

ANEXO 7 ACCIONES REGULATORIAS DEL CÓDIGO DE RED IDENTIFICACIÓN DE OBLIGACIONES

En este documento se enlistan los cambios hechos entre el Código de Red vigente (2016) y el Proyecto de Código de Red (2019). El código de colores de la columna *Texto / Párrafo / Tabla*, indica en **rojo** que se **incluye** y si aparece tachado significa que se **elimina**, respecto a la versión de Código de Red vigente (2016).

La mayoría de las acciones regulatorias propuestas fueron discutidas en los grupos de trabajo para ello creados en el Comité Consultivo de Confiabilidad: Grupo de Generadores, Grupo de Operación y Planeación y Grupo de Centros de Carga.

Además, las acciones regulatorias en las casillas de fondo azul se identifican a las **Nuevas Obligaciones** y las casillas con fondo amarillo a los **Trámites**

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial. Aclaración.	Introducción	<p>Por lo anterior, la CRE integra en estas Disposiciones Administrativas de Carácter General, en adelante "Código de Red", los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos planeación, medición, coordinación operativa, control operativo y Control físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica del SEN.</p> <p>Los Criterios contenidos en este Código de Red se basan en las siguientes premisas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● El SEN debe ser controlado de tal modo que se maximice el tiempo en que se mantenga dentro de sus límites técnicos definidos en las condiciones normales de operación Estado Operativo Normal; ● El SEN debe ser operado de tal manera que sea capaz de soportar la Contingencia Sencilla más Severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de Ssuministro Eeléctrico establecidas; ● La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de límites técnicos establecidos; ● Un área eléctrica que haya sido aislada por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible; ● La Ampliación y la Modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; ● La interconexión de Centrales Eléctricas al SEN debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar 	Obligación	<p>Se nombran los procesos para mayor claridad.</p> <p>Los procesos ya se encuentran nombrados en el el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;</p> <ul style="list-style-type: none"> ● La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN; ● Los sistemas de información y comunicaciones que utiliza el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de Interoperabilidad y Seguridad de la Información; y ● En general, debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). <p>En el Capítuloapartado A "Alcance del Código de Red" de este documento se describe el alcance y estructura del Código de Red, que se compone por las Disposiciones Generales del SEN y sus Disposiciones Operativas, que a su vez están compuestas por Manuales Regulatorios y Procedimientos.</p> <p>El Capítuloapartado "Gestión del Código de Red", contiene los lineamientos relacionados con la gestión del Código de Red en términos de interpretación, vigilancia y monitoreo del cumplimiento de lo establecido, por parte de los Integrantes de la Industria Eléctrica. Asimismo, establece las condiciones bajo las cuales se puede declarar la ocurrencia de Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.</p> <p>En el El Capítulo apartado C "Glosario, Acrónimos y lista de documentos referenciados" se incluye el Glosario de términos, acrónimos y lista de documentos referenciados en los contenidos en el Código de Red.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	Capítulo A. A.1 Objetivo	<p>Asimismo, el Código de Red debe ser atendido como el documento que establece los requerimientos técnicos mínimos que los integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación los Usuarios del SEN, entendiéndose estos, como aquellos que llevan a lascabo actividades de planeación y operación del SEN, así como establecer las reglas para la medición, el consumo o generación de energía eléctrica, control ,el acceso y uso operativo o físico, suministro o comercialización de la infraestructura energía eléctrica. El Código En virtud de Red es de cumplimiento obligatorio para lo anterior, los Integrantes de la Industria Eléctrica y corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia. Usuarios del SEN corresponderán, de manera enunciativa más no limitativa, a los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), b. Transportista, c. Distribuidor, d. Centrales Eléctricas, e. Centros de Carga, y f. Suministradores. 	Obligación	<p>Se simplifica y agrupa a los integrantes que les aplica el Código de Red con el término "Usuarios del SEN"</p> <p>Los integrantes ya se encuentran nombrados en el el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capitulo A A.2 Estructura	<p>El Código de Red está conformado por las Disposiciones Generales del SEN (Disposiciones Generales) y por las Disposiciones Operativas del SEN. A su vez, las Disposiciones Operativas del SEN contienen Manuales y Procedimientos.</p> <p>El Código de Red se compone de las presentes Disposiciones Generales y de 6 Manuales Regulatorios: de Planeación del SEN, de Estados Operativos del SEN, de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable en el SEN, de Coordinación Operativa, de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN y de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN.</p>	No se establece obligación	Se aclara la composición del documento nombrando a los Manuales.	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	A.2.1 Disposicione s Generales del SEN	<p>Las Disposiciones Generales del SEN (Disposiciones Generales) establecen los lineamientos y reglas de carácter general, que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN alcance y mantenga su nivel adecuado de Confiabilidad. Las Disposiciones Generales tendrán prelación jerárquica son las de mayor jerarquía dentro del Código de Red.</p> <p>El contenido de las Disposiciones Generales se detalla en los siguientes capítulos:</p>	No se establece obligación	Se aclara términos	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<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 (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD 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 (SENERSener).</p> <p>El Capítulo 2 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones operativas que se deben cumplir para asegurar que el SEN mantenga el Ssuministro Eeléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad.</p> <p>El Capítulo 3 describe las Disposiciones Generales sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de Centrales Eléctricas que deseen interconectarse al SEN.</p> <p>El Capítulo 4 describe las Disposiciones Generales sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir los Centros de Carga que pretendan oestén conectados o pretendan conectarse al SEN.</p> <p>El Capítulo 5 establece las Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de telemetría y la integración de elementos para el Control Operativo del SEN que utilizan Tecnologías de la Información y Comunicación (las) TIC, bajo el principio de Interoperabilidad. También establece las Disposiciones Generales para la administración de la Seguridad Informática que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas informáticas derivadas del aumento en el uso de las TIC.</p> <p>El Capítulo 6 se refiere a las Disposiciones Generales que se deben considerar con respecto a las condiciones de operación de los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional.</p> <p>Finalmente, el Capítulo 7 describe los lineamientoslas Disposiciones Generales aplicables al Sistema Eléctrico de Baja California que debe cumplir con procedimientos y Disposiciones de carácter específico derivado de su enlace eléctrico internacional.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	Capitulo A A.2.2 Disposicione s Operativas del SEN	<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 Eléctrica Usuarios del SEN para que el SEN se mantenga el Ssuministro Eeléctrico dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.</p> <p>Las Disposiciones se integran por manuales y procedimientos que contendrán los siguientes temas:-</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Planeación para la Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución b. Requerimientos técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas c. Requerimientos técnicos para la conexión de los Centros de Carga d. Coordinación Operativa e. Definición de los Estados Operativos del SEN f. Comunicación y coordinación operativa g. Reducción de la Generación por Confiabilidad h. Restablecimiento del SEN i. Despacho de Generación j. Administración de Licencias 	No se establece obligación.	Se eliminan por simplificación y redundancia.	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	Capítulo B Gestión del Código de Red B.1 Revisión y actualización del Código de Red	<p>B.1 Revisión y Actualización del Código de Red</p> <p>La CRE constituirá unLos procesos de revisión y vigilancia del Código de Red se llevarán a cabo a través del Comité Consultivo de Confiabilidad, el cual iniciará a sesionar como máximo un año después de la expedición del presente Código de Red. El Comité Consultivo será unórgano propositivo y de opinión que tendrátiene por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de los manuales, procedimientoslas Disposiciones Generales, Manuales Regulatorios, y critérios contenidos en el Procedimientos del Código de Red, de conformidad con las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad mediante una Disposición de Carácter General que debe de contener al menos los aspectos de su integración y funcionamiento emitidas por la CRE a través de la siguiente forma resolución RES/1559/2017.</p> <p>a. Revisión y Actualización: La CRE, con apoyo del Comité Consultivo de Confiabilidad, revisará los Criterios Técnicos Generales y las Disposiciones Operativas del SEN que componen el Código de Red de manera anual durante los primeros 5 años a partir de su publicación y posteriormente cada 3 años. Para lo anterior se tomarán en cuenta, entre otros aspectos, los desarrollos tecnológicos más recientes de la Industria Eléctrica. Asimismo los integrantes del Comité podrán proponer que el proceso de revisión se realice de manera anticipada, y en su caso, la CRE realizará la actualización correspondiente.</p> <p>b. Consulta Pública: Antes de aprobar alguna actualización al Código de Red, la CRE podrá someter dicha actualización a un proceso de Consulta Pública para efecto de que los interesados no integrantes del Comité Consultivo de Confiabilidad, emitan su opinión y comentarios en un plazo no mayor a 30 días hábiles.</p>	Obligación	<p>El Comité Consultivo de Confiabilidad ya se encuentran mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>No se modifica el mecanismo o función del Comité.</p> <p>Se aclara y actualizan las disposiciones asociadas a dicho Comité.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	Capítulo B Gestión del Código de Red B.2 Supervisión y vigilancia del Código de Red	<p>La interpretación y vigilancia del Código de Red corresponderá a la CRE. En el caso de la vigilancia del cumplimiento del Código de Red, ésta se sujetará a las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las áreas de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica; que al respecto expida la CRE. En ellas se establecerán la regulación que, en su caso, emita la CRE. En esta regulación se podrán establecer, entre otros, indicadores, métricas y otros mecanismos de evaluación del comportamiento del SEN.</p> <p>La CRE podrá apoyarse del CENACE, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de verificación e monitoreo y vigilancia del cumplimiento del Código de Red que considere necesarios, siempre y cuando estén debidamente justificados. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección e por Unidades de Verificación cuando se trata de Normas Oficiales Mexicanas por ella emitidas.</p>	Nueva Obligación	<p>Se mejora y adiciona redacción.</p> <p>Se indican las dependencias de las cuales se apoyará la CRE</p> <p>La CRE, de conformidad con los artículos 12, fracción XLVI y 158 párrafos primero, tercero y cuarto, de la Ley de la Industria Eléctrica, se encuentra facultada, para solicitar o requerir información a los integrantes de la industria eléctrica por lo tanto es parte sustantiva de sus funciones y actividades.</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo B Gestión del Código de Red B.3 Incumplimiento y sanciones	<p>Los Integrantes de la Industria Eléctrica Usuarios del SEN que dejen de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones establecidas en el Código de Red, se sujetarán a las sanciones establecidas en el artículo 165, fracción I, inciso k), y fracción II, inciso c) de la LIE.</p> <p>La magnitud de la condición de incumplimiento será evaluada por la CRE con el apoyo técnico del Cenace, y considerará el impacto asociado a:</p> <ol style="list-style-type: none"> Número de usuarios afectados Tiempo de interrupción del suministro eléctrico Energía No Suministrada Corte manual de carga no controlable Otras. <p>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 que se encuentre Usuario del SEN en la condición de incumplimiento de los criterios establecidos en el 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, detallando las acciones que serán implementadas para asegurar el cumplimiento de aquellos Criterios sobre los cuales se haya detectado el incumplimiento el cual tendrá carácter vinculatorio y deberá contener, al menos, la siguiente</p>	TRÁMITE	Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o inconformidades.	Sobre el Plan de Trabajo ver Tabla de Trámites Escrito de cumplimiento del Código de Red de los Centros de Carga	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>información:</p> <p>La magnitud de la condición de incumplimiento será evaluada por la CRE con el apoyo técnico del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y considerará el impacto asociado a:</p> <p>a. Las acciones específicas que serán implementadas para dar cumplimiento a los criterios que dejaron de observarse.</p> <p>(...)</p> <p>El Plan de Trabajo deberá presentarse por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, en un plazo no mayor a 30 días hábiles, contados a partir de la notificación del requerimiento que haga la CRE.</p>				
Editorial Aclaración	<p>Capítulo B Gestión del Código de Red</p> <p>B.4 Resolución de supuestos incumplimient os y controversias</p>	<p>La CRE atenderá quejas, inconformidades y controversias relacionadas con la aplicación del Código de Red. Para ello, el o los interesados deberán presentar su solicitud considerando lo estipulado en las Disposiciones Administrativas de Carácter General la regulación que establecen el para tal efecto emita la CRE. En tanto no se emita dicha regulación, se estará en lo establecido en la Ley Federal de Procedimiento Único para la atención Administrativo y en el Código Federal de Procedimientos Civiles, por lo que al respecto expida la CRE, los interesados podrán presentar sus solicitudes a través de escrito libre, señalando nombre, denominación o razón social del Solicitante, así como el domicilio para oír y recibir notificaciones y deberá acompañarse de la información que acredite la personalidad cuando se actúe en nombre y representación de otra persona, así como de los documentos y argumentos que sustenten la solicitud, dicho escrito deberá presentarse a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE.</p>	TRÁMITE	Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o inconformidades.	Ver Tabla de Trámites	Escrito de cumplimiento del Código de Red de los Centros de Carga
Editorial Aclaración	<p>Capítulo B Gestión del Código de Red</p> <p>B.5 Casos fortuitos o de fuerza mayor</p>	<p>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, no sea resultado de la negligencia u omisión, y no pudo haber sido prevenido o evitado, mediante el ejercicio de la debida diligencia; (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.</p>	Obligación	<p>Se mejora redacción y separa del texto en incisos para mayor claridad.</p> <p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Sujeto al cumplimiento de las condiciones estipuladas anteriormente, Caso Fortuito o de Fuerza Mayor incluirá, de manera enunciativa permás no limitativa, los siguientes actos o eventos: (i) fenómenos de la naturaleza tales como tsunamis, terremotos, inundación; (ii) actos de terrorismo, sabotajes, actos de vandalismo y disturbios civiles; (iii) guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países; (iv) desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos; (v) huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada; (vi) incendios; (vii) actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerado como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada; (viii) cambio en el Marco Regulatorio, e (ix) interrupciones no intencionales provocadas por un tercero tales como: choque a estructura, derribo de antenas, de anuncios espectaculares, contactos eléctricos accidentales por trabajos en instalaciones cercanas a las instalaciones eléctricas, etc.</p> <p>Caso Fortuito o de Fuerza Mayor no incluirá ninguno de los siguientes eventos: (i) dificultades técnicas y económicas; (ii) cambios en las condiciones de mercado; (iii) fallas de cualquiera de los subcontratistas, excepto cuando dicha falla sea causada por un acto que cumpla con los requerimientos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor según se dispone anteriormente.</p> <p>Cuando se presente un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor que ponga en riesgo la integridad del SEN, el CENACE podrá suspender la operación del MEM de acuerdo con las Reglas del Mercado y podrá también dictar instrucciones extraordinarias para mantener la integridad del SEN con la finalidad de que éste recupere su Estado Operativo Normal. Dichas instrucciones prevalecerán sobre cualquier criterio establecido en el Código de Red y deben ser acatadas por los el Transportistas, Distribuidores, y los Participantes del Mercado y demás Integrantes de la Industria Eléctrica.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	Capítulo B Gestión del Código de Red B.6 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	<p>Notificación de Caso fFortuito o fFuerza mMayor</p> <p>Quien alegue un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, deberá notificar a la ComisiónCRE que ha ocurrido un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en el SEN.</p> <p>En ambos casos, la notificación se hará vía el Sistema a través de Información, telefónica y/ escrito libre, por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o correo electrónico la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, tan pronto como sea posible, pero a más tardar al día natural siguiente de que tenga lugar el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor y, por escrito, pero nunca después de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que la parte que invoque Caso Fortuito o Fuerza Mayor tuvo conocimiento de tales eventos.</p> <p>No obstante, lo anterior, si el Caso Fortuito o Fuerza Mayor interrumpiera las comunicaciones de manera que sea imposible hacer la notificación en los plazos aquí especificados, quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor efectuará dicha notificación tan pronto como sea razonablemente posible, una vez que se restablezcan las comunicaciones, pero no después del segundo (2°) día hábil siguiente a dicho restablecimiento. En caso de que cualquiera de las Partes no realice la notificación mencionada en esta condición, en el término establecido, perderá su derecho de alegar Caso Fortuito o Fuerza Mayor para excusarse del cumplimiento de sus obligaciones conforme al Código de Red. Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá de manera diligente presentar la información relevante que tenga a su disposición con relación al Caso Fortuito o Fuerza Mayor y deberá dar a la Comisión CRE un estimado del tiempo que requerirá para subsanarlo.</p>	Obligación	<p>Se aclara el medio electrónico (Oficialía de Partes Electrónica) por el cual podrá notificar el caso fortuito o fuerza mayor, adicionalmente se aclara que también podrá notificar vía la Oficialía de Partes institucional.</p> <p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo B Gestión del Código de Red B.7 Carga de prueba	<p>Cuando algunoa de las parteslos 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>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se actualiza con el término "Usuario del SEN"</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	Capítulo B Gestión del Código de Red B.8 Circunstancias no previstas	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 una solución de mutuo acuerdo. Esta solución debe ser comunicada a la CRE, para su revisión y en su caso, su aprobación.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza con el término "Usuario del SEN"	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	C. Glosario C1 Definiciones	Para los efectos del Código de Red, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la LIE, en el artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, (RLIE), en la Base 2 de las Bases del Mercado Eléctrico y, en los Criterios mediante los que se establecen las características específicas Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la infraestructura requerida RNT y las RGD de energía eléctrica, y en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, se entenderá, en singular o plural, por:	No se establece obligación alguna	Se agregan definiciones para agrupar acciones o definir un proceso específico. Adiciones que mejoran la comprensión del documento	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	C. Glosario C1 Definiciones	<p>Salida Económica: suspensión temporal de una Unidad de Central Eléctrica y sus Equipos Asociados por motivos no relacionados a pruebas, trabajos de Mantenimiento, reparación, modificación, reconfiguración, ampliación o modernización.</p> <p>Salida Forzada. Salida Forzada: resultado de la Salida de un Elemento y sus Equipos Asociados del Sistema Eléctrico Nacional, originada por razones técnicas o bien causas fortuitas, lo cual deriva en su indisponibilidad para la operación. Una Salida Forzada no forma parte del proceso de planeación y coordinación de programación de Salidas. Existen 2 tipos de salida forzada: Salida Forzada por Mantenimiento No Programado y Salida Forzada por Emergencia. Licencia de Mantenimiento solicitada por el participante, evaluada y aprobada por el Cenace durante el mes corriente.</p> <p>Salida de Renuncia para Exportación: Es la Salida que deriva de un convenio entre el CENACE y el operador de un Sistema Eléctrico Vecino mediante el cual el CENACE le cede la operación de una Unidad de Central Eléctrica en periodos específicos, lo cual deriva en la indisponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica para su operación en el Sistema Eléctrico Nacional durante el periodo convenido.</p> <p>Salida Programada: es la solicitud de salida a mantenimiento evaluada y autorizada por el CENACE en el mediano plazo. Dependiendo de la anticipación con la cual se registre en el Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento se clasificarán como: Anuales, Trimestrales o Extemporáneas.</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 donde se registran sus Solicitudes de Licencia.</p>	No se establece obligación alguna	Se agregan definiciones para agrupar acciones o definir un proceso específico. Adiciones que mejoran la comprensión del documento	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Sistema de Administración de Salidas: es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores donde se registran sus Salidas o Renuncias para Exportación, y el Cenace les notifica la resolución de las mismas.</p> <p>Sistema Eléctrico Vecino: son los sistemas eléctricos de los países que tienen frontera con México y con los cuales se tiene una o más líneas de transmisión que los interconecta al SEN en forma síncrona, asíncrona o radial para Abasto Aislado.</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 cada octubre por parte del propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) y que no causen daño físico al elemento.</p> <p>Sustentabilidad. Aquéllas acciones que garantizan las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.</p> <p>Transformación. Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de Transmisión y eDistribución de la energía eléctrica.</p> <p>Transmisión. Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución o consumo.</p> <p>Transportista o Contratista: responsable de operar y mantener la RNT, conforme a los Artículos 26 y 30 de la LIE.</p> <p>Unidad de Inspección. La persona moral que ha sido autorizada por la ComisiónCRE para realizar actos de inspección en conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que correspondan.</p> <p>Variabilidad. Parámetro que indica la capacidad de potencia aparente que puede fluir por un elemento de la RNT y las RGD bajo condiciones normales de operación.</p>				
