cumplimiento, de los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla. El cual, sea expedido por un Laboratorio Nacional o Internacional acreditado por la CRE.</p> <p>Lo anterior por no ser posible la validación de dicho cumplimiento, sino por las pruebas por medio de un Laboratorio.</p> <p>En el caso de las Centrales Eléctricas existentes, deben entregar el mismo certificado. En donde las pruebas sean efectuadas a través del mismo Laboratorio,</p>

<p>Centrales Eléctricas tipo D</p>		<p>pero por medio del uso de una unidad móvil de prueba.</p> <p>Comentarios: De acuerdo con la Figura 4.3.1.A, falta el punto PA4 con $t = 1.5$ seg. y $V = 1.1$ p.u. en dicha figura y en la Tabla 4.3.1.A</p> <p>Además, en el caso de incluirse, quiere decir que las Centrales Eléctricas Tipo D, sólo podrían operar con $V = 1.1$ p.u. sólo durante $t = 1.5$ seg. También en $V = 0.90$ p.u. la operación sería sólo durante $t = 1.5$ seg.</p> <p>Por lo anterior es mejor eliminarse los puntos PB6 y PA4 y prolongarse el extremo derecho de la Figura 4.3.1.A a la derecha para denotarse operación continua.</p> <p>Esto mismo ocurre en las Tabla 4.3.1.B y Figura 4.3.1.B</p> <p>Otra opción podría ser sustituir $t =$ infinito en PB6 y PA4.</p> <p>Como puede ver en las figuras anteriormente comentadas, los puntos PB6 y PA4 indican pueden operarse las Centrales Generadoras en $V1 = 0.90$ y $V2 = 1.10$ en forma continua.</p> <p>Con relación al certificado del cumplimiento, puede ser efectuado por ejemplo por el National Renewable Energy Laboratory (NREL).</p> <p>NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.</p> <p>Otro ejemplo es Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. Renewables Certification:</p>
---	--	---

		<p>Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany</p> <p>Un último ejemplo es Barlovento Recursos Naturales o E2Q de México S.A de CV, México. Av. Hidalgo No. 2380 - Col. Vallarta Norte 44690 Guadalajara (Jalisco). Con Testing Wind Turbines Generators with ULYSSES.</p> <p>ULYSSES: The unit is able to perform short circuits of the desired residual voltage with precise duration.</p> 
<p>307 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6 Requerimientos generales de administración del SEN / 6.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas</p>	<p>iii. Los esquemas de protección, que apliquen por tipo de tecnología, podrán cubrir al menos contra las siguientes perturbaciones:</p> <p>E. Sobretensión o baja tensión en terminales de la Central Eléctrica; F. Sobretensión o baja tensión en el punto de interconexión; O. Sobreflujo magnético (V/f); Q. Razón de cambio de la frecuencia;</p>	<p>Comentarios: Los esquemas de protección “E y F” por diseño sólo ofrecen ajustes del tiempo en segundos y sin llegar a los minutos.</p> <p>Por dicha razón, deben revisarse las Tablas 3.1.A y 3.1.B</p> <p>En el caso de la protección “O” su diseño se pueden tener valores de 1.16 con $V2 = 1.10 V_{nominal}$ y una frecuencia de 0.95 p.u. En donde la protección 24G de Volts/Hertz está diseñada para operar como un efecto combinado del comportamiento de la tensión y la frecuencia de la red.</p> <p>Lo anterior implica que si:</p> <p>$V1 = 0.90 V_{nominal}$ $V2 = 1.10 V_{nominal}$</p>

<p>tipo B / 6.1.2 Esquemas de protección y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B</p>		<p>Entonces la Central Eléctrica debe estar diseñada para operar en V1 y V2 en forma ilimitada y sólo la restricción del tiempo propio del 24G es cuando se tiene $V2 = 1.10 V_{nominal}$ y una frecuencia de 0.95 p.u. en la red.</p> <p>Para la protección “Q” Cenace debe proporcionar el valor de la variable medida.</p> <p>Además, agregarse la protección:</p> <p>R. Sobretensión de secuencia cero (59N por 3V0).</p> <p>La protección “R” aplica sólo en los casos donde el devanado primario del transformador elevador de la Central Eléctrica esté conectado en Delta. En donde dicha conexión no permite la aportación de corrientes de secuencia cero, para fallas de una fase a tierra y 2 fases a tierra en la RNT.</p> <p>Además, al tenerse el devanado primario conectado en Delta, es necesario sea instalado un Banco de Tierras.</p> <p>Por lo mismo, la protección 59N debe ser de respaldo, para cuando esté indisponible el Banco de Tierras por mantenimiento o por haber fallado.</p>
<p>310 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 6</p>	<p>i. La disposición de puesta a tierra del punto neutro en el lado de la red, de los transformadores elevadores de la Central Eléctrica debe cumplir con las especificaciones técnicas emitidas por la CRE.</p>	<p>Comentarios: En los casos donde el devanado primario del transformador elevador de la Central Eléctrica esté conectado en Delta. En donde dicha conexión no permite la aportación de corrientes de secuencia cero, para fallas de una fase a tierra y 2 fases a tierra en la RNT, es necesario sea instalado un Banco de Tierras junto con una protección 59N de Sobretensión de secuencia cero (por 3V0).</p>