Editorial Complemento	C. Glosario C.2 Documentos a los que hace referencia	Documentos a los que se hace referencia	No se establece obligación alguna	Se agregan una sección de documentos de referencia. Adiciones que mejoran la comprensión del documento	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	C. Glosario C.3 Acrónimos	<p>Acrónimos</p> <p>ADMS Administrador de Distribución Avanzado ALEA Apartarrayos de línea entrehierro en aire AVR Regulador automático de voltaje (en sus siglas en inglés) BpeT Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía BpeNT Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas de energía Bens Beneficio por reducción de energía no suministrada Bei Beneficio por energía incremental CA Corriente Alterna CAE Costo Anual Equivalente CAG Control Automático de Generación Cenace. Centro Nacional de Control de Energía CEV Compensador Estático de VARs CCD Centro de Control de Distribución CCG Centro de Control de Generación CCS Centro de Control de Suministrador CCUC Centro de Control de Usuario Calificado CD Corriente Directa CRE Comisión Reguladora de Energía DACG Disposiciones Administrativas de Carácter General DOF Documento Oficial de la Federación EAR Esquema de Acción Remedial EMS Sistema de Administración de Energía (en sus siglas en inglés Energy Management System) EPROSEC Equipo de Protección y Seccionamiento EPS Esquema de Protección de Sistemas FACTS FER Fuentes de Energías Renovables FOR Tasa de Salida Forzada FP Factor de Potencia FTD Ficha Técnica Descriptiva GCR Gerencia de Control Regional IEE Integrantes de la Industria Eléctrica LIE Ley de la Industria Eléctrica LMT Líneas de Media Tensión LOLP Probabilidad de pérdida de carga (en sus siglas en inglés) MEM Mercado Eléctrico Mayorista NBAI Nivel Básico de Aislamiento al Impulso O&M Operación y Mantenimiento 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 PDS Pronóstico de Demanda de Subestaciones POD Estabilizador de oscilación de Potencia (POD) de los sistemas de transmisión de CA flexible (por sus siglas en inglés Power Oscillation Damping) PSS Estabilizador de Sistema de Potencia (en sus siglas en inglés Power System Stabilizer) RDC Recurso de Demanda Controlable</p>	No se establece obligación alguna	Se adicionan los acrónimos para favorecer la identificación de conceptos utilizados que mejoran la comprensión del documento	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>RGD Redes Generales de Distribución RID Registro de Instrucciones de Despacho RNT Red Nacional de Transmisión SAIDI System Average Interruption Duration Index, en sus siglas en inglés SAIFI System Average Interruption Frequency Index, en sus siglas en inglés SCADA Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos SEN Sistema Eléctrico Nacional SIO Sistema de Información de la Operación (Relatorio) SIPAM Sistema de Información de Participantes del Mercado SRD Sistema de Reporte de Disturbios STATCOM: Compensador Estático Síncrono (en sus siglas en inglés, Static Synchronous Compensator) TIC Tecnologías de la Información y Comunicación TIR Tasa Interna de Retorno</p> <p>UCM Unidad Central Maestra UTM Unidad Terminal Maestra UPM Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) UTR Unidad Terminal Remota VAN Valor Actual Neto VPN Valor Presente Neto</p>				
Editorial Complemento	C. Glosario C.4 Lista de Figuras y Tablas	<p>Figura Prelación Jerárquica en el Código de Red Figura Proceso de Planeación: Objetivos, estudios, propuesta, aprobación y autorización Figura Proceso de Planeación: Actores, acciones y flujo de información Figura Diagnóstico operativo al cierre del año Figura Grupo de proyectos Figura Hitos del proceso de planeación del PAMRGD Figura Diagnóstico de las RGD Figura Trazabilidad de la correlación de Salidas con Licencias Figura Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica Figura Diagrama V-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Síncrona Figura Diagrama V-P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Síncrona Figura Diagrama P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D Figura Diagrama V-P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D Figura 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) Figura 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) Figura Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)</p>	No se establece obligación alguna	Se adicionan los acrónimos para favorecer la identificación de conceptos utilizados que mejoran la comprensión del documento	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Figura 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 Curva ITIC o ITI (desarrollada por el Consejo Industrial de Tecnología de la Información, en inglés Information Technology Industry Council)</p> <p>Tabla Criterios Técnicos de observancia en la Red Nacional de Transmisión – Condiciones Normales y de Emergencia</p> <p>Tabla Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD</p> <p>Tabla Metodologías de evaluación</p> <p>Tabla Criterios de aceptación para evaluación de proyectos</p> <p>Tabla Criterios de selección de opciones de solución</p> <p>Tabla Variables económicas para la evaluación de proyectos</p> <p>Tabla Algoritmo para la valorización de los beneficios de proyectos de infraestructura</p> <p>Tabla Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal</p> <p>Tabla Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN</p> <p>Tabla Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta</p> <p>Tabla Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse</p> <p>Tabla Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia</p> <p>Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC</p> <p>Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM</p> <p>Tabla Parámetros del Área Blanca o Requerimiento Mínimo para Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas</p> <p>Tabla 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>Tabla 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>Tabla 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>Tabla 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>Tabla Variación máxima de tensión permitida</p> <p>Tabla Límites permisibles de severidad de parpadeo</p> <p>Tabla Límites permisibles de severidad de parpadeo</p> <p>Tabla Límites</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>máximos de distorsión de corriente</p> <p>Tabla Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo B</p> <p>Tabla Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo C y D</p> <p>Tabla Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente</p> <p>Tabla Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos</p> <p>Tabla Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga</p> <p>Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV</p> <p>Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV</p> <p>Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV</p> <p>Tabla Límites de fluctuaciones de tensión</p> <p>Tabla Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida</p> <p>Tabla Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida</p>				
Editorial	<p>Capítulo 1</p> <p>Disposiciones Generales</p> <p>1.1 Objetivo</p>	<p>Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P)</p> <p>El objetivo de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y sustentabilidad, que deberán ser observados durante el proceso de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD del SMEM. Lo anterior deberá realizarse para asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que ante la Contingencia Sencilla más Severa (no considera la salida de una barra como Contingencia Sencilla), se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad y Confiabilidad.</p>	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial complemento	<p>Disposiciones Generales</p> <p>1.3.1</p> <p>Fronteras Operativas</p>	<p>De acuerdo con lo establecido en la LIE en su Capítulo I, Artículo 15, es responsabilidad del GENACE identificar los componentes que forman parte de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM. De manera general, los elementos de la RNT comprenderán niveles de tensión de 69 kV a 400 kV en corriente alterna, redes de corriente directa y enlaces internacionales asíncronos o síncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Las RGD corresponderán a niveles de tensión menores de 69 kV.</p> <p>Para la definición de la responsabilidad operativa se tomará</p>	Obligación	<p>Se actualiza a los tipos de enlaces existentes y se aclara a los responsables.</p> <p>La definición de las fronteras operativas, forman parte de otros procesos como el señalado en el Manual de Interconexión y Conexión (DOF 9/02/2018) 1.5.78 y 1.5.79 que aplica a</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		como base la operación física de la RNT y de las RGD dictada en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa que es parte de las Disposiciones Operativas de este Código de Red. En este Manual Regulatorio, se hará referencia al Control Operativo y Control Físico del SEN con los lineamientos y responsabilidades que deben seguir tanto el CENACE como los Transportistas, Distribuidores y Participante del MEM.		solicitantes como Centrales Eléctricas y Centros de Carga Participantes del Mercado		
Editorial Redacción	Disposiciones Generales 1.3.2 Fronteras de Activos Fijos	Para la identificación de fronteras de activos fijos, se tomará en cuenta lo establecido en el Reglamento de la LIE RLIE, en su Capítulo XI de la Separación de los Integrantes de la Industria Eléctrica, Artículos 81 y 82, los cuales establecen de manera correspondiente: que es atribución de la SENER Sener ordenar la separación legal de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Comercializadores, y que la CRE establecerá las disposiciones administrativas la regulación para la separación contable, operativa o funcional de los integrantes de la industria eléctrica IIE.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 3. Siguiendo los lineamientos de la LIE, en su Artículo 14, fracción IV, y el artículo 9 del RLIE el proceso de elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD deberá ser abierto e incorporará mecanismos que permitan conocer la opinión de los integrantes de la Industria Eléctrica y los interesados en desarrollos de infraestructura eléctrica, en los términos que determine la Sener.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el fundamento jurídico del mismo y simplifica.	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 4. El CENACE 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 7. Las a Ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el CENACE 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 9. Con base en la información del pronóstico de carga de comercializadores y entidades responsables de carga y los escenarios de crecimiento de la economía, el CENACE determinará los pronósticos de crecimiento del consumo de energía eléctrica y de la demanda en escenarios alto, de planeación (medio) y bajo, para los siguientes 15 años.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 10. En los procesos de planeación, los Distribuidores deberán considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Operativo Normal. Asimismo, el CENACE considerará los mismos aspectos añadiendo el de seguridad en condiciones transitorias.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 11. El CENACE se coordinará con los Distribuidores para definir los requerimientos de refuerzos de Transformación de alta a media/baja tensión, de compensación de potencia reactiva y necesidades de Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 12. El CENACE determinará las necesidades de que el SEN cuente con nuevos o refuerce los enlaces internacionales.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 13. El CENACE evaluará escenarios operativos de demandas máximas y mínimas en estaciones de verano e invierno para determinar las necesidades de infraestructura en la RNT para atender la demanda en cualquiera de esos escenarios.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 15. Desde la fase de planeación se debe prever que, en condiciones operativas normales, sin Contingencia, las tensiones en los nodos de la RNT y de las RGD, así como las transferencias de potencia en líneas y transformadores se encuentren dentro de los rangos de diseño y operativos.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	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 esquema de acción remedial o de protección especial-EAR p EPS .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 19. El CENACE determinará las necesidades en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM de refuerzos de Transmisión, Transformación y e 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 20. Los Distribuidores determinarán las necesidades de refuerzos de Transformación y e Compensación de potencia reactiva en las RGD que no pertenezcan al MEM, 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 Suministro Eléctrico de forma económicamente viable.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	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 Condición Estado Operativo Normal de Operación como para la Contingencia Sencilla más Severa.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P-22. Los Programas de Ampliación PAMRNT y Modernización de la RNT y las RGD PAMRGD , deberán incluir: a. El análisis costo-beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización. b. Aquella alternativa que represente el menor mayor costo total-beneficio para el SEN. c. Cuando los análisis de menor costo y/o de costo-beneficio estén sujetos a un nivel considerable de incertidumbre, éstos podrán ser sustituidos por análisis del tipo probabilísticos, no sean representativos, por ser muy pequeña la diferencia entre el costo-beneficio de las alternativas, entonces se requiere además un análisis de sensibilidad.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad. Se aclara una condición donde se perciba una diferencia en el análisis costo-beneficio y lo conducente	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 23. Los Programas de Ampliación y Modernización PAM deberán tomar en consideración el estado actual de la infraestructura que integra ala RNT y las RGD, asi como el estado actual de las RNT y RGD.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 24. El GENACE Cenace y los Distribuidores deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la SENER en el Programa de Desarrollo Sener, a partir del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 25. El GENACE Cenace determinará el margen de reserva mínimo de planeación requerido con base en la política de Confiabilidad dictada por la SENER Sener. Dicho margen de reserva mínimo de planeación será aquel que proporcione el valor requerido de probabilidad de pérdida de carga y de energía no suministrada que cumplan con lo establecido en la política dictada por la SENER Sener.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 26. El CENACE Cenace y los Distribuidores 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 sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	Criterio P - 27. De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 9 del RLIE, en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la SENER.	Obligación	Se elimina. Este contenido se encuentra en el Criterio P-3	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.2 De la coordinación para la planeación	Criterio P - 357. Los El Distribuidores propondrán al CENACE 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 Cenace deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.	Obligación	Antes P-37, ahora P-35 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.2 De la coordinación para la planeación	Criterio P - 368. Para la planeación de infraestructura de la RNT, los Distribuidores, Transportistas y Participantes del Mercado deberán proporcionar la información que el CENACE Cenace requiera sobre la infraestructura de las s Subestaciones e Eléctricas de la RNT, RGD del MEM, de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas.	Obligación	Antes P-38, ahora P-36 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.2 De la coordinación para la planeación	Criterio P - 379. Excepcionalmente y en acuerdo con CENACE Cenace, los el Distribuidores podrán realizar propuestas de ajuste o modificaciones de los programas de Ampliación y Modernización de las RGD cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones: (...)	Obligación	Antes P-39, ahora P-37 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 3840. El proceso de planeación deberá considerar el menor impacto posible al medio ambiente no considerando instalar s Subestaciones Eléctricas que pudieran afectar lagos, montañas, parques entre otros que puedan limitar su crecimiento, comunicación e interconexión con otras s Subestaciones e Eléctricas, así como también deberá evitarse la instalación en lugares propensos a deslaves e inundaciones que pongan en riesgo la integridad de las personas e instalaciones.	Obligación	Antes P-40, ahora P-38 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P-394. Los programas de Ampliación y Modernización deberán contener las propuestas de nueva infraestructura o refuerzos, que aporten el mayor nivel de Confiabilidad esperado, que resulte en el menor costo presente, incluyendo inversión, operación y Mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto o de la duración del crédito que lo hace viable. que resulten en el mayor costo-beneficio, de conformidad con lo que la metodología al respecto que emite la Comisión prevista en el Manual de Planeación, o la que lo sustituya.	Obligación	Antes P-41, ahora P-39 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza de conformidad a la metodología específica que emita la CRE	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4042. En la determinación de las fechas de entrada en operación de los proyectos de Ampliación y Modernización se deberá tomar en cuenta el tiempo de gestión presupuestal y las actividades previas a su construcción.	Obligación	Antes P-42, ahora P-40 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4143. Se debe utilizar el pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y cantidad de sSubestaciones Eléctricas requeridas en el área de influencia del Distribuidor con base en el procedimiento para la elaboración del desarrollo de sSubestaciones eEléctricas de la RNT.	Obligación	Antes P-43, ahora P-41 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4244. Cuando se realice la planeación para incorporar una nueva Subestación Eléctrica y se tenga que abrir una línea de aAlta tTensión para alimentar a ésta, se deben incluir la adecuación de las instalaciones colaterales como parte integral de las evaluaciones del proyecto.	Obligación	Antes P-44, ahora P-42 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4345. LosEl Distribuidores deberán considerar la creación de enlaces entre áreas de las mismas RGD que permitan la flexibilidad de la operación ante la ocurrencia de Contingencias por la Falla de un eElemento o eEquipo de la redAsociado (Criterio N-1).	Obligación	Antes P-45, ahora P-43 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4446. Las RGD de bBaja tTensión se deberán diseñar considerandode manera integral los transformadores de dDistribución, la red de bBaja tTensión y las acometidas, buscando optimizar las pérdidas de potencia y la regulación de tensión.	Obligación	Antes P-46, ahora P-44 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4547. Cuando las instalaciones del Distribuidor se encuentren dentro de inmuebles de terceros, deben ser diseñadas del tipo subterránea y los transformadores de eDistribución del tipo seco.	Obligación	Antes P-45, ahora P-47 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4648. La planeación de las RNT y las RGD deberán de incluir diseños y elementos de protección acordes a las condiciones ambientales y atmosféricas a las que se verán expuestas durante su operación.	Obligación	Antes P-48, ahora P-46 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4749. Los El Distribuidores deberán considerar la instalación de equipos de protección en las RGD, así como de seccionamiento manual y/o automático necesarios para minimizar el tiempo de restablecimiento del Suministro Eléctrico y el número de áreas afectadas ante la ocurrencia de una Contingencia. necesarios para minimizar el tiempo de restablecimiento del suministro eléctrico y el número de áreas afectadas ante la ocurrencia de una Contingencia que haya provocado afectación de carga.	Obligación	Antes P-47, ahora P-49 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4850. Los El Distribuidores deberán diseñar, con base en el número de usuarios y de la longitud de los circuitos de las RGD, los equipos de seccionamiento de tal modo que se minimice el número de secciones sin S suministro E eléctrico ante la ocurrencia de una Contingencia.	Obligación	Antes P-48, ahora P-50 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 4954. El CENACE Cenace y los el Distribuidores, 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, la saturación sobrepasar los límites de cargabilidad de forma permanente de cualquier elemento del SEN.	Obligación	Antes P-49, ahora P-51 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 5052. Los El Distribuidores definirán las Secciones Eléctricas de Distribución dentro de las RGD y deberán dimensionarlas con un margen de reserva mínimo de 20% respecto a 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 Cenace.	Obligación	Antes P-52, ahora P-50 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P-5153 Los El Transportistas y los Distribuidores deberán definir los límites de Cargabilidad de los elementos de la RNT y de las RGD de manera que no causen daño al Elemento, para la realización de los estudios de planeación. Los Transportistas y Distribuidores deberán, e informará al CENACE en dichos límites en octubre de cada año.	Obligación	Antes P-53, ahora P-51 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que los límites de cargabilidad deben ser tales que no deben causar daño al elemento. y la periodicidad.	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	Criterio P - 5254. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que éstos se encuentren en operación, el CENACE y los Distribuidores deberán apearse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que son parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.	Obligación	Antes P-54, ahora P-52 No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Manual de Programación de Salidas, (DOF 13/11/207)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 2. Disposicione s Generales para la operación del SEN (OP)	Disposiciones Generales para la operación en Estado Operativo Normal del SEN (OP)	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo 2. Disposicione s Generales para la operación del SEN (OP)	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 integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizando 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza conforme a la definición de "Usuario del SEN"	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo 2. Disposicione s Generales para la operación del SEN (OP)	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 cualquier Integrante de la Industria Eléctrica que haga uso de la infraestructura eléctrica todos los Usuarios del SEN.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza conforme a la definición de "Usuario del SEN"	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	Criterio OP- 2. El CENACE deberá aplicar los criterios 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	Criterio OP- 3. Es obligación de las Centrales Eléctricas, Transportistas y Distribuidores , los Usuarios del SEN la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en este documento esta sección .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza conforme a la definición de "Usuario del SEN"	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	Criterio OP- 4. Las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado los Centros de Carga, el Transportista, y el Distribuidor están obligados a ejercer el Control Físico de las instalaciones del SEN conforme a las instrucciones que dicte el CENACE en el ejercicio del Control Operativo del SEN.	Obligación	Se aclara la aplicación para Centros de Carga y se elimina Participantes del Mercado el cual era un término más amplio. No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	Criterio OP- 5. Los e Estados e Operativos en los que el SEN puede incurrir estarán definidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos que forma parte de las Disposiciones Operativas del Código de Red. Dichos Estados Operativos son Normal, de Alerta, de Emergencia y Restaurativo.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Disposiciones Generales 2.3 Planeación operativa 2.3.1 CENACE	<p>Criterio OP- 6. El CENACECenace deberá entregarreportar a la CRE, un reporte anual en donde se especifique el tiempo en el que el SEN estuvo en cada uno de los Estados Operativosde forma mensual y a través de los medios electrónicos que para tal efecto establezca la CRE, las notificaciones de Estados Operativos de Alerta y de Emergencia que hayan sido publicadas en el Sistema de Información de Mercado (SIM). El reporte del Cenace deberá incluir, al menos, la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No. de nota, • Fecha de publicación en el SIM, • Gerencia de Control Regional en la que se declaró el Estado Operativo correspondiente (en caso de que el Estado Operativo involucre a varias Gerencias de Control Regional, señalarlo), • Estado Operativo, • Zona de Distribución, • Causas asociadas al Estado Operativo declarado, y • Duración de la declaratoria. 	Nueva Obligación	Se modifica la periodicidad de la entrega del reporte. Pasa de ser anual a mensual.	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Disposiciones Generales 2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión	Con el fin de coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del SEN, se deberá seguir lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red , el cual incluye las estrategias de control y optimización de los recursos disponibles de regulación de potencia reactiva para cumplir con los requerimientos de seguridad y Calidad en el S Suministro e Eléctrico.	Obligación	Se aclara que la coordinación de los recursos disponibles en general. No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 7. El CENACE Cenace podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los auto transformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o s Subestaciones e Eléctricas de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en ella Tabla 1 del Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red , para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.	Obligación	Se aclaran a que límites se refiere No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 8. El CENACE Cenace vigilará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema para inestabilidad de tensión.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 9. El CENACE Cenace deberá mantener coordinación con las áreas operativas de los del Distribuidores y Transportista de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red, a fin de cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 10. En escenarios de demanda mínima, el CENACE Cenace podrá desconectar líneas de Transmisión y distribución para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 11. En Estado Operativo Restaurativo, el CENACE Cenace utilizará los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener los perfiles de tensiones dentro de los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión I. CENACE	Criterio OP- 12. El CENACE Cenace ejercerá debe ejercer el Control Operativo del SEN procurando que ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RGD, no se presente colapso en el nivel de tensión o desconexión no controlada de carga.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 13. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores cumplir, en la medida de sus posibilidades, con la potencia reactiva que el GENACE Cenace le requiera para mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 14. Todo cambio de ajustes o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión, debe ser instruido por el GENACE Cenace con tiempo de anticipación de al menos 10 días para un reajuste, o de 90 días naturales para un nuevo elemento. El Distribuidor y Transportista, en función a un análisis previo, podrán someter a consideración del Cenace propuestas para reconfiguración de la RNT o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión para su análisis y validación.	Nueva Obligación	Se establece un mecanismo para que Distribuidor y Transportista, puedan proponer al Cenace la reconfiguración de la RNT o instalaciones de dispositivos de control de tensión, para el análisis y validación del Cenace, con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN.	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 15. Ninguna Unidad de Central Eléctrica, Transportistas o Distribuidores harán cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pertenezcan al MEM, que pudieran afectar el perfil de tensión de la RNT y las RGD sin la aprobación previa del GENACE Cenace.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 16. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores mantener disponible en todo momento el Esquema de Protecciones de Sistema de inestabilidad de tensión, conforme a lo definido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de tensión II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 17. Las áreas operativas de los del Distribuidores deben mantenerse en coordinación con el Transportista y con el GENACE Cenace de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red, para cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, esto bajo cualquier condición operativa de las RGD.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia I. Cenace	Criterio OP- 18. En el Estado Operativo Normal, el CENACE Cenace podrá utilizar los recursos de potencia activa disponibles con el objetivo de mantener la frecuencia en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia I. Cenace	Criterio OP- 19. El CENACE Cenace supervisará y evaluará el desempeño de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria y s Secundaria, conforme a lo establecido en el Manual Regulatorio Requerimientos Técnicos para la de Interconexión Centrales Eléctricas al SEN .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia I. Cenace	Criterio OP- 20. La participación de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria debe ser evaluada por el CENACE Cenace cada vez que se presente una desviación de frecuencia mayor al rango de frecuencia establecido en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión Centrales Eléctricas al SEN .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia I. Cenace	Criterio OP- 21. El CENACE Cenace debe mantener coordinación con las Unidades de Central Eléctrica para el ajuste de las protecciones por baja frecuencia.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia I. Cenace	Criterio OP- 22. El CENACE Cenace evaluará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema (EPS) de inestabilidad de frecuencia, que se establezcan de conformidad con el procedimiento operativo correspondiente .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	II.Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 23. Las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN deben participar en la Regulación Primaria y la respuesta de sus controles debe actuar para contribuir a la calidad estabilidad de frecuencia del SEN.	Obligación	Se aclara que el termino correcto es el de "estabilidad" No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 24. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deben coordinarse con el Cenace para establecer el Esquema de Protección del Sistema por inestabilidad de frecuencia.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.1 Rango de frecuencia II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP-25. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores procurar mantener en todo momento disponible para el CENACE, Distribuidor los Esquemas de Protección de (EPS) para inestabilidad de frecuencia con base en los ajustes y montos de demanda establecidos en el Procedimiento Operativo correspondiente. En caso de daño en algún esquema con función de inestabilidad de frecuencia, las áreas operativas del Distribuidor y Transportista informarán al Cenace el tiempo de restablecimiento del dispositivo.	Nueva Obligación	Se crea una nueva obligación a Distribuidor y Transportista, de manera que estos deben de informar al Cenace el tiempo de restablecimiento de un dispositivo para un esquema, cuando este haya sufrido algún daño, con motivo de aumentar la confiabilidad	No genera costo adicional. La entrega de información al CENACE no es de ningún privado o particular	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP-26. En Estado Operativo Normal el CENACE Cenace operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere de forma permanente con valores superiores a sus límites de C cargabilidad , inclusive considerando la ocurrencia de y por el tiempo máximo de 20 minutos con valores de sobrecarga permitida declarada.	Nueva Obligación	De las definiciones de "Límites de cargabilidad" y "Sobrecarga permitida declarada" se establece una obligación al Cenace considerando la cargabilidad de los elementos del SEN y la sobrecarga permitida declarada. Propuesta emanada del Comité Consultivo de Confiabilidad Se complementa con la eliminación del Criterio Op-28	No genera costo adicional. La entrega de información al CENACE no es de ningún privado o particular No aplica a personas físicas o morales del sector privado	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP-27. Ante una situación de Alerta o Emergencia no se permitirán sobrecargas por encima de los límites de <u>cargabilidad de forma permanente en transformadores ni en líneas de Transmisión. Sólo se permitirán sobrecargas temporales hasta la <u>sobrecarga permitida declarada por un periodo máximo de 20 minutos.</u></u>	Nueva Obligación	De las definiciones de "Límites de cargabilidad" y "Sobrecarga permitida declarada" se establece una obligación al Cenace considerando la cargabilidad de los elementos del SEN y la sobrecarga permitida declarada. Propuesta emanada del Comité Consultivo de Confiabilidad	No genera costo adicional. No aplica a personas físicas o morales del sector privado	
Editorial Simplificación	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP-28. Durante sobrecarga de elementos del SEN por largos periodos de tiempo y no se cuente con recursos para disminuirla, el CENACE podrá instruir cortes manuales de carga.	Obligación	Se elimina. Este contenido se encuentra en complemento con el Criterio OP-27	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP-287. El Cenace, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá modificar la topología de la <u>red eléctrica RNT y las RGD que pertenezcan al MEM</u> y realizar ajustes de generación con la finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener la Reserva Operativa, <u>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.</u>	Nueva Obligación	Antes OP-27, ahora OP-28 Se aclara que los límites de cargabilidad deben ser tales que no deben causar daño al elemento. y la periodicidad. No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional. No aplica a personas físicas o morales del sector privado	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP- 29. El CENACE Cenace y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar para cumplir el Criterio OP-54, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP-30. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deberán mantener actualizada la información técnica ante el GENACE Cenace, relacionada a los límites y características operativas de los elementos bajo su responsabilidad de conformidad con el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. En caso de que se realice cualquier modificación a la red eléctrica o se tenga una modificación operativa significativa en los equipos y líneas, el representante y responsable del elemento debe notificar de inmediato al GENACE Cenace en un plazo máximo de 5 días contados a partir de su entrada en operación los nuevos límites y características operativas.	Nueva Obligación	Se complementa indicando el plazo para que el obligado notifique al CENACE. NOTA: La información operativa es en tiempo real, por lo que no es intención del Criterio establecer un Trámite EN revisión. Si se modifica el alcance u obligaciones, que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional. No aplica a personas físicas o morales del sector privado	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.3 Sobrecarga de Instalaciones I. Cenace	Criterio OP- 31. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores ajustar los parámetros y la lógica de sus equipos con la finalidad de que los Esquemas de Protección de Sistema para sobrecarga opere adecuadamente, considerando los límites de diseño y la vida útil de los equipos.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa	Criterio OP- 32. La Reserva Operativa es la suma de la Reserva Rodante más la Reserva No Rodante. La Reserva Operativa deberá asegurar que la Confiabilidad del SEN no se vea comprometida ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa y conforme con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que deben considerarse los Estados Operativos,	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa	Criterio OP- 33. La Reserva Operativa debe estar disponible en todo momento para mantener la frecuencia en valores del Estado Operativo Normal y evitar la pérdida de carga firme como resultado de G contingencias de g Generación o Transmisión.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa	Criterio OP- 34. Con la finalidad de asegurar los requerimientos de Reserva Operativa en el SEN, la Capacidad Instalada deberá ser administrada de conformidad con los criterios establecidos en el Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación del SEN, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 35. A través del Control Operativo, el CENACE debe asegurar la Reserva Operativa necesaria para la operación confiable del SEN, conforme el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que deben considerarse los Estados operativos	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 36. El CENACE debe mantener la Reserva Operativa compuesta, al menos en 50%, por Reserva Rodante.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 37. El CENACE debe asegurar que la Reserva Operativa está distribuida a lo largo de todo el SEN y pueda ser utilizada con el fin de que haya suficiente capacidad de generación en todas las regiones delimitadas por restricciones de Transmisión, así como para mantener el balance carga y generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.4 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 38. El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red , para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal previniendo y evitando los Estados Operativos de Alerta o Emergencia.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 39. El CENACE podrá instruir a las Entidades Responsables de Carga realizar desconexiones manuales de carga con la finalidad de evitar sobrecargas no soportables en elementos del SEN o para mantener perfiles adecuados de tensión y frecuencia en determinados ámbitos geográficos con la finalidad de evitar riesgos de colapso de tensión o de frecuencia, de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 40. Las Entidades Responsables de Carga podrán considerar la adopción de esquemas de desconexión de carga automática para atender las instrucciones que el CENACE emita cuando sea requerido.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 41. El CENACE deberá de considerar la desconexión de Centros de Carga como el último recurso para el control de las variables eléctricas del SEN.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 42. La desconexión de Centros de Carga puede formar parte de los Esquemas de Acción Remedial y de los Esquemas de Protección del Sistema diseñados por el CENACE .	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 43. La selección de Centros de Carga a desconectar debe estar asociada a una prioridad de acuerdo a su importancia de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica. La siguiente lista es enunciativa, ma ás no limitativa y muestra los Centros de Carga que deben estar asociados a una prioridad: a. Alimentación a instalaciones de comunicaciones; b. Suministro de combustibles; c. Hospitales; d. Centros de readaptación social; e. Edificios de gobierno; f. Transporte público; g. Estaciones de bomberos h. Estaciones de Policía i. Sistemas de bombeo de agua potable, y j. Aeropuertos. k. Sitios de concentración masiva de personas o de eventos mediáticos	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza incluyendo Sitios de Concentración Masiva de acuerdo a la clasificación de la NOM-001-SEDE-2015	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	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: a. Problemática en el SEN; i. Baja +Tensión baja; ii. Baja frecuencia; iii. Sobrecarga de elementos del SEN; O iv. Estabilidad Inestabilidad del SEN b. Mecanismo de afectación; i. Automático (Esquema de Acción Remedial o Esquema de Protección del Sistema); o ii. Manual (Instrucción del CENACE) c. Condiciones de red i. Carga individual; o	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		ii. Conjunto de cargas (concentradas en un transformador, línea de Transmisión o Alimentador a nivel mMedia tTensión).				
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa I. Cenace	Criterio OP- 45. En todos los casos, la reconexión de Centros de Carga se debe realizar sólo bajo la supervisión y autorización del CENACECenace.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción		ii. Transportistas y Distribuidores				
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa II. Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 46. Transportista y Distribuidores están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el CENACECenace con respecto a la desconexión manual de carga.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.5 Reserva Operativa II. Transportista y Distribuidor	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, losTransportistas y Distribuidores deberán seguir las instrucciones del CENACECenace en lo referente a la reconexión de la carga afectada.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Cenace	Criterio OP- 48. El CENACECenace, de acuerdo a los recursos disponibles, debe mantener la Reserva Reactiva óptima para que después de que ocurra una Contingencia Sencilla más Severa no haya riesgo de colapso de tensión o salida en cascada de elementos.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Cenace	Criterio OP- 49. En Estado Operativo Normal y ante Contingencia, el CENACECenace utilizará la Reserva Reactiva, siendo una obligación de las entidades involucradas en la operación del SEN mantener disponible en todo momento la capacidad declarada.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Cenace	Criterio OP- 50. El CENACE tendrá la responsabilidad de utilizar los condensadores síncronos necesarios para ejercer el control de tensión a fin de mantener adecuados márgenes de Reserva Reactiva.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Cenace	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.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	II . Unidad es de Central Eléctrica, Transportista s y Distribuidor es				
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 56. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportista s y Distribuidor es tendrán la obligación de mantener en condiciones operables los elementos estáticos y dinámicos del SEN, con la finalidad de que estén disponibles para el CENACE en el momento que sean requeridos. En caso de requerir licencia deberá informar al Cenace el tiempo de restablecimiento del elemento. El caso de daño en cualquier elemento sin posibilidad de restablecimiento, se analizará la magnitud del daño por parte de las áreas operativas de Distribuidor y Transportista y determinarán el tiempo de atención de la anomalía.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Las solicitudes de Licencias se encuentran reguladas por el Manual de Programación de Salidas publicado en el DOF 13/11/2017 Capitulo 4.5 Salidas forzadas y Licencias de Emergencia, 4.5.2	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia	2.4.7. Restablecimiento en casos de contingencia. En el Procedimiento de Restablecimiento del Código de Red , se establecen los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones del SEN a su Estado Operativo Normal ante la ocurrencia de un Disturbio. Durante el procedimiento de Restablecimiento se buscará minimizar el tiempo de Interrupción del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos. Asimismo, se	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		buscará proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo su operación, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo.				