<p>Requerimientos generales de administración del SEN / 6.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C / 6.2.6 Método de aterrizado del neutro para Centrales Eléctricas tipo C</p>		<p>Por lo mismo, la protección 59N debe ser de respaldo, para cuando esté indisponible el Banco de Tierras por mantenimiento o por haber fallado.</p>
<p>314 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia / 7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo /</p>	<p>Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo:</p> <p>a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio); b) relación R/X periódicas; y c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).</p>	<p>Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo:</p> <p>a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio); b) relación R/X periódicas; y c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia) a partir del Modelo Físico de la Red para armónicos.</p>
<p>314, 315 y 316 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE</p>	<p>7.5.1 Requerimientos generales de contenido de</p>	<p>7.5.1 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo A y B</p>

<p>REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia / 7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo / 7.5.1 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo B</p>	<p>armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo.</p> <p>a. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de corriente es de 5 %, considerando hasta la 50^a armónica.</p> <p>b. Cada armónico individual se debe limitar a los porcentajes mostrados en la Tabla 7.5.1 A Los armónicos pares en estos rangos deben ser en magnitud menor que el 25% que el armónico impar correspondiente.</p> <p>c. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 5 %, considerando hasta la 50^a armónica;</p> <p>Tabla 7.5.1 A Límites máximos de distorsión de corriente</p> <p>Tabla 7.5.1 B Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo B</p>	<p>Las Centrales Eléctricas de tipo A y B deben cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo.</p> <p>Tabla 7.5.1 B Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo A y B</p> <p>Comentarios: Las Centrales Generadoras tipo A también deben tener límites en la corriente armónica.</p> <p>Es importante sea indicada la fuente de donde fueron tomados los valores y las Tabla 7.5.1 A y Tabla 7.5.1 B, para darles sustento técnico.</p> <p>O bien de acuerdo con la IEEE Std 519™-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.</p> <p>En donde establece:</p> <p>Copyrights</p> <p>IEEE draft and approved standards are copyrighted by IEEE under U.S. and international copyright laws. They are made available by IEEE and are adopted for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of engineering practices and methods. By making these documents available for use and adoption by public authorities and private users, IEEE does not waive any rights in copyright to the documents.</p> <p>Podrían tomarse los datos siguientes:</p> <p>5.1 Recommended harmonic voltage limits</p> <p>At the PCC, system owners or operators should limit line-to-neutral voltage harmonics as follows:</p>
---	--	---

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) values should be less than 1.5 times the values given in Table 1.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) values should be less than the values given in Table 1.

All values should be in percent of the rated power frequency voltage at the PCC. Table 1 applies to voltage harmonics whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 1—Voltage distortion limits

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
1 kV < $V \leq 69$ kV	3.0	5.0

5.2 Recommended current distortion limits for systems nominally rated 120 V through 69 kV

The limits in this subclause apply to users connected to systems where the rated voltage at the PCC is 120 V to 69 kV. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 2.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 2 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 2—Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a,b}						
I_{hg}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20 ^c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

		<p>aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.</p> <p>bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.</p> <p>cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L.</p> <p>where I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at the PCC under normal load operating conditions</p> <p>For interharmonic current components with frequencies that are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment. Limiting values and appropriate statistical indices should be developed on a case-by-case basis starting from the guidance of Annex A and considering the specifics of the supply system, connected user loads, and provisions for other users.</p> <p>5.5 Recommendations for increasing harmonic current limits</p> <p>It is recommended that the values given in Table 2, be increased by a multiplying factor when actions are taken by a user to reduce lower-order harmonics. The multipliers given in the second column of Table 5 are applicable when steps are taken to reduce the harmonic orders given in the first column.</p> <p>Table 5—Recommended multipliers for increases in harmonic current limits</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Harmonics orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4</th> <th>Multiplier</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5, 7</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13</td> <td>1.7</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13,17,19</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13,17,19,23,25</td> <td>2.2</td> </tr> </tbody> </table> <p>The multipliers in Table 5 can be obtained as shown in Equation (3) where p is the pulse-order of a threephase rectifier-based converter ($p = 6, 12, 18, 24, \text{etc.}$). These converters produce dominant or</p>	Harmonics orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4	Multiplier	5, 7	1.4	5,7,11,13	1.7	5,7,11,13,17,19	2.0	5,7,11,13,17,19,23,25	2.2
Harmonics orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4	Multiplier											
5, 7	1.4											
5,7,11,13	1.7											
5,7,11,13,17,19	2.0											
5,7,11,13,17,19,23,25	2.2											

		<p>characteristic harmonic currents at orders of $p(n \pm 1)$, where n is a simple counter, $n = 1, 2, 3$ etc., and significantly lower current magnitudes at other orders.</p> <p>However, the recommended multipliers in Table 3 apply regardless of the method used to reduce the harmonics that would be considered “non-characteristic harmonics” for a p-pulse converter as long as all “non-characteristic harmonics,” including even-order harmonics, are kept below 25% of the limit values given in Table 2, Table 3, or Table 4 as appropriate.</p>
<p>316 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL / Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia / 7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo / 7.5.2 Requerimientos generales de contenido armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo C y D</p>	<p>La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo:</p> <p>a. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 3.0 %, considerando hasta la 50^a armónica;</p> <p>b. Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 7.5.2; y</p> <p>c. El valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2 % respecto de la fundamental.</p> <p>Tabla 7.5.2: Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo C y D.</p> <p>d. Armónicos de corriente según el 7.5.1 a) y b).</p>	<p>Comentarios: Es importante sea indicada la fuente de donde fueron tomados los valores y la Tabla 7.5.2, para darles sustento técnico.</p> <p>O bien de acuerdo con la IEEE Std 519™-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.</p> <p>En donde establece:</p> <p>Copyrights</p> <p>IEEE draft and approved standards are copyrighted by IEEE under U.S. and international copyright laws. They are made available by IEEE and are adopted for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of engineering practices and methods. By making these documents available for use and adoption by public authorities and private users, IEEE does not waive any rights in copyright to the documents.</p> <p>Podrían tomarse los datos siguientes:</p> <p>5.1 Recommended harmonic voltage limits</p> <p>At the PCC, system owners or operators should limit line-to-neutral voltage harmonics as follows:</p>

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) values should be less than 1.5 times the values given in Table 1.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) values should be less than the values given in Table 1.

All values should be in percent of the rated power frequency voltage at the PCC. Table 1 applies to voltage harmonics whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 1—Voltage distortion limits

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 ^a

5.2 Recommended current distortion limits for systems nominally rated 120 V through 69 kV

The limits in this subclause apply to users connected to systems where the rated voltage at the PCC is 120 V to 69 kV. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 2.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 2 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 2—Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a,b}						
I_{hg}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at the PCC under normal load operating conditions

For interharmonic current components with frequencies that are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.3 Recommended current distortion limits for systems nominally rated above 69 kV through 161 kV

The limits in this subclause apply to users connected to systems where the rated voltage V at the PCC is $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 3.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 3.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 3.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current

value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 3 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 3—Current distortion limits for systems rated above 69 kV through 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_h/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^\circ$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current

(fundamental frequency component)

at the PCC under normal load operating conditions

For interharmonic current components with frequencies that are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.3 Recommended current distortion limits for systems nominally rated above 69 kV through 161 kV

The limits in this subclause apply to users connected to general transmission systems where the rated voltage V at the PCC is greater than 161 kV. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 4.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 4.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 4.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 4 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 4—Current distortion limits for systems rated > 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_h/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<25 ^c	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current

(fundamental frequency component)

at the PCC under normal load operating conditions

For interharmonic current components with frequencies which are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.5 Recommendations for increasing harmonic current limits

It is recommended that the values given in Table 2, Table 3, and Table 4 be increased by a multiplying factor when actions are taken by a user to reduce lower-order harmonics. The multipliers given in the second column of Table 5 are applicable when steps are taken to reduce the harmonic orders given in the first column.

		<p>Table 5—Recommended multipliers for increases in harmonic current limits</p> <table border="1" data-bbox="987 212 1318 323"> <thead> <tr> <th>Harmonic orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4</th> <th>Multiplier</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5, 7</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13</td> <td>1.7</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13,17,19</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>5,7,11,13,17,19,23,25</td> <td>2.2</td> </tr> </tbody> </table> <p>The multipliers in Table 5 can be obtained as shown in Equation (3) where p is the pulse-order of a three phase rectifier-based converter ($p = 6, 12, 18, 24, \text{etc.}$). These converters produce dominant or characteristic harmonic currents at orders of $p(n \pm 1)$, where n is a simple counter, $n = 1, 2, 3 \text{ etc.}$, and significantly lower current magnitudes at other orders.</p> <p>However, the recommended multipliers in Table 3 apply regardless of the method used to reduce the harmonics that would be considered “non-characteristic harmonics” for a p-pulse converter as long as all “non-characteristic harmonics,” including even-order harmonics, are kept below 25% of the limit values given in Table 2, Table 3, or Table 4 as appropriate.</p> $\text{Multiplier} = \sqrt{\frac{p}{\delta}} \quad (3)$	Harmonic orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4	Multiplier	5, 7	1.4	5,7,11,13	1.7	5,7,11,13,17,19	2.0	5,7,11,13,17,19,23,25	2.2
Harmonic orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4	Multiplier											
5, 7	1.4											
5,7,11,13	1.7											
5,7,11,13,17,19	2.0											
5,7,11,13,17,19,23,25	2.2											
<p>320 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 1. Alcance y aplicación</p>	<p>Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todos los Centros de Carga que pretendan la conexión al SEN.</p>	<p>Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todos los Centros de Carga que pretendan la conexión al SEN.</p> <p>También aplican para aquellos Centro de Carga; los cuales, hayan adicionado una Central Eléctrica en forma interna, a la instalación existente como Centro de Carga, para la condición cuando no esté conectada la Central Eléctrica.</p> <p>Comentarios: En la actualidad el Código de Red del 8 de abril de 2016, sólo aplica los criterios de las Centrales Eléctricas a este tipo de instalaciones híbridas (Centro de Carga con Central Eléctrica). Sin embargo, cuando es desconectada la Central Eléctrica del Centro de Carga, por mantenimiento o por falla, no</p>										