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 57. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el Cenace, en un plazo no mayor a 30 días hábiles, deberá informar a la CRE a través de escrito libre, con respecto a lo ocurrido, Usuarios del SEN involucrados, impacto sobre el suministro eléctrico (tiempo de interrupción, usuarios afectados, ENS), y acciones realizadas para atender el Disturbio.	Nueva Obligación	Se agrega criterio con la finalidad de establecer con mayor claridad el periodo para informar a la comisión sobre los disturbios ocurridos	No genera costo adicional. No aplica a personas físicas o morales del sector privado	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 587. 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.	Obligación	Antes OP-57, Ahora OP-58 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 598. El CENACE deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.	Obligación	Antes OP-58, Ahora OP-59 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 6059. El CENACE es el responsable de la difusión del Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial del SEN, a las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.	Obligación	Antes OP-59, Ahora OP-60 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 619. El CENACE podrá elaborar procedimientos de interacción operativa del SEN en donde se determine cómo se llevará a cabo el proceso de coordinación y comunicación entre las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.	Obligación	Antes OP-60, Ahora OP-61 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia I. Cenace	Criterio OP- 624. El CENACE debe supervisar y analizar en todo momento las condiciones del SEN con el objetivo de determinar el Estado Operativo en el cual se encuentre y aplicar estrategias preventivas o correctivas que permitan mantener el Estado Operativo Normal y con ello la integridad del SEN.	Obligación	Antes OP-61, Ahora OP-62 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	II . Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores				
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 632. Ante casos de Contingencia, las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deben documentar los eventos ocasionados de conformidad con el Procedimiento de Restablecimiento. En caso de que las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas o Distribuidores realicen modificaciones a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al CENACE , a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.	Obligación	Antes OP-62, Ahora OP-63 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 643. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores cumplir en tiempo y forma con lo establecido en los procedimientos operativos emitidos por el CENACE	Obligación	Antes OP-63, Ahora OP-64 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 654. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas Centros de Carga, Transportista y Distribuidores deben facilitar de manera oportuna la información técnica necesaria para que el CENACE Cenace pueda cumplir con la función de determinar y evaluar los Estados Operativos del SEN, siguiendo los lineamientos establecidos en el Manual de TIC.	Obligación	Antes OP-64, Ahora OP-65 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 665. Durante el proceso de restablecimiento, dependiendo del Elemento fallado del SEN, debe haber coordinación operativa entre el CENACE Cenace, Distribuidores, Transportistas y Unidades de Central Eléctrica de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento.	Obligación	Antes OP-64, Ahora OP-65 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación	En el Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad contenido en las Disposiciones Técnicas Operativas del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios 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.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que son Disposiciones Operativas	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación	Criterio OP- 676. En el Mercado en Tiempo Real se implementará el uso de herramientas informáticas en tiempo real para ejecutar el despacho económico y para la reasignación de Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica por restricciones de Confiabilidad, el cual el CENACE Cenace utilizará para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.	Obligación	Antes OP-64, Ahora OP-65 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 687. El CENACE Cenace es el responsable de elaborar el Predespacho de generación, conforme a la entrega de la información de los Participantes del Mercado y responsables de la RNT y las RGD.	Obligación	Antes OP-67, Ahora OP-68 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 698. El CENACE Cenace elaborará el Predespacho con una antelación suficiente, que permita asegurar la eficiencia, Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad operativa del SEN.	Obligación	Antes OP-68, Ahora OP-69 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 7069. El CENACE Cenace supervisará en tiempo real que las Unidades de Central Eléctrica ejecuten su instrucción de Despacho de Generación.	Obligación	Antes OP-69, Ahora OP-70 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 710. El GENACE Cenace emitirá instrucciones de despacho a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable que sean técnica y operacionalmente factibles, tomando en cuenta las restricciones de cada Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable.	Obligación	Antes OP-70, Ahora OP-71 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 724. La asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica por parte del CENACE Cenace tendrá la finalidad de satisfacer la demanda pronosticada incluyendo la provisión de Reservas y Servicios Conexos al menor costo posible y cumpliendo con las restricciones operativas establecidas.	Obligación	Antes OP-71, Ahora OP-72 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 732. El CENACE Cenace podrá realizar la asignación de Centrales Eléctricas por Confiabilidad en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes debido a cambios en los pronósticos de demanda, en la Disponibilidad de la RNT o las RGD u otros cambios en las condiciones del SEN.	Obligación	Antes OP-71, Ahora OP-72 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación I. Cenace	Criterio OP- 743. El GENACE Cenace debe asegurar que la Reserva Operativa requerida por el CAG sea la suficiente para su funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Centrales Eléctricas que participan en el CAG.	Obligación	Antes OP-73, Ahora OP-74 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 754. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica cumplir en todo momento con las instrucciones de Despacho de Generación que le indique el CENACE Cenace .	Obligación	Antes OP-74, Ahora OP-75 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 765. Las Unidades de Central Eléctrica tienen la obligación de notificar de manera oportuna al CENACE Cenace , la identificación de riesgos operativos que hagan reducir su disponibilidad.	Obligación	Antes OP-75, Ahora OP-76 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 776. Las Unidades de Central Eléctrica deben reportar al CENACE Cenace , en su caso, la causa por la cual no puedan cumplir con las instrucciones de Despacho de Generación que éste les haya instruido.	Obligación	Antes OP-76, Ahora OP-77 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 787. Todas las Unidades de Central Eléctrica incluyendo las intermitentes despachables deben ajustar su nivel de generación de conformidad con las instrucciones del CENACE Cenace .	Obligación	Antes OP-77, Ahora OP-78 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 798. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica proveer la información necesaria para que el CENACE Cenace lleve a cabo la ejecución del Despacho de Generación adecuadamente.	Obligación	Antes OP-77, Ahora OP-78 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 8079. Las Unidades de Central Eléctrica están obligadas a reportar de inmediato al CENACE cualquier desviación de la consigna de generación instruida, así como notificar cualquier anomalía que represente riesgo de desviación de la consigna de generación instruida.	Obligación	Antes OP-79, Ahora OP-80 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 810. Las Unidades de Central Eléctrica sólo podrán sincronizarse al SEN previa autorización del CENACE.	Obligación	Antes OP-80, Ahora OP-81 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 821. Las Unidades de Central Eléctrica no podrán modificar su generación por decisión propia, salvo que ocurran circunstancias que pongan en riesgo la seguridad e integridad del personal o de sus equipos.	Obligación	Antes OP-81, Ahora OP-82 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 832. Las Unidades de Central Eléctrica que declaren la disponibilidad para participar en el CAG, deben poner a disposición del CENACE las señales necesarias para la telemetría (estados y mediciones analógicas), conforme a la regulación en materia de Tecnologías de la información y sistemas de comunicación TIC.	Obligación	Antes OP-81, Ahora OP-82 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 843. Las Unidades de Central Eléctrica que declaren la disponibilidad para participar en el CAG, tienen la obligación, en coordinación con el CENACE, de verificar y realizar los ajustes necesarios para cuenten con las condiciones necesarias requeridas por el CENACE.	Obligación	Antes OP-81, Ahora OP-82 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación III. Transportista	Criterio OP- 854. Los El Transportistas deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE Cenace la telemetría de potencia activa y reactiva en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas con redes particulares y con redes eléctricas de otros países con las que se tenga conexión.	Obligación	Antes OP-84, Ahora OP-85 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.8 despacho de Generación IV. Distribuidor	Criterio OP- 865. Los El Distribuidores deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE Cenace la telemetría de potencia activa y reactiva en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas y con redes eléctricas de particulares que estén interconectadas a las RGD y que con las que se tenga conexión con el MEM.	Obligación	Antes OP-84, Ahora OP-85 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN	2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del sistema eléctrico (OP) SEN Para la operación segura del SEN, es necesario contar con sistemas de monitoreo en tiempo real, de acuerdo acon los criterios establecidos en la regulación en materia el Manual de tecnologías de la información TIC, acorde a las características particulares de cada segmento o elemento del SEN; por tal motivo, las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deben contar con una óptima coordinación de protecciones ante Disturbios del sistema para una condición operativa previamente establecida . El CENACE Cenace pondrá a disposición de Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado el modelo físico de la RNT para la realización de esta actividad bajo los 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 . (...) El Modelo Físico de la RNT para protecciones lo compartirá Cenace en el formato SEQ, en el que se está compartiendo actualmente, y también en el formato CIM XML a partir del año 2020. El Transportista entregará al Cenace la información de la actualización de la duración de las obras de construcción de Transmisión de forma trimestral (marzo, junio, septiembre y diciembre), por un horizonte de 3 años. Lo que corresponde a las protecciones por baja frecuencia, baja tensión, alta tensión subtensión, sobretensión, Disparo Automático de Generación, potencia inversa y su temporización asociada es facultad y responsabilidad del CENACE Cenace establecer los criterios de ajuste y vigilar su cumplimiento, coordinarse con el Transportista y Distribuidor	Nueva Obligación	Como parte de la coordinación operativa del CENACE con el Transportista, el Transportista deberá actualizar la información en cualquiera de los formatos disponibles señalados	No genera costo adicional. No aplica a personas físicas o morales del sector privado	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>para actualizar de manera anual la relación de los diferentes esquemas de acción remedial y esquemas de protección de sistema.</p> <p>Para la coordinación de protecciones donde sea necesaria la interacción entre diferentes Integrantes de la Industria Eléctrica, por convocatoria del GENACECenace, deberá existir coordinación entre ellos para establecer los esquemas, configuración y ajustes de protecciones, así como a las características y necesidades particulares de cada elemento o segmento del SEN. Las coordinaciones de protecciones acordadas e implementadas se deben hacer del conocimiento del GENACECenace para vigilar su cumplimiento y evaluar la Confiabilidad del SEN.</p> <p>La coordinación de protecciones aplicables a las RNT y las RGD en donde no sea necesario la participación de dos o más Participantes del Mercado, deberán diseñarse y ajustarse y será responsabilidad del Transportista o el Distribuidor su aplicación y vigilancia.</p> <p>En el Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa se define la prioridad en la atención a la operación por parte de los Operadores de los diferentes eCentros de eControl, considerando al GENACECenace, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado; también se define la interacción entre Operadores en cuanto a la notificación e intercambio de información, referente a eventos operativos, Disturbios y restablecimiento de equipo bajo la responsabilidad del Operador en su ámbito.</p> <p>La comunicación operativa debe hacerse con base en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red. Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, de las RGD, de la Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable informar oportunamente al Operador del GENACECenace de manera verbal los eventos relacionados con la Operación de la red eléctrica bajo su responsabilidad y esto bajo cualquier Estado Operativo del SEN.</p> <p>En el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red, se definirán los siguientes aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Los lineamientos que debe cumplir el personal de los Centros de Control del GENACECenace, Transportistas, Distribuidores, y Participantes del Mercado (incluido Suministrador) que intervengan en la Operación del SEN, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN, b. Los propósitos básicos que se persiguen con el Control Operativo del SEN y Operación del MEM, 				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>c. Los lineamientos para la interacción entre los diferentes Centros de Control del CENACE, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado para el logro de los propósitos mencionados,</p> <p>d. Las reglas a que deben sujetarse las diferentes áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de unidades terminales remotas, estaciones maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, PMU y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo acon lo establecido en la documentación regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC,</p> <p>e. 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 Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas, Entidades Responsables de Carga y los Centros de Control del CENACE.</p> <p>f. La reglamentación a la que deben sujetarse todos las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso de la red eléctrica del SEN,</p> <p>g. Los lineamientos a seguir por el personal involucrado en los procesos de solicitud, autorización, concesión y retiro de Licencias, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN, y</p> <p>h. 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, Distribuidores y Participantes del Mercado, en Estado Operativo Normal y en condiciones de eEmergencia.</p>				
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN I. Cenace	Criterio OP- 92. El CENACE realizará el monitoreo de las variables eléctricas del Control Operativo, con el fin de ejercer las acciones necesarias para prevenir y, en su caso, corregir desviaciones o minimizar riesgos en la operación del SEN.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN I. Cenace	Criterio OP- 93. El CENACE debe aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN I. Cenace	Criterio OP-94. El CENACE emitirá instrucciones a las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas, Distribuidores, y Participantes del Mercado y/o representadas asociadas con el Control Físico, siendo una obligación de éstos acatarlas y ejecutarlas de inmediato. Asimismo, reportarán al CENACE , a la brevedad, cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad,	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Los participantes del Mercado incluyen a los Generadores los cuales representan a una o varias Centrales Eléctricas Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracciones IV, XXIV y XXVIII	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN I. Cenace	Criterio OP-95. Es responsabilidad del CENACE el Control Operativo de los Usuarios Calificados conectados en Alta Tensión, en lo que respecta a la Administración de Licencias, Control de Voltaje y atención de Disturbios. Las solicitudes de salida o de Licencia en Centros de Carga conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Transportista.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con la regulación en materia de Licencias. Manual de Programación de Licencias (DOF 13/11/2019) Capítulo 4.2 Licencias	No genera costo adicional.	
Editorial Simplificación	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP-96. El Cenace establecerá con el Transportista un procedimiento para realizar el Control Físico de los Usuarios Finales conectados en Alta Tensión.	Obligación	Se elimina. Parte de la coordinación para el Control Físico es a través de la administración de Licencias y Salidas Manual de Programación de Salidas (DOF/13/11/2017) Manual de Programación de Licencias (DOF 13/11/2019)	No genera costo adicional Adicionalmente, en el Registro Federal de Trámites y Servicios, el CENACE tiene registrados los siguientes Trámites: a) Solicitud de Licencia b) Solicitud de Salida http://187.191.71.208/BuscadorTramites/BuscadorGeneralHomocla ve.asp	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación , supervisión y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 967. Las Unidades de Central Eléctrica deben enviar la información que esté bajo su responsabilidad y que requiera el GENACE Cenace, considerando la calidad de servicio y periodicidad requerida, lo cual permitirá realizar el Control Operativo de tiempo real del SEN por parte del Cenace.	Obligación	Antes OP-97, Ahora OP-96 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación , supervisión y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 978. Las Unidades de Central Eléctrica deben seguir las instrucciones que emita el GENACE Cenace, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.	Obligación	Antes OP-98, Ahora OP-97 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación , supervisión y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 989. Las Unidades de Central Eléctrica deben aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.	Obligación	Antes OP-99, Ahora OP-98 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación , supervisión y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	Criterio OP- 99400. Es responsabilidad de las Unidades de Central Eléctrica poner a disposición del GENACE Cenace los medios de comunicación que permitan ejercer el Control Operativo. Es su responsabilidad también mantener la Disponibilidad, Calidad y Confiabilidad de servicio requerida por el GENACE Cenace.	Obligación	Antes OP-97, Ahora OP-96 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación , supervisión	III . Transportista y Distribuidor Los Transportistas y Distribuidores deben enviar la información que se encuentre bajo su responsabilidad y que requiera el GENACE Cenace, considerando los medios de	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	y control de la operación del SEN II. Unidad de Central Eléctrica	comunicación que permitan el Control Operativo, y aseguren la Disponibilidad, Calidad y confiabilidad de información para la operación en tiempo real del SEN por parte del CENACE Cenace, en el plazo y en la forma que se establezca en el Manual de TIC.		Se complementa con la regulación vigente, con el Manual de Requerimientos de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (DOF 4/12/2017) Capítulos 3.1.10 y 4.1.12		
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN III. Transportista y Distribuidor	Criterio OP-1004. Transportista y Distribuidor deben enviar la información que se encuentre bajo su responsabilidad y que requiera el Cenace, considerando los medios de comunicación que permitan el Control Operativo, y aseguren la Disponibilidad, Calidad y confiabilidad de información para la operación en tiempo real del SEN por parte del Cenace, en el plazo y en la forma que se establezca en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (Manual de TIC), o la regulación vigente.	Obligación	Antes OP-101, Ahora OP-100 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con la regulación vigente, con el Manual de Requerimientos de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (DOF 4/12/2017) Capítulos 3.1.10 y 4.1.12	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN III. Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1012. Los Transportistas y Distribuidores deben aplicar los siguientes procedimientos operativos establecidos en Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red , a fin de tener una adecuada coordinación operativa.	Obligación	Antes OP-102, Ahora OP-101 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN III. Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1023. Es responsabilidad de los Transportistas y de Distribuidores proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos sus instalaciones y el CENACE Cenace, tal que les permitan enviar a este último la información de la RNT y de las RGD que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en la regulación en materia de tecnologías de la información el Manual de TIC.	Obligación	Antes OP-103, Ahora OP-102 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con la regulación vigente, con el Manual de Requerimientos de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (DOF 4/12/2017) Capítulos 3, 4, 5, 6 y 7	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN IV. Suministrador	Criterio OP-1034. Es responsabilidad del Suministrador proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos y el Cenace, tal que les permita enviar a este último la información de la RNT y de las RGD que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en la regulación en materia de tecnologías de la información de los Centros de Carga en Media y Alta Tensión con los que dicho Suministrador tiene un contrato de suministro, de manera que el Cenace pueda ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en el Manual de TIC.	Obligación	Antes OP-104, Ahora OP-103 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con las obligaciones que adquiere el Suministrador a través del Contrato de participante del mercado en la modalidad de suministrador. DOF (25/01/2016) Cláusula quinta, inciso k. Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional.	
Editorial Simplificación	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento	Criterio OP- 1045. Las salidas de operación de los elementos del SEN que no se encuentren consideradas en el programa de Mantenimientos conciliado con el CENACE Cenace, serán consideradas como salidas de emergencia bajo el concepto de Salidas Forzadas, de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.	Obligación	Antes OP-106, Ahora OP-104 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se armoniza con el Manual de Programación de Salidas DOF (13/11/2017) Capitulo 2; 2.4.1; (l), (p) Capitulo 3; 3.2.13; 3.4.7 Capitulo 4, 4.3 Reprogramación y cancelación de Licencias de Salidas Programadas.	No genera costo adicional.	