		toma en cuenta está situación y no evalúa la instalación, como Centro de Carga.
<p>322 y 323 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.1 Tensión</p>	<p>a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera permanente y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 3.1.A.</p> <p>Tabla 3.1.A. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente. Nota 1. Se toma como tensión máxima, el valor que soporta el aislamiento de los equipos del Centro de Carga. Nota 2. Se toma como tensión mínima, el 95% de la tensión nominal.</p> <p>b. En condiciones distintas al Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera temporal hasta por 20 minutos y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 3.1.B.</p> <p>Tabla 3.1.B. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos. Nota 1. Se toma como tensión temporal máxima, el 110% del valor nominal de tensión. Nota 2. Se toma como tensión temporal mínima, el 90% del valor nominal de tensión.</p>	<p>Notas: 1.- El comportamiento de la tensión es un efecto combinado de la regulación, en las redes de Extra Alta Tensión, Alta tensión, Media tensión y Baja Tensión.</p> <p>2.- Los valores máximos de la tensión, se refieren a los rangos de la tensión normalmente a ser controlados, en las subestaciones fuente (de envío) de Generación, Transportista, Distribuidor y acometidas de las subestaciones de carga de los Usuarios de Alta y Media Tensión (de recepción) cercanas a dichas fuentes.</p> <p>3.- Los valores mínimos de la tensión, se refieren a los rangos de la tensión normalmente a ser entregados, en las acometidas de las subestaciones de carga de los Usuarios de Alta y Media Tensión alejadas de las subestaciones fuentes.</p> <p>4.- Para evitarse operar en tensiones menores a los voltajes nominales, en las subestaciones fuente del Transportista por tenerse tolerancias propias de control del Cenace de -3%, -2.5% o -2%, es necesario que las cargas con efectos de fluctuaciones de la tensión como son las acereras y demás cargas similares; reduzcan sus fluctuaciones a valores aceptables, como podría ser por ejemplo con el uso de compensación dinámica reactiva. Así como también implica la instalación de más compensación dinámica de este tipo, en la red de 400 kV del Transportista.</p> <p>Lo anterior permitirá en un futuro la reducción de las tolerancias de la</p>

		<p>tensión a rangos de hasta +/-1.5%, como son los comúnmente utilizados a nivel internacional, en los cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga de los transformadores.</p> <p>5.- El Código de Red hasta el 8 de abril de 2019, no consideraba los límites en las fluctuaciones de la tensión producidas por las cargas de los Usuarios de Alta y Media Tensión; debido a factores de potencia en adelanto >1, como antes lo establecía el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (inductivo $0.9 \leq F.P. \leq 1$). Razón por la cual, habría que esperarse controlarse dicha situación en las cargas.</p> <p>6.- No debe perderse de vista que la resistencia y reactancia internas de los transformadores, junto con el factor de potencia de la carga, determinan la caída de tensión propia del transformador. Motivo por el cual, entre mayor sea la impedancia del transformador, mayor será la caída de tensión interna del transformador.</p> <p>7.- La regulación de la tensión en los buses secundarios de las subestaciones de Distribución y de las cargas de los Usuarios en Alta y Media Tensión conectadas a la RNT, será posible siempre y cuando sean considerados transformadores, con cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga o reguladores automáticos de tensión, en los circuitos de media tensión.</p> <p>8.- Esto amerita un diagnóstico completo de la red del Transportista, Usuarios de Alta y Media Tensión, Distribuidor en forma conjunta con el Cenace, porque los criterios de diseño de la</p>
--	--	--

		<p>red de Media Tensión anteriores al Código de Red sólo tomaban en cuenta estos aspectos en situaciones muy particulares; lo cual, pudiera implicar un programa de inversiones multianuales.</p> <p>9.- En el caso de los transformadores del Transportista también es pertinente, el diagnóstico del estado de los cambiadores automáticos de las derivaciones bajo carga. Porque en un futuro y con tolerancias de +/- 1.5% en el voltaje, serán requeridos.</p> <p>10.- Habría que revisarse las normas NOM y NMX de transformadores en México, para ver si incluyen la utilización del cambiador automático de las derivaciones bajo carga. En el caso contrario, es recomendable la adecuación de estas.</p> <p>Con relación a las especificaciones de transformadores de CFE, Distribución si incluye el aspecto del cambiador automático de las derivaciones bajo carga, pero se recomienda sea más detallado en cuanto a sus alarmas y bloqueos.</p> <p>En el caso de las especificaciones de transformadores de CFE Transmisión, si incluye el aspecto del cambiador de las derivaciones bajo carga, pero se deja abierta la especificación de su automatismo, alarmas y bloqueos. En donde esta situación ocasiona una falta de homologación a nivel nacional.</p> <p>11.- Habría que revisarse las normas NOM y NMX, a fin de ver si existen dichas normas, para reguladores automáticos de tensión en Alta y Media Tensión.</p>
--	--	--

		<p>12.- Cenace además establece límites preventivos de alerta, en sus tolerancias propias de control de la tensión, de las instalaciones fuente del Transportista. En donde dichos límites son para la ejecución de acciones de control.</p> <p>Comentarios: Sólo como referencia se incluye parte del artículo siguiente:</p> <p>Rocky Mountain Area Voltage Coordination Guidelines</p> <p>As Updated by the Voltage Coordination Work Group (VCWG)</p> <p>for the Colorado Coordinated Planning Group (CCPG) December 2016</p> <p>PHILOSOPHY OF THE VOLTAGE COORDINATION GUIDELINES</p> <p>Introduction:</p> <p>The Voltage Coordination Guidelines (“Guidelines” or VCG) were developed to improve overall steady state voltage coordination between area utilities, transmission and/or generation companies, or similar organizations, hereafter referred to as “entities”.</p> <p>This coordination ensures:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> That different utilities and areas do not have conflicting voltage control objectives. <input type="checkbox"/> That appropriate voltage scheduling objectives are defined for each area. <input type="checkbox"/> That voltage control equipment capabilities and settings are documented.
--	--	---

		<p>□ That appropriate attention is given to issues such as voltage collapse and/or circulating VAR problems.</p> <p>The voltage control objectives outlined in these guidelines are intended to supplement NERC, WECC and entity planning and operating criteria. The philosophy of voltage coordination in the Rocky Mountain Region can be thought of as a voltage target, with three main levels defined as “ideal”, “acceptable”, and “abnormal”. These Voltage Coordination Guidelines are directed at ideal transmission system steady state voltages, to the extent possible. NERC, WECC, and entity planning and operating criteria are in place to ensure acceptable and Abnormal voltage levels are maintained. Please refer to the region-specific sections in this VCG document for the ideal, acceptable, and/or Abnormal voltage range data for a given region.</p> <p>Compliance This document, as formally accepted by each of the Transmission Operators (TOP) and Transmission Planners (TPL) identified in a separate signature letter, serves to support compliance evidence with currently enforceable NERC Reliability Standards.</p> <p>Ideal Voltages: These ideal or optimum voltages are characterized primarily by transmission and generation system operators having options available to control transmission voltages in a region. The system is usually operating in this ideal state, and typically a system’s ideal transmission voltage at key transmission substation buses is</p>
--	--	--

		<p>maintained in the range of 1.02 – 1.04 per-unit.</p> <p>Acceptable Voltages: When loads or utilization of available generation resources are at extremes, and control options have been exhausted, then system operators may not be able to maintain the ideal voltage profile, but voltages are normally still within an acceptable range which is typically 0.95 to 1.05 per unit.</p> <p>Abnormal Voltages: This category is characterized by loads or utilization of available generation resources at extreme levels, and/or combined with a forced outage of generation or transmission. The system rarely enters this state, but the system is capable of operation in this state until system adjustments can be accomplished. In the absence of voltage collapse issues, the Abnormal voltage ranges are typically 0.90 to 0.95 and 1.05 to 1.10 per unit. Further, the system can only be operated in this Abnormal range for a limited time, while system readjustments are made to get to a new secure state where voltages are restored to more acceptable limits. Prompt corrective actions are also to be taken for voltages outside this range.</p> <p><small>1 Breaker performance under abnormal voltage conditions are based on the applicable ANSI and IEEE standards to which the breaker was manufactured (i.e. year of manufacturer). These standards include C37.04, C37.06, C37.09 and C37.011. Each entity or Transmission Owner/Operator is responsible for establishing that system breakers are capable of performing acceptably under abnormal voltage conditions.</small></p> <p>REGION 1 - NORTHWEST COLORADO</p> <p>Voltage Guidelines Specific to the Northwest Colorado Area</p>
--	--	--

The numbering of the items below is keyed to the numbering scheme used in the section on *Coordinated Voltage Control - Principles and Practices*.

P&P Ref # 8

Region-Specific Notes or Comments.