Editorial Simplificación	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o I. Cenace	Criterio OP-106. Los programas de Mantenimiento se harán conforme a lo establecido en el Procedimiento para Administración de Licencias y en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. Criterio OP-1056. Las salidas para mantenimiento deben cumplir con lo indicado en el procedimiento y manual correspondientes, sin embargo, cada Integrante de la Industria Eléctrica define cómo elaborar dichos programas, su alcance y periodicidad.	Nueva Obligación	Antes OP-106, Ahora OP-105 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa y actualiza con el Manual de Programación de Licencias (DOF 13/11/2017)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o I. Cenace	Criterio OP- 1067. El CENACE podrá no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y de las Unidades de Central Eléctrica cuando la salida haya estado considerada en el programa de Mantenimientos. Dicha condición aplicará cuando el CENACE identifique de manera justificada, que existen riesgos operativos que pueden afectar la integridad del SEN. La cancelación de Licencias por parte del CENACE se apegará a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado.	Obligación	Antes OP-107, Ahora OP-106 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o I. Cenace	Criterio OP- 1078. Cuando a criterio del CENACE el Mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de Continuidad y de Calidad de Suministro Eléctrico que este documento establece, deberá identificar los proyectos de mejora y Modernización necesarios de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 1 del presente documento. Así mismo las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores podrán ejecutar proyectos de mejora y Modernización que estimen necesarios.	Obligación	Antes OP-108, Ahora OP-107 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1089. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores están obligados a entregar al CENACE los Programas de Mantenimientos, conforme a lo establecido en las Bases del Mercado y disposiciones aplicables, siendo su responsabilidad conciliarlo con el CENACE , así como el dar seguimiento necesario para evitar modificaciones o desviaciones.	Obligación	Antes OP-109, Ahora OP-108 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista	Criterio OP- 10940. Los El Distribuidores establecerán el programa de Mantenimiento de la infraestructura eléctrica que integra las RGD, asegurando el cumplimiento de los niveles de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, documentando la gestión de su proceso de Mantenimiento y utilizando al menos un método de gestión de activos como lo son el Mantenimiento basado en la confiabilidad, análisis de riesgos, Mantenimiento basado en el tiempo, etc., que lo lleve a lograr la optimización de los recursos humano y materiales.	Obligación	Antes OP-109, Ahora OP-108 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	y Distribuidor					
Editorial Redacción	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1104. Los Distribuidores deberán reportar de manera trimestral y anual a la CRE, el avance del Mantenimiento de los activos que conformen las RGD dividido por instalaciones eléctricas tales como Subestaciones Eléctricas de distribución, líneas de distribución en Media y Baja Tensión, y equipos de comunicación.	Obligación	Antes OP-111, Ahora OP-110 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1112. Los Responsables de las Instalaciones Eléctricas en las áreas de Generación, transmisión y distribución deberán implementar un Sistema de Administración de Indicadores de conformidad con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las Áreas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica (RES/942/2015 de la CRE).	Obligación	Antes OP-112, Ahora OP-111 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el documento regulatorio de referencia	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP- 1123. Cuando a criterio de los Distribuidores el mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de continuidad y de Calidad de servicio establecidos en el presente Código de Red, éstos podrán proponer y ejecutar los proyectos de mejora y Modernización necesarios y apegarse a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico (RES/999/2015 de la CRE).	Obligación	Antes OP-112, Ahora OP-111 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el documento regulatorio de referencia	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.10 Coordinación, de los programas de Mantenimiento o II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	Criterio OP-1134 Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, los Distribuidores deberán dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que E establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores o representantes y estos a su vez notificar a sus clientes y/o Usuarios Finales.	Obligación	Antes OP-114, Ahora OP-113 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara y actualiza conforme a la disposición del numeral 18 de la RES/999/2015 "DACGS que establecen las Condiciones Generales para la Prestación de Suministro Eléctrico"	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.11 Disponibilidad de los elementos de la RNT	Criterio OP- 1145. La evaluación de la Disponibilidad de los elementos de la RNT se realizará conforme a las <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (RES/948/2015 de la CRE), o la regulación vigente al respecto.</i>	Obligación	Antes OP-115, Ahora OP-114 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el documento regulatorio de referencia	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.11 Disponibilidad de los elementos de la RNT	Criterio OP- 1156. Los elementos de la RNT en tensiones mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 400 kV considerados en la evaluación de la D isponibilidad serán definidos en las <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (RES/948/2015 de la CRE).</i>	Obligación	Antes OP-116, Ahora OP-115 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el documento regulatorio de referencia	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.11 Disponibilidad de los elementos de la RNT	Criterio OP- 1167. Los EI Transportistas s tendrán la responsabilidad de mantener la disponibilidad de los elementos de Transmisión con el fin de garantizar la seguridad de despacho bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad. Para la evaluación de la D isponibilidad, no se considerarán los casos descritos en las <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (RES/948/2015 de la CRE).</i>	Obligación	Antes OP-117, Ahora OP-116 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el documento regulatorio de referencia	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.11 Disponibilidad de los elementos de la RNT	Criterio OP- 1178. Todas las Unidades de Central Eléctrica que pretendan interconectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites de los parámetros de Calidad de Energía, de conformidad con el apartado de Calidad de Energía del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, que es parte del Interconexión, en el Código de Red.	Obligación	Antes OP-118, Ahora OP-117 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nombre correcto del documento de referencia	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.12 II. Calidad de la Energía	Criterio OP- 1189. Los El Transportistas están obligados a medir los parámetros de desempeño de la RNT conforme a lo definido en las <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica o la que la sustituya.</i>	Obligación	Antes OP-119, Ahora OP-118 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que el documento de referencia podrá actualizarse	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.12 IV. Centro de Carga	Criterio OP- 11920. Los El Distribuidores están obligado a medir los parámetros de Calidad conforme a lo definido en las <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica o la que la sustituya</i>	Obligación	Antes OP-120, Ahora OP-119 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que el documento de referencia podrá actualizarse	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.12 IV. Centro de Carga	Criterio OP- 1204. El funcionamiento y operación de los equipos de los Centros de Carga no deben causar Disturbios en la RNT o en las RGD, que rebasen los límites establecidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos técnico para la conexión de Centros de Carga Conexión, parte del Código de Red, respecto a los niveles armónicos, variaciones periódicas de amplitud de la tensión (parpadeo), variaciones de tensión y Desbalance de Corrientes.	Obligación	Antes OP-120, Ahora OP-119 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nombre correcto del documento de referencia	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	2.4 Criterios de operación 2.4.12 IV. Centro de Carga	Criterio OP- 1212. 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 Requerimientos Técnicos para la Conexión, que es parte del Código de Red Centros de Carga.	Obligación	Antes OP-121, Ahora OP-120 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nombre correcto del documento de referencia	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito	<p>Cuando ocurre un colapso parcial o total en el SEN como resultado de unDisturbio de alta relevancia en el mismo, como parte del Procedimiento de Restablecimiento se requiere del arranque de emergencia, así como de la operación en IslaEléctrica de Unidades de Central Eléctrica que se encontraban-encuentren en servicio en el momento de la ocurrencia del Disturbio. En ambos casos, las Unidades de Central Eléctrica deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto para iniciar el proceso de Rrestablecimiento.</p> <p>En este apartado se definen los lineamientos asociados a los Servicios Conexos requeridos por Confiabilidad, específicamente los que se refieren al arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistemaSEN, así como a la asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad.</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito	<p>Criterio OP- 1223. (...) Por lo anterior, para dar cumplimiento a los requerimientos de Reserva Operativa de conformidad con el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Código de Red, se requiere despachar Centrales Eléctricas y Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito.</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nombre correcto del documento de referencia		
Editorial Aclaración	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito 2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a	Criterio OP- 1234. La definición de los requerimientos de arranque de emergencia y operación en Isla Eléctrica se establecerán en función de los procedimientos de R restablecimiento específicos para cada Gerencia de Control Regional del GENACE Cenace , los cuales deberán estar fundamentados con estudios eléctricos que definen la secuencia de restablecimiento del SEN al ocurrir un colapso parcial o total.	Obligación	Antes OP-124, Ahora OP-123 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	bus muerto del SEN					
Editorial Redacción	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito 2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del SEN	Criterio OP- 1245. Las Unidades de Central Eléctrica que deseen ser consideradas para prestar estos Servicios Conexos, deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto, para iniciar el Procedimiento de Restablecimiento y deben tener la capacidad de operar a la totalidad de su Curva de Capabilidad. El número de Unidades de Central Eléctrica y las capacidades necesarias, será definido en función de cambios en la topología de la red y del equipo primario de generación, principalmente.	Obligación	Antes OP-125, Ahora OP-124 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito 2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del SEN	Criterio OP-1256. En general, para la definición del número de Unidades de Central Eléctrica y la capacidad necesaria de Servicios Conexos que deberá adquirir el CENACE por Confiabilidad, se deberá considerar, entre otras, las siguientes disposiciones: a.- Se utilizarán las Unidades de Central Eléctrica que no operen como generación considerada base- (...) a. Para el caso de la operación en Isla Eléctrica se dispondrá de Unidades de Central Eléctrica normalmente despachables. b. Para el arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto, las Unidades de Central Eléctrica deberán de cumplir con los requerimientos establecidos en el apartado Capítulo 6 del Manual Regulatorio de Interconexión de-Generadores , así como con los procedimientos específicos para cada Gerencia de Control Regional del CENACE . Dichos procedimientos específicos deberán estar fundamentados esen estudios técnicos. c. Se deben realizar pruebas de arranque de emergencia o de operación en Isla Eléctrica con la conexión a bus muerto del sistema SEN, al menos una vez al año.	Obligación	Antes OP-126, Ahora OP-125 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se elimina debido a que no existe tal condición	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		d. De contarse con diferentes opciones que podrían proporcionar el servicio de arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema en la misma zona o región eléctrica, el CENACE deberá de considerar la que proporcione el nivel requerido de confiabilidad y después que sea la de menor costo.				
Editorial Redacción	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito 2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad	Debido al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, a la topología del sistema SEN y al resultado del MEM en cuanto a la asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica; se podrían presentar condiciones operativas con problemas de Confiabilidad en lo referente a Reserva de Planeación y Operativa y soporte del SEN. Por lo anterior, es importante analizar y definir los requerimientos de asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad. Los requerimientos por soporte del sistema, deben estar justificados por los estudios eléctricos correspondientes. La asignación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se realiza para cubrir necesidades de soporte de tensión, apoyo en la estabilidad del SEN, gestión específica de restricciones de Transmisión bajo criterios de primeras contingencias.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	2.5 Servicios conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito 2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad	<p>Criterio OP-1267. Para la definición de las Unidades de Central Eléctrica con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes disposiciones:</p> <p>a. Las Unidades de Centrales Eléctricas con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, deben estar justificados por estudios eléctricos realizados por el CENACE o asociados a diferencias entre los pronósticos de oferta de compra de los Suministradores (Suministrador Básico, primordialmente) y el pronóstico de demanda por confiabilidad del Cenace.</p> <p>b. Técnicamente deben estar justificados los mínimos operativos de generación de las Unidades de Central Eléctrica para mantener la Confiabilidad, considerando las implicaciones económicas.</p> <p>c. De contarse con diferentes opciones de generación en la misma zona o región eléctrica, se deberá considerar prioritariamente la confiabilidad de la tecnología utilizada y el menor costo de adquisición para la selección.</p> <p>d. Aquellas Unidades de Central Eléctrica que por el modelo de optimización del Mercado de Día en Adelanto deben ser consideradas para control de tensión o estabilidad.</p>	Obligación	<p>Antes OP-127, Ahora OP-126</p> <p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara que otra consideración debe tomar en cuenta el CENACE en el estudio referido</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>No aplica a personas físicas o morales del sector privado</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para generadores (INTG) Centrales Eléctricas (INTE)		Antes INTG, Ahora INTE		
Editorial Complemento	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG) 3.2 Alcance y Aplicación	<p>Todos los requerimientos que se definen a continuación serán aplicables o referidos al punto de interconexión, a menos que un requerimiento específico indique otra cosa.</p> <p>Los requerimientos técnicos contenidos en este apartado son complementados por el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas al SEN (manual Regulatorio de Interconexión) de Interconexión y son de aplicación para los siguientes casos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Cualquier proyecto de interconexión de Central Eléctrica, que cuente con un permiso de generación otorgado por la CRE, con capacidad de Generación Neta mayor o igual a 0.5 MW, que pretenda conectarse a la RNT o a las RGD. 4. Incrementos de capacidad de las Centrales Eléctricas que cuenten con un permiso de generación de la CRE, por un monto mayor o igual al 1025 % de su capacidad original, siempre que la capacidad de Generación Neta total de la Central Eléctrica, incluido el incremento, sea igual o superarmayor a los 0.5 MW, y no se realice cambio alguno de los siguientes equipos principales, que de forma enunciativa más no limitativa, serían: turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación. <p>Lo anterior se refiere a que los cambios que lleve a cabo la Central Eléctrica para este aumento de capacidad no deberá incluir sustitución del equipo principal de la misma, sino que se deba a actualizaciones de elementos internos (por ejemplo, los derivados de mejora de materiales o diseños, o del sistema de control, como lo son la mejora en el control de la combustión) de los equipos principales existentes.</p> 5. Un proyecto de repotenciación de uUnidades que integran una Central Eléctrica que cuente con un permiso de generación ante la CRE y que se encuentran interconectadas a la RNT o a las RGD y que son de tipo B, C o D. siempre y cuando esa repotenciación incluya la modernización (total o 	Nueva Obligación	La propuesta de modificación se origina en el Comité Consultivo de Confiabilidad. Se propone que le apliquen estas Disposiciones Generales de Interconexión para Centrales Eléctricas, a las Centrales Eléctricas con permiso de generación de la CRE, que aumenten su capacidad un 25% y no 10%, como anteriormente. Se busca que las Centrales Eléctricas ya existentes y que pueden de una forma eficiente aumentar su capacidad, no se limite al 10%.	No genera costo adicional Es una condición de la Unidad de central Eléctrica desde que obtuvo el Permiso de generación de Energía Eléctrica.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>parcial) de la Central, o la sustitución de alguno de los equipos principales como turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación.</p> <p>6. Una Central Eléctrica que cambie o adicione un Punto de Interconexión.</p> <p>7. A las Centrales Eléctricas que no tienen un punto de interconexión permanente (Unidades Generadoras Móviles) y son utilizadas por el CENACECenace para proporcionar energía temporalmente cuando la capacidad de la red normal está indisponible total o parcialmente, les aplicará exclusivamente el apartadoCapítulo 6 del Manual Regulatorio de Interconexión.</p> <p>8. Las Centrales Eléctricas que operen como condensadores síncronos deberán cumplir todos los requerimientos del Manual Regulatorio de Interconexión, excepto los establecidos en sus apartados 2 y 7, sub-apartado (4.1) inciso (a) y sub-apartado (4.2) inciso (b). En cuanto al requerimiento mencionado en el sub-apartado (4.2) inciso (c), el nivel mínimo de regulación es a una potencia activa equivalente a cero MW.</p> <p>El Manual Regulatorio de Interconexión deberá prever la transitoriedad para aquellos proyectos de generación que se encuentren en la etapa de desarrollo de estudios de interconexión con el CENACECenace.</p>				
Editorial Redacción	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTEG -1. Los requerimientos de interconexión se determinarán de acuerdo con las capacidades de las Centrales Eléctricas considerando las Áreas Síncronas a las que deseen interconectarse de acuerdo al con el Manual Regulatorio de Interconexión.	Obligación	Antes INTG, Ahora INTE No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional No aplica a personas físicas o morales del sector privado	
Editorial Aclaración	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTEG – 7. (...) k. Métodos de aterriamiento aterriazaje del neutro, (...) En todo momento las Centrales Eléctricas deben de tener en cuenta los indicadores de Calidad de la Energía (desbalance de tensión, variaciones de tensión, severidad de parpadeo, contenido armónico, inyección de corriente directa, etc.) conforme con los requerimientos establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara sobre los parámetros que debe considerar y que conforman el propio documento del Código de Red	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	<p>Criterio INTG – 8 Las Centrales Eléctricas deben cumplir con los valores y rangos definidos durante la operación normal respecto a la Calidad de la energía. Estos requerimientos estarán orientados a atender los siguientes aspectos:</p> <p>a. Desbalance máximo en estado estable, b. Variaciones máximas de tensión, c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión, d. Severidad de parpadeo, e. Variaciones rápidas de tensión, f. Contenido armónico máximo, g. Inyección de corriente directa.</p>		Se elimina criterio Se simplifica junto con el Criterio INTE-7.	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTEG – 89 . La interconexión física de Centrales Eléctricas se realizará por instrucciones del CENACE hacia el Transportista o Distribuidor, según corresponda, previa comprobación realizada por una Unidad Verificadora o Unidad de Inspección, según corresponda de que se cumplen con las características específicas de la infraestructura requerida para la dicha interconexión.	Obligación	Antes INTG-9, Ahora INTE-8 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nombre correcto de Unidad de Inspección	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTG 10. En el Manual Regulatorio de Interconexión se definirán los arreglos transicionales para la interconexión de Tecnologías Emergentes.		Se elimina criterio	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTEG – 94 . Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de las Centrales Eléctricas, se deberán utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de interconexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE .	Obligación	Antes INTG-11, Ahora INTE-9 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se omite y simplifica la redacción	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTEG)	Criterio INTEG – 102 . La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características serán establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión de generadores .	Obligación	Antes INTG-12, Ahora INTE-10 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se omite y simplifica la redacción	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	3.4 Arreglos de sSubestaciones eEléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas				