The following table lists the ideal, acceptable, and abnormal steady state voltages ranges for all the Transmission System Operators in the Region 1 to use to operate the transmission grid:

*Bus Type	Low Voltage Limit		High Voltage Limit	
	138kV Bus	230kV Bus	138kV Bus	230kV Bus
Regulating Bus:	139kV	232kV	142kV	237kV
Ideal Voltage Range	(1.01 PU)	(1.01 PU)	(1.03 PU)	(1.03 PU)
Regulating Bus:	141kV	237kV	145kV	242kV
**Ideal Voltage Range (unusual conditions)	(1.02 PU)	(1.03 PU)	(1.05 PU)	(1.05 PU)
Non-Regulating Bus:	138kV	230kV	142kV	236kV
Ideal Voltage Range	(1.00 PU)	(1.00 PU)	(1.03 PU)	(1.03 PU)
Regulating Bus:	132kV	221kV	145kV	242kV
Acceptable Voltage Range	(0.96 PU)	(0.96 PU)	(1.05 PU)	(1.05 PU)
Regulating Bus:	128kV	214kV	148kV	247kV
Abnormal Voltage Range	(0.93 PU)	(0.93 PU)	(1.07 PU)	(1.07 PU)

*A Regulating Bus is defined as any transmission or generation bus with a voltage schedule (voltage range) that is maintained using automatically controllable reactive power devices. Automatically controllable reactive power devices include generators, switchable capacitors and inductors, synchronous condensers, transformers with under load tap changers, static var compensators (SVC), etc.

**Ideal Voltage Range may include operation under unusual conditions where upcoming heavy system loads or facility outages may be anticipated. To prepare for these events the Operators may adjust the system for higher initial voltages, in anticipation of these upcoming higher system stress conditions.

P&P Ref # 10

Region-Specific Notes or Comments

The Wolcott transformer taps will be changed seasonally as needed. The load is too remote for effective voltage control with the Craig and Hayden units. PSCo is installing two 20 MVAR shunt reactors at the Wolcott 230kV bus

		<p>in 2018 to provide more local voltage control.</p> <p>Por lo antes expuesto se requiere un diagnóstico previo del comportamiento de la tensión en los nodos de envío y recepción.</p> <p>De igual forma posteriormente serán establecidos los rangos de regulación máximos permitidos, para las diferentes tensiones de Extra Alta, Alta y Media Tensión.</p> <p>Comentario: Es necesario sean revisados los valores mínimos de la tensión del 90%, en la tensión de suministro en el Punto de Conexión del Centro de Carga de Extra Alta, Alta y Media Tensión, para hacerse congruente con la caída de tensión máxima permitida interna, de las instalaciones particulares, como lo indica la NOM-001-SEDE.</p> <p>Esto de tal forma que, la tensión en terminales del equipo sea del 90%.</p>
<p>323 y 324 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.1 Tensión</p>	<p>c. Los equipos de los Centros de Carga deberán permanecer conectados ante condiciones transitorias de variación de tensión, siempre que se encuentren dentro de la “Región de funcionamiento sin interrupción” de acuerdo a la Figura 3.1.A.</p> <p>d. Si las variaciones transitorias de la tensión se encuentran fuera de la región de funcionamiento sin interrupción, los equipos de los Centros de Carga deberán estar compensados con equipamiento</p>	<p>c. Los equipos de los Centros de Carga deberán permanecer conectados ante condiciones transitorias de variación de tensión, siempre que se encuentren dentro de la “Región de funcionamiento sin interrupción” de acuerdo a la Figura 3.1.A.</p> <p>d. Si las variaciones transitorias de la tensión se encuentran fuera de la región de funcionamiento sin interrupción, los equipos de los Centros de Carga deberán estar compensados con equipamiento acondicionador para incrementar el nivel de inmunidad ante estas variaciones.</p>

	<p> acondicionador para incrementar el nivel de inmunidad ante estas variaciones.</p>	<p>Nota: La Curva ITIC o ITI es aplicable en las terminales del equipo afectado.</p> <p>Por lo mismo, los Centros de Carga deben presentar el certificado del cumplimiento, del requerimiento de permanecer conectados ante condiciones transitorias de variación de tensión, de cada uno de sus equipos sensibles. El cual, sea expedido por un Laboratorio Nacional o Internacional acreditado por la CRE.</p> <p>Lo anterior por no ser posible la validación de dicho cumplimiento, sino por las pruebas por medio de un Laboratorio.</p> <p>En el caso de los Centros de Carga existentes, deben hacer los estudios de abatimientos e incrementos repentinos de la tensión. En donde el estudio requiere un intervalo de medición de un periodo de evaluación mínimo de un año. Esto como lo establece el punto B.1.3.5 Voltage dis / swell de las normas IEC 61000-4-30 2008 y 2015.</p> <p>Comentarios: Con relación al certificado del cumplimiento, puede ser efectuado por ejemplo por el Power Standards Lab PSL ubicado en 980 Atlantic Ave. Alameda, California 94501</p> <p>Power Standards Lab is the global hub of engineering information about electric power measurement and immunity to electric power disturbances.</p> <p>On a typical day, engineers at PSL answer technical questions about power measurement from more than 10 countries; certify the immunity of multi-million dollars equipment to voltage sags; and deliver dozens of</p>
--	---	---