Editorial Redacción	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	Criterio INTEG – 113 . Si el punto de interconexión es en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual aque el de las bahías existentes.	Obligación	Antes INTG-13, Ahora INTE-11 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	Criterio INTEG – 124 . Si el punto de interconexión es una nueva Subestación Eléctrica, el arreglo deberá ser igual o mejor, en términos de Confiabilidad, a las sSubestaciones eEléctricas adyacentes existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE o las vigentes .	Obligación	Antes INTG-12, Ahora INTE-12 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que el documento de referencia podrá actualizarse	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	Criterio INTEG – 135 . 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: (...) f. El número de Alimentadores en Aalta Ttensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica. 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. (...)	Obligación	Antes INTG-15, Ahora INTE-13 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	Criterio INTEG – 146 . En ningún caso se permitirán interconexiones en To TAP en la RNT, salvo en los casos en que CFE las hubiera autorizado previo a la expedición del Código de Red. La interconexión a un punto de una línea de Transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación sólida (TAP) en ese punto.	Obligación	Antes INTG-16, Ahora INTE-14 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el caso de haber sido autorizado por CFE antes de que expidiese la primera versión del Código de Red. Esto con motivo de	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
				<p>aclarar y armonizar con los Transitorios Segundo y Décimo de la LIE, el cual señala que los permisos y contratos de producción independiente, pequeña producción, importación y exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) continuarán rigiéndose en los términos establecidos en esta ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y sus transitorios.</p>		
Editorial Aclaración	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	<p>Criterio INTEG – 157. Solo en casos que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos, etc.), la Subestación Eléctrica debe ser encapsulada en gas hexafluoruro de azufre (SF6), respetando los arreglos de Subestaciones Eléctricas mencionados en los dos criterios anteriores.</p>	Obligación	<p>Antes INTG-17, Ahora INTE-15</p> <p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se recorre numeración</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	<p>Criterio INTEG – 178 Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se deberán modificar las transposiciones de la línea. Si la interconexión se realiza a un punto de una línea de Transmisión, deben de realizarse las transposiciones o reubicación de las transposiciones existentes, que el Cenace considere con base a los estudios de interconexión. El análisis para la realización o reubicación de las transposiciones se llevará a cabo considerando que la Central Eléctrica genera a su máxima capacidad.</p>	Obligación	<p>Antes INTG-18, Ahora INTE-17</p> <p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se elimina la restricción de los 50 kilómetros, esto debido a que, en el proceso de interconexión, se definen las obras de refuerzo necesarias para la interconexión de una Central Eléctrica</p> <p>Referencia: Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) Capítulos 1.5.50, 2.3.1, inciso d.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.2 Alcance y aplicación	Los requerimientos establecidos en este Capítulo estarán asociados con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga (Manual Regulatorio de Conexión) . Del Código de Red Dicho Manual, deberá contemplar medidas y una aplicación transitoria que diferencie los tipos de Centros de Carga.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 4. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 5. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de los Centros de Carga con aquellos de los Transportistas o Distribuidores, se deberán utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los Puntos de Conexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE y los el Distribuidores .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 6. Los Centros de Carga deberán cumplir con los requerimientos de factor de potencia contenidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	<p>Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)</p> <p>4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>Criterio CONE - 7. Los requerimientos que deberán cumplir los Esquemas de Protección de los Centros de Carga, así como los aspectos de coordinación de protecciones con el Transportista y/o Distribuidor serán establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	<p>Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)</p> <p>4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>Criterio CONE - 8. Las características del protocolo, equipos y medios de comunicación; así como del registro de instrucciones de despacho con las que el Centro de Carga deberá contar se establecerán en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación. En el Manual de TIC.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se abrevia el nombre del Manual Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	<p>Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)</p> <p>4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>Criterio CONE - 9. Respecto a la Calidad de la energía Potencia, el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y demás regulación aplicable establecerán los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a indicadores como: Distorsión Armónica Total, fluctuaciones de tensión (flicker) y Desbalance de Corriente.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	<p>Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)</p> <p>4.3 Criterios para la conexión</p>	<p>Criterio CONE - 10. La información que deben contener los modelos de simulación que el CENACE llegue a solicitar a los Centros de Carga será establecida en el Manual Regulatorio para establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para de la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 11. Los Centros de Carga que soliciten a través de un Suministrador o del CENACE la conexión con el SEN, deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y los demás estándares y especificaciones aplicables al tipo de instalación y su cumplimiento será revisado por las Unidades de Inspección e Unidades de Verificación correspondientes.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 12. Si el Punto de Conexión se localiza en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual en términos de Confiabilidad a las bahías existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas la CRE, o vigentes	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara que la especificación de referencia puede actualizarse	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE-15. Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se deberán modificar las transposiciones de la línea. Si se realiza la conexión a un punto de una línea de Transmisión con transposiciones, debe realizarse la reubicación de las transposiciones para que, cuando el Centro de Carga opere a su máxima demanda, el desbalance adicional en las tensiones de las terminales de la línea sea mínimo. En todo momento, el desbalance de tensiones debe ser inferior al límite establecido en el Manual Regulatorio de Conexión. Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una SE de maniobras sea mayor a 50 km, se deberá de revisar que el desbalance entre las tensiones de fase no sea mayor a 1.4%, en caso de desbalance mayor, agregar o modificar las transposiciones de la línea.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara el nivel de desbalance que debe vigilarse a los 50 kilómetros, esto debido a que, en el proceso de interconexión, se definen las obras de refuerzo necesarias para la interconexión de una Central Eléctrica Referencia: Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) Capítulos 1.5.50, 2.3.1, inciso d.	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE) 4.3 Criterios para la conexión	Criterio CONE - 16. En ningún caso se permitirán conexiones en T o TAP en la RNT, salvo en los casos en que CFE las hubiera autorizado previo a la expedición del Código de Red. La conexión a un punto de una línea de transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación sólida (TAP) en ese punto.	Nueva Obligación	Se actualiza y complementa con el Criterio INTE- 14. Se aclara el caso de haber sido autorizado por CFE antes de que expidiese la primera versión del Código de Red. Esto con motivo de aclarar y armonizar con los Transitorios Segundo y Décimo de la LIE, el cual señala que los permisos y contratos de producción independiente, pequeña producción, importación y exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE continuarán rigiéndose en los términos	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
				establecidos en esta ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la LIE y sus transitorios.		
Editorial Simplificación	Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN 5.3 Medición y monitoreo	<p>Criterio REI - 1. El CENAGE definirá los criterios para determinar las fronteras de medición entre los Integrantes de la Industria Eléctrica, así como la ubicación del punto de medición entre dos o más participantes. La definición de fronteras y la ubicación del punto de medición deberán permitir el cálculo del balance de energía para:</p> <p>a. Centrales Eléctricas. Servicios auxiliares de las Centrales Eléctricas. c. Red Nacional de Transmisión. d. Redes Generales de Distribución. e. Centros de Carga pertenecientes a un Participante del Mercado Eléctrico Mayorista.</p> <p>El Cenace definirá la ubicación de los puntos de medición suficientes para la operación eficiente de la RNT, las RGD y el MEM.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los criterios se encuentran definidos en los siguientes Manuales del Mercado:</p> <p>Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) Capítulos 1.5.78, 1.5.79.</p> <p>Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017) Capítulo 1.4.25, 4.1.6;4.2.2, inciso f, 5.1.5, 5.2.2.</p>	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	5.3 Medición y monitoreo	Criterio REI - 3. Cada punto de medición de Centrales Eléctricas y Centros de Carga debe cumplir con los requerimientos establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación el Manual de TIC	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se abrevia el nombre del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	5.3 Medición y monitoreo	Criterio REI - 4. Criterio REI - 4. La medición para el control operativo Control Operativo del SEN debe cumplir con los requerimientos de sincronización del reloj establecidos en la regulación aplicable Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación sistemas de medición de energía eléctrica y en el Manual de TIC.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se abrevia el nombre del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	5.3 Medición y monitoreo	Criterio REI - 5. El registro ante el CENACE Cenace del esquema de medición para Control Operativo , se realizará siempre y cuando cumpla satisfactoriamente con todo lo establecido en la regulación aplicable el Manual de TIC y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación sistemas de medición de energía eléctrica.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se abrevia el nombre del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017) Se hace referencia a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	5.3 Medición y monitoreo 5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición.	Criterio REI - 7 Para asegurar la calidad de la información deben considerarse los siguientes requisitos: a. Visibilidad de la telemetría. b. Supervisión del desempeño, garantizando la exactitud y validez de sus valores, y asegurar la precisión de los mismos. c. Rapidez de telemetría directa en los tiempos establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación. La selección de medidores y transformadores de medida en los puntos de medición se hará según lo establecido en la Norma Oficial Mexicana, además de lo establecido en los Manuales Regulatorios de Conexión e Interconexión.	Obligación.	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se abrevia el nombre del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017) Se hace referencia a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Simplificación	5.3 Medición y monitoreo 5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición.	Criterio REI – 8 La entrega de datos operativos de los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben estar respaldadas por TIC, cuyo diseño proporcione disponibilidad, desempeño y alta confiabilidad. Para garantizar la oportunidad, confiabilidad, exactitud y precisión de los valores recibidos por el Cenace para parte de los Participantes del MEM, la transmisión y presentación de los valores medidos se hará con las características establecidas en el Manual de TIC. y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de sistemas de medición de energía eléctrica. Asimismo, para la ciberseguridad, se deberá observar, en su caso, la regulación que para efecto emita la CRE.	Obligación.	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se abrevia el nombre del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017) Se hace referencia a la Norma Oficial Mexicana NOM-001/CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo?id=729	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	5.3 Medición y monitoreo 5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición.	Criterio REI - 9. Dependiendo de las características de cada Integrante de la Industria Eléctrica y el impacto que represente para el SEN, la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación correspondiente, podrá considerar requerimientos especiales o casos de excepción. La aplicación de dichas particularidades será evaluada por el CENACE y sometidas a aprobación de la CRE. El Cenace también definirá la ubicación de las Unidades de Medición Fasorial Sincronizada (PMUs, por sus siglas en inglés), con la cobertura para la observabilidad adecuada del SEN, en Condiciones Normales y de Emergencia, así como para la supervisión del comportamiento operativo de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga relevantes y su conformidad con este Código de Red. Las PMUs deben proveer las magnitudes para la visualización objetiva en tiempo real del estado del sistema, así como para las aplicaciones de evaluación operativa del mismo (indicadores de seguridad, acciones de control y protección de área amplia y otras).	Nueva Obligación.	Se actualiza y hace referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017) Referencia: Capítulos 3.1.7, 4.1.4, 6.1.4.	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	5.3 Medición y monitoreo 5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición.	Criterio REI – 10. Para asegurar la precisión de la medición se deberá cumplir con las siguientes especificaciones: a. Tener un error máximo de 0.4 % en las mediciones analógicas. b. Tener 1 milisegundo en la estampa de tiempo. c. Los voltajes de 400 kV se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 1 kV. d. Los voltajes de 230 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.5 kV. e. Los voltajes de 115 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.25 kV. f. Para voltajes de 34.5 kV y 23.9 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 100 V. g. Para voltaje de 13.8 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 50 V. h. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 Hz. i. Enviarse en forma directa al Centro de Control que le corresponda en función de las disposiciones aplicables.	Nueva Obligación	De conformidad con el artículo 158 párrafos primero, tercero y cuarto, de la Ley de la Industria Eléctrica, el CENACE se encuentra facultada, para solicitar o requerir información a los integrantes de la industria eléctrica, para el correcto ejercicio de sus atribuciones. En los modelos de contrato del Suministrador y Generador, cláusula quinta, se establece la entrega de información que requiera el Cenace. Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>j. La comparación de tensiones se realizará contra los secundarios de TP'S o DP'S, aceptándose como máximo las tolerancias establecidas en el Manual de Disposiciones Operativas del Mercado correspondiente para cada nivel de tensión.</p> <p>k. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 Hz.</p> <p>l. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAR se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo de la línea sea menor a 50 MW / MVAR.</p> <p>m. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAR se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 1% cuando el flujo de la línea sea mayor a 50 MW / MVAR. n. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVAR y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% para unidades menores de 150 MVA, cuando el flujo de los equipos es menor al 50% de su capacidad nominal en MVA.</p> <p>o. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVAR y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 2% para las unidades iguales o mayores de 150 MVA cuando el flujo de los equipos es igual o mayor al 50% de su capacidad nominal en MVA.</p> <p>p. La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de TC's de campo, aceptándose una desviación máxima del 7% cuando el flujo del Alimentador es menor a 10 A.</p> <p>La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de TC's de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo del Alimentador es igual o mayor a 10 A.</p> <p>r. En mediciones de temperatura se aceptarán desviaciones máximas de 1 °C.</p> <p>s. La medición de cambiador de tap en la maestra, deberá coincidir con la indicación de campo, para esta prueba será necesario pasar de NR a NL o viceversa comprobando el paso por nominal.</p> <p>En adición a las mediciones entregadas por el sistema de medición en tiempo real, el Cenace podrá solicitar informes y registros por excepción justificada.</p>		<p>Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Cláusula quinta, inciso k.</p> <p>Adicionalmente, las características metrológicas de los medidores de energía eléctrica y transformadores de medida, se encuentran reguladas por la Norma Oficial Mexicana NOM-001/CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	5.4 Procedimientos para pruebas 5.4.1 Pruebas de medición.	Criterio REI - 11. El sistema de medición debe ser certificado por una unidad de verificación aprobada por la CRE. Las verificaciones de los medidores y transformadores de medida se realizarán conforme al procedimiento de la evaluación de la Norma Oficial Mexicana o la regulación vigente al respecto.	Obligación.	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza y hace referencia a la Norma Oficial Mexicana NOM-001/CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	5.4 Procedimientos para pruebas 5.4.1 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA).	Criterio REI- 12A todo sistema de medición que pertenezca al SEN se le realizará una verificación inicial al ser instalado por primera vez, a través de la unidad de verificación aprobada por la CRE. Posteriormente podrán realizarse más verificaciones las cuales pueden ser programadas o no programadas, y el periodo de verificación entre una y otra no debe de ser mayor a un año. Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica y Centro de Carga deben entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real necesaria para el Control Operativo del SEN, cumpliendo con lo establecido en el Manual de TIC.	Nueva Obligación.	Se complementa con la regulación vigente, con el Manual de Requerimientos de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (DOF 4/12/2017) Capítulos 3.1.10 y 4.1.12	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	5.4 Procedimientos para pruebas 5.4.1 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA).	Criterio REI - 13. Los procedimientos de pruebas para aceptación de puntos en el proceso de entrega recepción de variables y estados de elementos como Unidades, protecciones, Interruptores, Cuchillas, controles en subestaciones y controles de CAG, alarmas, mediciones instantáneas, y mediciones acumuladas, etc. deben basarse en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación de TIC.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara sobre la referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	5.4 Procedimientos para pruebas 5.4.1 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA).	Criterio REI - 14. Los procedimientos de evaluación puesta en servicio y los requerimientos de la calidad de las mediciones la información deben de basarse en los lineamientos que establezca la regulación aplicable en materia el Manual de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación TIC.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara sobre la referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información	Criterio REI - 16. Las acciones que lleven a cabo los Integrantes de la Industria Eléctrica , en materia de Seguridad de la Información deben estar en armonía con los criterios de interoperabilidad y ambos a sus vez concordancia con los criterios de eficiencia, confiabilidad, Calidad, Continuidad, Sustentabilidad y seguridad del SEN establecidos en el Código de Red y los Manuales de Prácticas del Mercado , las Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación y otras disposiciones técnicas del SEN que, en su caso, establezca la CRE.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara sobre la referencia a la regulación aplicable	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información	Criterio REI - 17. En el desarrollo de los criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información, los Integrantes de la Industria Eléctrica, se deben considerar los principios generales siguientes: (...) g. Bidireccionalidad: Serán responsables de permitir y facilitar el flujo bidireccional de información entre infraestructuras de TIC autorizadas, en términos de las disposiciones generales que en su caso emita la CRE.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	5.6. Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con tecnologías de información Infraestructura de TIC				
Editorial Aclaración	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	Criterio REI - 18. Los Integrantes de la Industria Eléctrica deben utilizar para los sistemas de medición, monitoreo y operación con Infraestructura de TIC de los cuales son responsables, estándares o normas nacionales oficiales mexicanas, normas mexicanas, especificaciones técnicas generales autorizadas por la CRE y en ausencia de estas, normas internacionales, los cuales deben tener, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes características: (...) d. Ser aceptados nacional o internacionalmente para el uso en la Redes Eel éctricas; (...)	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclaran y actualizan las referencias	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	Criterio REI - 20. Los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben observar, implementar y operar mecanismos de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC del SEN de la cual sean responsables, conforme a las Reglas del Mercado , disposiciones generales que, en su caso, emita la CRE en concordancia con lo establecido por las entidades de la Administración Pública Federal responsables en la materia.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclaran y actualizan las referencias	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	Criterio REI - 21. (...) h. Establecer mecanismos de recuperación que permitan mantener la operación del SEN aún en eventos que afecten gravemente la infraestructura de TIC como el caso de los desastres naturales.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	Criterio REI - 22. Los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas del SEN que cuenten con Infraestructura de TIC deben: 3. Observar y aplicar las disposiciones administrativas de carácter general, con referencias a documentos técnicos, las especificaciones técnicas autorizadas por la CRE o catálogos de estándares aprobados que en su caso, emita la CRE en materia de Interoperabilidad; absteniéndose de implementar, dentro de su ámbito de responsabilidad, componentes y elementos que no cumplan con dichos estándares. 4. (...)	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	Criterio REI - 23. (...) a. Documentos técnicos o catálogos listado de estándares especificaciones técnicas nacionales o internacionales aprobados en materia de Interoperabilidad para los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de la Red Eléctrica con Infraestructura de TIC;	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)	6.1 Objetivo El objetivo de las presentes Disposiciones Generales es establecer los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad que deben ser observados durante la operación de los Sistemas Eléctricamente Aislados (SEA), con el objeto de maximizar su operación en Estado Operativo Normal y minimizar el riesgo de daño a sus elementos durante la operación.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)	6.1 Alcance y aplicación Los criterios que se establecen en este capítulo serán aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional SEN y que forman parte de la RNT y de las RGD.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)	Criterio SEA - 2. El Operador del SEA garantizará la operación confiable y segura del sistema SEA bajo su responsabilidad por medio del uso adecuado de la generación, Suministro Eléctrico y administración de los recursos de potencia reactiva.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)	Criterio SEA - 3. El Operador del SEA coordinará los recursos de generación, m Márgenes de r Reserva, Demanda Controlable y e Esquemas r Remediales de manera eficiente, confiable y segura para mantener el control de la frecuencia.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	6.3.1 Procedimientos operativos	Criterio SEA- 4. El Operador del SEA realizará la operación teniendo en cuenta mantendrá la los límites de Cargabilidad y Sobrecarga permitida declarada estado operativo maximizando el uso de la red del SEA, evitando la congestión en ella de la red eléctrica.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclaran las condiciones que debe tener en cuenta	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	6.3.1 Procedimientos operativos	Criterio SEA - 5. El Operador del SEA realizará una supervisión permanente del eEstado eOperativo del sistemaSEA , aplicando las políticas preventivas y/o correctivas que permitan mantener y/o restablecer las condiciones operativas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.1 Procedimientos operativos	Criterio SEA - 7. El Operador del SEA realizará una administración estricta de las Licencias que concede sobre los elementos del SistemaSEA evitando crear condiciones de operación no planeadas que demeriten la seguridad del sistemaSEA .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.1 Procedimientos operativos	Criterio SEA - 8. El Operador del SEA realizará la planeación de la operación de corto plazo y de mediano plazo disponiendo del pronóstico de demanda y del programa de Licencias proyectado para el escenario de estudio. También deberá realizar dicha planeación bajo los siguientes principios: evaluar la Confiabilidad y la seguridad, maximizar optimizar el uso de los recursos de generación y de la red y, para asegurar ella continuidad y calidad del Suministro Eléctrico.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 9. En niveles de tensión correspondientes a Media Tensión y durante elen Estado Operativo Normal, éel SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -7% a +5% de la tensión nominal correspondiente. En niveles de tensión correspondientes a Alta Tensión y durante elen Estado Operativo Normal, éel SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -5% a +5% de la tensión nominal correspondiente.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 10. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA - 9, los Centros de Carga deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimiento Técnicos para la conexión de Centrales Eléctricas Conexión .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	Criterio SEA – 11. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-9, las Unidades de Central Eléctrica deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	Criterio SEA – 12. Para niveles de tensión por arriba del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-9, los Centros de Carga deberán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	Criterio SE – 13. Para niveles de tensión por encimaarriba del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-9, las Unidades de Central Eléctrica deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 14. En Estado Operativo Normal, el sistema SEA debe operar y mantenerse en un rango de frecuencia de 59.7 a 60.3 Hz.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 15. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA - 14, los Centros de Carga podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimiento Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 16. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA - 14, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimiento Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 17. Para niveles de frecuencia por arriba encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA - 14, los Centros de Carga podrán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimiento Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 18. Para niveles de frecuencia por arriba encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA - 14, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimiento Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.4 Criterio de seguridad determinístico o "N-1"	Criterio SEA - 19. El Operador debe planear y operar alel SEA basado en el análisis de Contingencia del e Criterio "N-1", para mantener márgenes operativos adecuados, que le permitan proporcionar el la continuidad y calidad del Suministro Eléctrico en todo momento con calidad en la tensión y la frecuencia .	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.4 Criterio de seguridad determinístico o "N-1"	Criterio SEA - 20. Las variables de control de la seguridad del sistema SEA deben permanecer dentro de los límites establecidos, evitando interrupciones en el Suministro Eléctrico.	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	6.3.4 Criterio de seguridad determinístico o "N-1"	Criterio SEA – 21. Ante la Contingencia Sencilla más Severa (criterio "N-1"), no se permitirán sobrecargas permanentes en transformadores ni en líneas de transmisión, excepto en los siguientes casos:- a. Si la sobrecarga es mayor al 15%, por un periodo de 40 minutos, ó b. Si la sobrecarga es mayor al 10%, pero menor e igual que el 15%, por un periodo de 20 minutos. Transportista y Distribuidor deberán declarar al Cenace los límites de Cargabilidad y valores máximos de sobrecarga permitida declarada de sus elementos...	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara y actualiza conforme a la definición de "límites de cargabilidad" y "sobrecarga permitida declarada"	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	6.3.5 Regulación Primaria	Criterio SEA – 22. Los Transportistas y Distribuidores deberán declarar la Cargabilidad de sus elementos cuando dichos elementos, por motivo de su capacidad, no puedan cumplir con el requerimiento del criterio SEA-21.		Se elimina por la actualización conforme a las definiciones de "límites de cargabilidad" y "sobrecarga permitida declarada" Se recorre numeración	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	6.3.5 Regulación Primaria	Criterio SEA – 223. La Regulación Primaria se basará en lleva a cabo mediante la actuación de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios) de las Unidades de Central Eléctrica ante variaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de las Unidades de Central Eléctrica buscará restablecer el balance y estabilizar la frecuencia del sistema SEA en un valor estable.	Obligación	Antes SEA-23, Ahora SEA-22 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.5 Regulación Primaria	Criterio SEA – 234. (...) b. La mínima desviación de frecuencia necesaria para activar la Regulación Primaria debe estar entre 0 y ± 20 mHz, considerando la Insensibilidad propia de los controladores y la precisión en la medición de frecuencia. En total se debe tener una Banda Muerta no intencional no superior fuera del rango de ± 20 mHz , y (...)	Obligación	Antes SEA-24, Ahora SEA-23 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.5 Regulación Primaria	Criterio SEA - 245. Todas las Unidades de Central Eléctrica interconectadas a un SEA deben operar sin E b bloqueo de sus gobernadores de velocidad; es decir en modo libre.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 256. (...) Criterio SEA - 267. (...) Criterio SEA - 278. (...) Criterio SEA - 289. (...)	Obligación	Antes SEA-26, Ahora SEA-25 Antes SEA-27, Ahora SEA-26 Antes SEA-28, Ahora SEA-27 Antes SEA-29, Ahora SEA-28 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA – 2930. El requerimiento de Reserva Rodante deberá de ser al menos el 50% de la Reserva Operativa y deberá responder en razón de la rampa especificada en MW/minuto que se declare al Cenace.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se actualiza para estar en concordancia con el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. (DOF 15/07/2016) Capítulo 4.2.6	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia	Criterio SEA - 3034. (...)	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	activa en Estado Operativo Normal			Red vigente (DOF 8/04/2016)		
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 312. Se considera Reserva No Rodante a la capacidad de generación disponible no sincronizada, a las transacciones que pueden ser interrumpidas y a la Reserva Rodante en exceso.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 323. Los recursos de Demanda Controlable deberán contar con la telemetría necesaria y ser capaces de recibir instrucciones de despacho para que sean incluidos en el cálculo de la como Reserva Rodante.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 334. Una vez que es activada la Reserva Operativa, éesta debe ser restaurada a más tardar en 60 minutos.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 345. El requerimiento de R Reserva S Suplementaria será del 50% de la segunda Contingencia Sencilla más Severa.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 356. Las Unidades de Central Eléctrica que no estén sincronizadas, deben realizar el proceso de arranque y sincronizarsincronización en un periodo máximo de 30 minutos y durar permanecer sincronizadas por loal menos 2 horas para dar cumplimiento a los requerimientos de Reserva Operativa.	Obligación	Antes SEA-25, Ahora SEA-24 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 367. El servicio de apoyo de potencia reactiva para el control de tensión dentro del SEA se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo lo son los bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VArVARs , reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas.	Obligación	Antes SEA-37, Ahora SEA-36 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 378. El Operador del SEA, como responsable del control operativo de la red del mismo, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables al control de tensión y potencia reactiva.	Obligación	Antes SEA-38, Ahora SEA-37 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 389. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva y que forman parte de la RNT o de las RGD, como por ejemplo lo son los bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VArVARs , reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas, deben estar a disponibilidad del Operador del SEA para conexión, desconexión o modificación de sus características.	Obligación	Antes SEA-39, Ahora SEA-38 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 3940. 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 por ejemplo , los capacitores o reactores en derivación, deben ser operados de manera constante como reserva reactiva fija.	Obligación	Antes SEA-40, Ahora SEA-39 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 404. El requerimiento de Reserva Reactiva del SEA que el Operador del mismo debe mantener y asegurar debe ser tal que, al presentarse la Contingencia Sencilla más Severa, el SEA no pase a una condición de inestabilidad de tensión.	Obligación	Antes SEA-41, Ahora SEA-40 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	Criterio SEA - 412. La distribución en porcentaje de la Reserva Reactiva Fija y la Reserva Reactiva Dinámica será tal que el 85% de la Reserva Reactiva del sistema-SEA se encuentre disponible en Reserva Reactiva Dinámica.	Obligación	Antes SEA-42, Ahora SEA-41 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA – 423 (...) Criterio SEA – 434 (...) Criterio SEA - 456. (...) Criterio SEA - 478. (...) Criterio SEA - 4950	Obligación	Antes SEA-26, Ahora SEA-25 Antes SEA-27, Ahora SEA-26 Antes SEA-28, Ahora SEA-27 Antes SEA-29, Ahora SEA-28 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA - 445. El Operador del sistemaSEA recibirá las ofertas para cubrir la demanda por parte de las Centrales Eléctricas con las que dicha entidad tenga convenio.	Obligación	Antes SEA-45, Ahora SEA-44 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA - 467. El despacho se elaborará tomando en consideración el pronóstico de la demanda, el área geográfica de la Unidad de Central Eléctrica, las restricciones de red, la disponibilidad de Energías Limpias, la disponibilidad de todas las Unidades de Central Eléctrica, los recursos de Demanda Controlable y los costos de producción de la energía eléctrica o precios ofertados por todas los Generadores.	Obligación	Antes SEA-47, Ahora SEA-46 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA - 489. Se respetarán en todo momento las restricciones del sistemaSEA , así como los flujos máximos derivados de las restricciones de red entre regiones.	Obligación	Antes SEA-49, Ahora SEA-48 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA - 504. Cuando, por Fallas o situaciones imprevistas, disminuya exista una disminución de la capacidad disponible, el responsable de la Central Eléctrica afectada debe informar de inmediato al Operador del SEA.	Obligación	Antes SEA-51, Ahora SEA-50 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	Criterio SEA - 512. Cualquier Central Eléctrica sólo podrá sincronizar al sistemaSEA con la autorización del Operador del SEA.	Obligación	Antes SEA-52, Ahora SEA-51 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	Recursos de Demanda Controlable			encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)		
Editorial Redacción	6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	Criterio SEA - 545. El Operador del SEA debe coordinarse con las entidades que elaboran los programas de obras de corto y mediano plazo con la finalidad de considerar en su planeación operativa, el impacto de estas obras en el sistema SEA.	Obligación	Antes SEA-55, Ahora SEA-54 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	Criterio SEA – 523. (...) Criterio SEA – 534. (...) Criterio SEA - 556. (...) Criterio SEA - 567. (...) Criterio SEA - 578. (...) Criterio SEA - 5960. (...) Criterio SEA - 604. (...) Criterio SEA - 623. (...) Criterio SEA - 634. (...)	Obligación	Antes SEA-53, Ahora SEA-52 Antes SEA-54, Ahora SEA-53 Antes SEA-56, Ahora SEA-55 Antes SEA-57, Ahora SEA-56 Antes SEA-58, Ahora SEA-57 Antes SEA-60, Ahora SEA-59 Antes SEA-61, Ahora SEA-60 Antes SEA-63, Ahora SEA-62 Antes SEA-64, Ahora SEA-63 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	Criterio SEA - 589. Si un equipo no puede ser puesto en servicio por presentar algún daño, éste debe tomar la Licencia respectiva de inmediato.	Obligación	Antes SEA-59, Ahora SEA-58 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	Criterio SEA - 612. Las Licencias programadas deben solicitarse al Operador del SEA con una anticipación adecuada a la importancia del elemento a Librar y del trabajo a realizar y considerando el Criterio SEA – 62.	Obligación	Antes SEA-52, Ahora SEA-61 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	Criterio SEA - 645. Si la Licencia ocasiona Interrupción a los Centros de Carga, la solicitud deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso deberá ser menor a 96 horas, con el fin de estar en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señalan la LIE y su Reglamento.	Obligación	Antes SEA-65, Ahora SEA-64 No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual Regulatorio De Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional Presentación	<p>Este Manual Regulatorio de pPlaneación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contienen las guías, lineamientos y descripción de la metodología para la elaboración de los pProgramas de Ampliación y Modernización, los cuales se definen considerando las condiciones bajo las cuales debe operar el SEN. Este Manual Regulatorio aporta una guía para la definición del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.</p> <p>La planeación de la expansión del SEN se inicia con varios años de anticipación, tomando en cuenta que los procesos de asignación de recursos, obtención de derechos inmobiliarios, selección y adquisición de terrenos, adquisición de equipos, períodos de construcción y puesta en servicio, etc., requieren de tiempos considerables para llevarse a cabo.</p> <p>El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el CENACECenace y los Distribuidores, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la Ley de la industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento (RLIE).</p> <p>Los 6 capítulos que componen este Manual de Planeación describen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capítulo 1: el proceso de planeación que debe 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. - 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. - Capítulo 3: los criterios de observancia en el proceso de planeación, entendiendo que debe tenerse en cuenta que se satisface la demanda y consumo eléctrico en el SEN durante los 15 años de la planeación en condiciones de confiabilidad y estado estable de operación. Asimismo, se tienen en cuenta criterios para los diferentes estados de operación que se definen en las categorías A, B, C y D: en estado normal sin contingencias, en estado normal con contingencia sencilla, con contingencia N-1-1 ó N-2 y para casos más desfavorables de falla 	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con la descripción del contenido del manual de planeación</p>	El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>que los 3 anteriores.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capítulo 4: el procedimiento que debe tenerse en cuenta para realizar el pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN. - 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 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. - Capítulo 6: los criterios de observancia para el desarrollo de la planeación de las RGD que no pertenecen al MEM y que deben ser observados por el Distribuidor: descripción del proceso de planeación, de los criterios de planeación de: las subestaciones de AT/MT, de los circuitos de MT, de las redes de BT, de los proyectos y del análisis costo-beneficio de los proyectos del PAMRGD. 				