		new PQube Power Monitors that record every aspect of power consumption and disturbances all over the world.
325 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.3 Corto Circuito	c. Los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el Distribuidor se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.	c. Los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el Distribuidor se deben calcular tanto para dimensionar equipo e instalación eléctrica como para la coordinación de protecciones. En cuanto a los equipos e instalación eléctrica incluye, pero no está limitado a: <ul style="list-style-type: none"> - La capacidad térmica de los conductores. - La capacidad interruptiva de los interruptores. - El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos en conductores, aisladores y conectores. - El cálculo de la resistencia de los efectos de arco eléctrico en las cadenas de suspensión. - Las corrientes de cortocircuito térmicas y dinámicas en transformadores de corriente, cuchillas desconectoras y trampas de onda. - El cálculo y revisión de la capacidad de la red de tierras. <p>Comentarios: Son incluidos los equipos e instalación eléctrica, para mayor claridad en el alcance del estudio de cortocircuito.</p>

<p>325 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.4 Requerimiento de factor de potencia</p>	<p>a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el punto de conexión, con medición cinco-minutal. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. Este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del Código de Red en el DOF.</p>	<p>Comentarios: Debido al establecimiento del factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el punto de conexión desde el Código de Red del 8 de abril de 2016.</p> <p>En tanto que el 23 de noviembre de 2017, la Comisión Reguladora de Energía expidió el Anexo B del Acuerdo A/058/2017, sobre la METODOLOGÍA DE CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO.</p> <p>Dicho Anexo considera:</p> <p>4. CRITERIOS GENERALES DE LAS TARIFAS</p> <p>4.3. Factor de potencia (Continúa en 0.9)</p> <p>El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado a 100% (cien por ciento) como le sea posible, pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier periodo de facturación tenga un promedio menor de 90% (noventa por ciento)</p> <p>atrasado, determinado por los métodos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas correspondientes, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor igual o superior de 90% (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.</p>
---	---	--

		<p>Fórmula de Recargo:</p> <p>Para $FP < 90\%$</p> $\text{Porcentaje de recargo} = \frac{3}{5} * \left(\frac{90}{FP} - 1 \right) * 100$ <p>Fórmula de Bonificación:</p> <p>Para $FP \geq 90\%$</p> $\text{Porcentaje de recargo} = \frac{1}{4} * \left(1 - \frac{90}{FP} \right) * 100$ <p>Donde FP es el Factor de Potencia expresado en por ciento. Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal, según sea o no menor que 5 (cinco) el segundo decimal. En ningún caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120% (ciento veinte por ciento), ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5% (dos puntos cinco por ciento).</p> <p>Aquí sigue en 0.90 en atraso \leq F.P. \leq 1, manteniéndose la penalización por 0.90 en atraso $<$ F.P.; así como las bonificaciones para un F.P. \geq 0.90 en atraso, en un período integrado mensual.</p> <p>Aun cuando el Código de Red publicado el 8 de abril de 2016, considera un 0.95 en atraso \leq F.P. \leq 1; así como su cuantificación cada 5 minutos. Dicha metodología no se ha aplicado hasta la fecha por la CRE. En tanto CFE continúa aplicando la penalización por 0.90 en atraso $<$ F.P.; así como las bonificaciones para un F.P. \geq 0.90 en atraso.</p> <p>Esta falta de homologación en los criterios de aplicación para el F.P., entre el Código de Red y el Anexo B del Acuerdo A/058/2017 de la CRE, origina pérdidas económicas a la CFE. Cuando debería tener ingreso por las penalizaciones de un 0.90 a 0.95 en atraso $<$ F.P., en un período integrado cada 5 minutos. Además, ambos documentos normativos, no toman</p>
--	--	--

		<p>en cuenta restricciones para la entrega de la potencia reactiva, a la red por la carga.</p> <p>Por lo mismo CFE debe continuar invirtiendo en compensación capacitiva, por permitirse un 0.90 a 0.95 en atraso < F.P. Así como la inversión en compensación inductiva, por la potencia reactiva entregada por la carga.</p>
<p>325 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.5 Protecciones</p>	<p>d. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:</p> <p>iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y Distribuidor.</p>	<p>d. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:</p> <p>iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y/o Distribuidor. Esto tanto en el Punto de Conexión como en los demás elementos conectados, en el mismo nivel de tensión del Centro de Carga.</p> <p>Comentarios: Se incluyen los demás elementos conectados, en el mismo nivel de tensión del Centro de Carga, porque es necesaria la revisión conjunta entre el Centro de Carga, Transportista y/o Distribuidor.</p>
<p>328 de 331 / MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN /</p>	<p>Tabla 3.8.A. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales</p> <p>Tabla 3.8.B. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV</p>	<p>Comentarios: De acuerdo con la IEEE Std 519™-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.</p> <p>En donde establece:</p> <p>Copyrights</p>

**Capítulo 3.
Requerimientos /
3.8 Calidad de la
potencia**

Tabla 3.8.C. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV

IEEE draft and approved standards are copyrighted by IEEE under U.S. and international copyright laws. They are made available by IEEE and are adopted for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of engineering practices and methods. By making these documents available for use and adoption by public authorities and private users, IEEE does not waive any rights in copyright to the documents.

Podrían tomarse los datos siguientes:

5.1 Recommended harmonic voltage limits

At the PCC, system owners or operators should limit line-to-neutral voltage harmonics as follows:

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) values should be less than 1.5 times the values given in Table 1.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) values should be less than the values given in Table 1.

All values should be in percent of the rated power frequency voltage at the PCC. Table 1 applies to voltage harmonics whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 1—Voltage distortion limits

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
1 kV < V ≤ 69 kV	3.0	5.0
69 kV < V ≤ 161 kV	1.5	2.5
161 kV < V	1.0	1.5 ^a

5.2 Recommended current distortion limits for systems nominally rated 120 V through 69 kV

The limits in this subclause apply to users connected to systems where the rated voltage at the PCC is 120 V to 69 kV. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 2.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 2.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 2 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 2—Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
I_h/I_L	Individual harmonic order (odd harmonics) ^b					TDD
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at the PCC under normal load operating conditions

For interharmonic current components with frequencies that are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.3 Recommended current distortion limits for systems nominally rated above 69 kV through 161 kV

The limits in this subclause apply to users connected to systems where the rated voltage V at the PCC is $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 3.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 3.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 3.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 3 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 3—Current distortion limits for systems rated above 69 kV through 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_h/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 < 100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100 < 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current

(fundamental frequency component)

at the PCC under normal load operating

conditions

For interharmonic current components with frequencies that are not integer multiples of the power frequency, users should limit the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.3 Recommended current distortion limits for systems nominally rated above 69 kV through 161 kV

The limits in this subclause apply to users connected to general transmission systems where the rated voltage V at the PCC is greater than 161 kV. At the PCC, users should limit their harmonic currents as follows:

↓ Daily 99th percentile very short time (3 s) harmonic currents should be less than 2.0 times the values given in Table 4.

↓ Weekly 99th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than 1.5 times the values given in Table 4.

↓ Weekly 95th percentile short time (10 min) harmonic currents should be less than the values given in Table 4.

All values should be in percent of the maximum demand current, I_L . This current value is established at the PCC and should be taken as the sum of the currents corresponding to the maximum demand during each of the twelve previous months divided by 12. Table 4 applies to harmonic currents whose frequencies are integer multiples of the power frequency.

Table 4—Current distortion limits for systems rated > 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_h/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current

(fundamental frequency component)

at the PCC under normal load operating

conditions

For interharmonic current components with frequencies which are not integer multiples of the power frequency, users should limit

the components to sufficiently low levels so as to not produce undesirable effects on the power system and connected equipment.

5.5 Recommendations for increasing harmonic current limits

It is recommended that the values given in Table 2, Table 3, and Table 4 be increased by a multiplying factor when actions are taken by a user to reduce lower-order harmonics. The multipliers given in the second column of Table 5 are applicable when steps are taken to reduce the harmonic orders given in the first column.

Table 5—Recommended multipliers for increases in harmonic current limits

Harmonics orders limited to 25% of values given in Table 2, Table 3, and Table 4	Multiplier
5, 7	1.4
5,7,11,13	1.7
5,7,11,13,17,19	2.0
5,7,11,13,17,19,23,25	2.2

The multipliers in Table 5 can be obtained as shown in Equation (3) where p is the pulse-order of a three phase rectifier-based converter ($p = 6, 12, 18, 24, \text{etc.}$). These converters produce dominant or characteristic harmonic currents at orders of $p(n \pm 1)$, where n is a simple counter, $n = 1, 2, 3 \text{ etc.}$, and significantly lower current magnitudes at other orders.

However, the recommended multipliers in Table 3 apply regardless of the method used to reduce the harmonics that would be considered “non-characteristic harmonics” for a p -pulse converter as long as all “non-characteristic harmonics,” including even-order harmonics, are kept below 25% of the limit values given in Table 2, Table 3, or Table 4 as appropriate.

$$\text{Multiplier} = \sqrt{\frac{p}{6}} \quad (3)$$

En virtud de lo anterior, se propone la sustitución de las Tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C y sus Notas, para tenerse homologadas las Tablas a nivel internacional.

329 y 330 de 331 /
MANUAL

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

<p>REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN / Capítulo 3. Requerimientos / 3.8 Calidad de la potencia</p>	<p>Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519)</p> <p>Tabla 3.8.E. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida</p> <p>Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519).</p>	<p>Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519)</p> <p>Tabla 3.8.E. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida</p> <p>Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519).</p> <p>Comentarios: Sólo las Tablas de las Tensión y Corrientes Armónicas, tienen un poco de correspondencia con la IEEE 519. En cambio, las Tabla 3.8.D y Tabla 3.8.E no pertenecen a la IEEE 519.</p>
--	---	--