Editorial Aclaración	Manual de Planeación	<p>Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la Red Nacional de Transmisión 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 CENACECenace elaborar y proponer ante la SENERSener y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en el RLIESu Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad de los del Distribuidores proponer a la SENERSener 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>	Obligación	<p>Se mejora redacción y no se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad. Adicionalmente otros Esta actividad como lo son artículos 11, fracción XXI, 12, fracción XXIII y 14.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 1.1 Procedimiento	<p>1.1 Procedimiento</p> <p>El proceso de planeación involucra una gran cantidad de factores que presentan incertidumbre en el tiempo, tales como: la evolución de la demanda, los precios de combustibles, las aportaciones hidráulicas, aleatoriedad e intermitencia en la</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se modifica la nomenclatura correspondiente a los años. Los plazos continúan siendo de 15, 10</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>generación con recursos renovables, disponibilidad de los diferentes elementos del sistema eléctrico SEN, etc.</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planeación a Largo Plazo (n+10 a n+14) • Planeación a Mediano Plazo (n+5 a n+9) • Planeación a Corto Plazo (n a n+4) 		y 5 años		
Editorial complemento	Manual de Planeación 1.1.1 Corto plazo	<p>En este horizonte se tiene una visión en detalle del Programa Indicativo de Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE), elaborado por la Sener; se dispone de información para las regiones donde se ubicarán las nuevas Centrales Eléctricas y donde se producirán los retiros de Centrales Eléctricas.</p> <p>En el corto plazo la estructura de la red eléctrica y la generación en el sistema SEN se encuentran definidas. El objetivo en este periodo consiste en ajustar los programas, con base en las condiciones de las variables y en la información sobre fechas de entrada en operación de los proyectos. Se analizan condiciones de operación esperadas en el corto plazo. Se ratifican o ajustan fechas de proyectos para los años n+4 a n+54, en función de ajustes a los programas indicativos de aumento de generación, retiros de Centrales Eléctricas, de los pronósticos de consumo y demanda, así como de las fechas factibles declaradas por el Transportista.</p> <p>Se definen nuevos refuerzos, incluyendo costos estimados de inversión o bien se identifican aquellos refuerzos que no son necesarios o que deban postponerse debido a cambios registrados en las condiciones del sistema eléctrico SEN con base en información actualizada. Se realizan estudios del sistema SEN en eEstado estable de Operación Normal, de optimización, de Confiabilidad, continuidad y calidad del sSuministro de eEnergía y de estabilidad transitoria para condiciones identificadas como de riesgo eléctrico para el sistema. En este horizonte es importante representar el SEN con el mayor detalle posible. En este horizonte de estudio es importante representar el SEN con el mayor detalle posible.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con la descripción del PIIRCE</p>	No genera costo adicional	
Editorial complemento	Manual de Planeación 1.1.2 Mediano plazo	<p>En este horizonte de tiempo los proyectos se encuentran en proceso de decisión. Se conocen con relativa certidumbre las fechas de entrada en operación de diferentes elementos del SEN.</p> <p>El Cenace para realizar su PAMRNT lleva a cabo estudios del sistema SEN en eEstado estable de Operación Normal, y de confiabilidad, para algunos casos de estabilidad transitoria. Se estiman los costos de los proyectos candidatos del pPrograma 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>El Distribuidor debe realizar su Programa de Ampliación y Modernización (PAMRGD) teniendo en cuenta estudios de pronóstico de demanda y de revisión de la obsolescencia de la infraestructura de</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información que deben considerarse en el PAMRGD</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>las RGD que no pertenecen al MEM, así como la integración a mediano plazo de generación distribuida, sistemas de REI y los proyectos del FSUE.</p>				
Editorial complemento	Manual de Planeación 1.1.3 Largo plazo	<p>Este periodo se caracteriza por un grado de mayor incertidumbre mayor en las variables como: precios de combustibles, la evolución de la demanda y del consumo de energía eléctrica, el nivel de los embalses de agua, la ubicación, capacidad y el tipo de tecnología de las nuevas Centrales Eléctricas, etc. En esta etapa se define propone la arquitectura configuración futura de la red por niveles de tensión y lastipos de tecnologías, a elegir siendo las fechas solamente indicativas de la de entrada en operación o retiro de los elementos que habrán de incorporarse al del SEN solamente indicativas.</p> <p>En general, la revisión anual de los programas permite la actualización de las variables relevantes, lo que aporta información para revisar las decisiones de ejercicios anteriores y en su caso realizar ajustes a los programas de Ampliación y Modernización.</p>	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	Manual de Planeación 1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo	<p>Los eCasos bBase, son bases de datos de diferentes modelos de que contienen las condiciones iniciales y/o de condiciones futuras en un tiempo determinado. Los casos base están orientados a conocer el estado estable del sistema; pueden proceder con estudios de estado estable o del estado transitorio. El del comportamiento del sistema eléctrico. estará caracterizado por el grado de detalle que las conclusiones a alcanzar lo requieran; lo cual Estos casos, están orientados para conocer las condiciones de operación del SEN. El modelado completo del SEN puede significar una gran cantidad de información sobre, derivada de sus elementos, sus parámetros y la conectividad que guardan en la red del SEN.</p> <p>Cada caso contiene, además de la información de la red del SEN actual, pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, la capacidad prevista en el PIIRCE, y de los proyectos de la RNT y de las RGD aprobados en el PRODESEN del año anterior, así como los instruidos por la Sener al Transportista y Distribuidor, conteniendo entre otros, proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países. ; entre otros. La información se requiere para el horizonte de estudio con la red prevista en el PRODESEN, los proyectos de líneas de corriente directa (CD) o esquemas Back to Back; y los Proyectos de Energías Renovables, entre otros.</p> <p>Los estudios de planeación, suponiendo condición balanceada para la RNT y representación balanceada y desbalanceada para las RGD, emplearán modelos detallados de componentes de secuencia positiva para flujos de carga potencia y de estabilidad transitoria en los estudios de</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>corto plazo; esto se mismo aplicará en algunos casos del mediano plazo. En estudios de largo plazo es suficiente considerar solo los flujos de potencia real; para lo cual se emplean modelos análogos simplificados de Corriente Alterna (CA) y de Corriente Directa (CD), los resultados pueden complementarse con estudios completos de CA y formulaciones de optimización para evaluar los requerimientos de potencia reactiva, entre otros.</p> <p>En caso de que los resultados de estudio muestren condiciones fuera de límites de diseño y de los límites operativos establecidos para la tensión, transferencias de potencia y transformación, las principales opciones de refuerzo en la RNT y las RGD serían las siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Elementos de Transmisión en la RNT y las RGD Distribución. ii. Bancos de Transformación. iii. Compensación de potencia reactiva. iv. Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS). v. Sistemas de Transmisión de Corriente Directa en Alta Tensión (HVDC). vi. Enlaces asíncronos Back-to-Back y transformador de frecuencia variable. vii. Cambios de niveles de tensión en la Transmisión y Distribución. viii. Sugerencias de Generación de la Secretaría de Energía. <p>Dada la cantidad de nodos a ser representados para modelar gran dimensión del SEN, es necesario dividir apropiadamente la tarea de analizar llevar a cabo un análisis detallado a nivel de nodo, para identificar las violaciones observadas y proponer refuerzos por niveles de tensión. Del conjunto de refuerzos se elegirán las opciones que presenten mayor beneficio al sistema SEN, identificando aquellas que tengan cobertura regional y/o impacto entre regiones interregional.</p> <p>La Figura 1.1.4.A 4 muestra de manera esquemática las diferentes etapas del proceso de planeación para la Red Nacional de Transmisión (RNT) y para las Redes Generales de Distribución (RGD).</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>Figura 1.1.4.A 4. Proceso de Planeación, objetivos, estudios, propuesta, aprobación y autorización.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Manual de Planeación 1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo	La Figura 1.1.4.2B contiene la aportación de los diferentes organismos, participantes, así como insumos de información requerida para llevar a cabo los estudios de expansión Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Figura 1.1.4.2B Proceso de p Planeación: Actores, acciones y flujo de información	No se establece obligación alguna	Antes Figura 1.4.1, ahora Figura 1.1.4.A No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año	Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación de la Red Eléctrica Nacional del SEN 2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año Como parte de los insumos para la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que pertenecen al MEM , se requiere determinar el tener un panorama preciso del estado del sistema eléctrico SEN al cierre del año previo para los diferentes sectores del SEN: generación, transmisión(n-1), referido a: Generación, Transmisión, Distribución, consumo y demanda. Estos insumos permiten conocer el Con esta información, se tiene un punto de partida sólido, sobre el cual se realizará la planeación de la expansiónAmpliación y Modernización de la red de transmisiónRNT y las RGD. El consumo y la demanda de los años anteriores son la base para elaborar los pronósticos de su crecimiento. de la demanda de potencia y consumo, estos Estos serán insumos junto con la definición del el PIIRCE, para los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD. Los datos y características actuales de la infraestructura en generación, red eléctrica y demandas para diferentes condiciones operativas, considerando a todos los p Participantes del m Mercado, permiten tener un diagnóstico operativo al cierre del año anterior n-1 para el SEN. La Figura 2.1 refleja los requisitos históricos de información requerida para obtener el diagnóstico operativo al cierre del año.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.2 Escenarios de crecimiento de la economía nacional	Las bases del crecimiento económico nacional deben contemplarse por la relación que guardan con el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica. El crecimiento de la economía nacional contiene un escenario macroeconómico y se expresa mediante el Producto Interno Bruto (PIB), en términos anuales. La SENER Sener proporcionará al Cenace este indicador insumo a más tardar en septiembre de cada año para tres escenarios probables de crecimiento: base, de planeación (medio), y alto, su grado de detalle a nivel nacional, y sectorial sectores de la economía y por entidad federativa. Su proyección se requiere para un horizonte de 15 años, a fin de dar cumplimiento con la LIE, y su Reglamento y el presente instrumento.	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.3 Acciones de eficiencia energética	<p>Las acciones están relacionadas con el ahorro de energía eléctrica, la reducción de pérdidas y los programas para la administración de la Demanda Controlable.</p> <p>La LIE y su Reglamento, la Ley de Transición Energética (LTE) y su Reglamento, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), el Programa Nacional de Aprovechamiento Sustentable de Energía (PRONASE), y el Programa Especial de Cambio climático (PECC) entre otros, consideran la eficiencia energética como un elemento de la política energética que se debe incluirse en la planeación y en la operación de la Industria Eléctrica del SEN.</p> <p>Las acciones de eficiencia energética permiten lograr un uso racional de la electricidad y un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica y</p> <p>El Cenace debe tener en cuenta la información que le proporcione la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) a través de los resultados del PRONASE.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información que deben considerarse a través del PRONASE</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.4 Evolución de precios de combustibles	<p>Para la simulación de la operación futura del parque de generación, la estimación de la requiere contar con escenarios de evolución de precios de los combustibles es fundamental y su disponibilidad, así como los pronósticos de sol y viento. Los costos de producción de la energía eléctrica dependen de los precios de combustibles para cada Central Eléctrica, así como de la razón calorífica (Heat Rate) y la disponibilidad de las diferentes tecnologías. estos valores. A partir de tales costos de producción, se determinará el despacho de las centrales generadoras generación.</p> <p>El CENACE Cenace utilizará información, proporcionada por la Sener, de precios nacionales e internacionales para los diferentes combustibles usados en la generación de energía eléctrica gas natural nacional, gas natural importado, carbón nacional, carbón importado, combustóleo, diésel, uranio—, para tres escenarios: alto, medio (de planeación) y bajo. Esta información incluirá el poder calorífico de los diferentes combustibles.</p> <p>El CENACE Cenace tendrá en cuenta escenarios de pronósticos de sol y viento, patrones de generación y factores de planta de las Centrales Eléctricas Asíncronas que se modelen.</p> <p>El Cenace utilizará información sobre la evolución de los precios de combustibles en cada una de las regiones del SEN. Esta evolución de precios debe incluir los precios de los energéticos y de transporte hasta cada una de las regiones y eCentrales Eléctricas del SEN.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.5 Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)	<p>Entre los principales objetivos de la LIE destacan: garantizar ella continuidad y calidad del suministro eléctrico, promover la gGeneración con base en energías limpias, fomentar la diversificación de la matriz de generación eléctrica, buscar la seguridad energética nacional y la minimización de costos/maximización de beneficios para los usuarios (condiciones de eficiencia) finales.</p> <p>Para lograr los objetivos enumerados, anualmente se debe contar de por parte de la SENERSener con un programa Indicativo de rRetiros de unidades de generaciónCentrales Eléctricas (PIIRCE). Los generadores participantes notificarán al CENACECenace sobre el retiro de sus Unidades o Centrales Eléctricas para el análisis de aprobación o modificación, según el artículo 18 inciso IV de la LIE. El CENACECenace autorizará o negará el retiro, considerando que la uUnidad o Central Eléctrica podiera-pueda requerirse para operar de manera forzada, por su ubicación y soporte de voltaje, etc. y mantener confiable el suministro requerirse por confiabilidad del SEN. El Cenace informará a la Sener sobre los retiros de Centrales Eléctricas que sean procedentes, para que sean considerados en el PIIRCE.</p> <p>La información que será proporcionada por la SENERSener al CENACECenace incluirá la secuencia cronológica de los proyectos de Centrales Eléctricas considerados para los siguientes 15 años. que resultan de la optimización de la expansión de capacidad del sistema que minimizan el valor presente neto de los costos totales del SEN.</p> <p>El CENACECenace usará la información mencionada para integrarla en los casos bBase de Estudio, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT y las RDG que pertenezcan al MEM.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con información del PIIRCE	No genera costo adicional	
Editorial simplificación	Manual de Planeación Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN 2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN	<p>2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN</p> <p>Los estudios de pronóstico para el crecimiento de la demanda máxima y el consumo tiene como objetivo estimar los valores futuros esperados del consumo bruto de energía eléctrica, ventas de usuarios finales del suministro calificado y de suministro básico, autoabastecimiento remoto, pérdidas de electricidad, usos propios – y la demanda máxima integrada – e instantánea asociadas para el SEN, Sistema Interconectado (SIN), Gerencias de Control Regional (GCR) y Sectorial, incorporando los lineamientos y metas oficiales a la estructura del consumo de energía eléctrica como:</p> <p>Escenarios de crecimiento de la economía nacional;</p> <p>Escenarios de evolución de combustibles</p> <p>El Programa Sectorial de Energía (PROSENER) y</p> <p>El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), entre otros lineamientos de carácter ambiental.</p> <p>Para la elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía, es necesario que el Distribuidor, Comercializador, Suministrador y</p>	TRÁMITE	Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o inconformidades.	Ver Tabla de Trámites Pronóstico de Demanda y consumo del SEN	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Entidad Responsable de Carga proporcionen sus pronósticos de carga anuales al Cenace para los próximos 15 años, para todos los Centros de Carga representados en el MEM y Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión a Media Tensión, en los formatos que el Cenace solicite.</p> <p>A partir de la información anterior, el Cenace la integrará al proceso de elaboración de los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica para corto, mediano y largo plazo, conforme el Capítulo 4 de este Manual.</p>				
Editorial simplificación	<p>Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN</p> <p>2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN</p>	<p>Se eliminan</p> <p>2.6.1 Horizontes de estudio y Escenarios</p> <p>2.6.2 Proceso General de Pronóstico</p>		Se eliminan dos puntos del manual de planeación, ya que se incluyen en los numerales 4.3, 4.4 y 4.5 del mismo.	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	<p>Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN</p> <p>2.7. Costo de la Energía No Suministrada</p>	<p>2.7 Costo de la eEnergía nNo sSuministrada</p> <p>El costo de la eEnergía nNo sSuministrada lo determinará la SENERSener y reflejará el costo que tiene para la economía cada kWh que deje de suministrarse. Para los estudios de planeación, se considerará considerará un valor para la energía no suministrada de 2.61 USD/kWh. Posteriormente, este valor podrá ser actualizado por la SENER. el costo que la Sener establezca en la Política de Confiabilidad.</p>	No se establece obligación alguna	<p>No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	<p>Manual de Planeación</p> <p>2.8 Costos de Inversión típicos de la infraestructura de Transmisión</p>	<p>La estimación de costos de inversión típicos para proyectos de infraestructura de tTransmisión, permite, en lo general, evaluar económica y financieramente proyectos “tipo” y proporcionar una primera estimación de costos para proyectos específicos. Dado que cada proyecto tiene características propias por su ubicación, dimensiones, fuentes de financiamiento, etc., para cada proyecto se deberá llevar a cabo su propio análisis a fin de estimar sus costos. Los costos de diferentes elementos de la infraestructura de tTransmisión, deberá incluir para su análisis y determinación, de manera enunciativa más no limitativa, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Las licitaciones y contratos recientes de diferentes elementos de infraestructura de tTransmisión, llevados a cabo por los el ttransportista. Revisión de costos de proyectos recientes, efectuados por diferentes empresas eléctricas en el mundo. Reportes e informes de organismos de reconocido prestigio internacional, relativos al costo de desarrollos de infraestructura de tTransmisión. 	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información para brindar soporte a la estimación de costos y la planeación.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<ul style="list-style-type: none"> ● Consultas con desarrolladores, fabricantes y tecnólogos expertos en la materia. <p>Para la estimación de costos se deberá de considerar, de manera enunciativa más no limitativa, los siguientes componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Líneas de transmisión —Corriente Alterna (CA), Corriente Directa (CD), cables subterráneos y submarinos. ● Subestaciones Eléctricas (Transformadores, bahías y alimentadores, entre otros). ● Elementos de compensación reactiva — Compensador Estático de VARs (CEVs), Compensador Estático Síncrono (STATCOM), Capacitores serie, Capacitores paralelo y Reactores, Condensadores síncronos. Nuevas tecnologías —por ejemplo, FACTS, HVDC, enlaces asíncronos Back to Back. ● Nuevas tecnologías —por ejemplo, FACTS, HVDC, enlaces asíncronos Back to Back. ● Fuentes de almacenamiento de energía. <p>La estimación de los costos de infraestructura de transmisión, permitirá conocer:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Los costos de inversión que deberán efectuarse para la Ampliación y la Modernización de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM. b. Evaluar la propuesta de nuevos proyectos, incluyendo el análisis comparativo de opciones tecnológicas. <p>La SENER gestionará con el Transportista la información de costos de inversión en el MEM, derivados de sus procesos de licitación. Dicha información se proporcionará al Cenace.</p> <p>La planeación de las RGD que no pertenecen al MEM se realizará teniendo en cuenta el catálogo de precios que para ello publica la CRE.</p>				
Editorial Redacción	Manual de Planeación 2.9 Tasa social de descuento	2.9 Tasa social de descuento 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 Sener.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM	2.10 Información de los p Participantes y no p Participantes del Mercado MEM Para elaborar los estudios de planeación, se requiere, entre otros, información y modelos de los Participantes y no Participantes del Mercado, de acuerdo con el a Artículo 158 de La LIE y el os Artículos 8 y 103 del Reglamento, que en lo medular establecen: (...)	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM 2.10.1 Generadores Central Eléctrica	2.10.1 Generadores Central Eléctrica Todos los Generadores Centrales Eléctricas en el SEN deberán proporcionar al Cenace y a la Sener la siguiente información no limitativa: a. Descripciones funcionales y tecnología de las unidades generadoras Unidades de Central Eléctrica . b. Curvas de eficiencia en función de la carga (curvas entrada- salida) c. Costos de Operación y Mantenimiento, fijos y variables d. Capacidades de operación (máxima y mínima) y Restricciones operativas e. Programas de mantenimiento para los siguientes tres años . f. Índices de Disponibilidad para nuevas Centrales Eléctricas g. Características de diseño especificadas en el Manual Regulatorio de interconexión de Centrales Eléctricas h. Estadísticas operativas, horarias, mensuales y anuales, de los últimos cinco años o en su defecto por tener menos de cinco años de vida, de los últimos años de operación. j Tasas de Salidas Forzadas (TSF) .	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con fuentes de información que deben considerarse en los estudios de planeación.	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM 2.10.2 Transportista	<p>El Transportista deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea. b. Descripción y ajustes de esquemas de protección usados. c. Proporcionar las Descripciones funcionales, capacidades de los equipos y sus restricciones operativas. d. Capacidad, relación de transformación, reactancia, rango de cambiadores de taps, conexiones, etc. de los transformadores existentes y de los programados en sus sSubestaciones Eléctricas. e. Límites térmicos de las líneas de la RNT. f. Límites térmicos para los equipos de transformación. g. TSF de líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas. h. Balances de energía mensual de la RNT del año n-1 y del año n por región de Transmisión. i. En su caso, programas de reducción de pérdidas técnicas anuales para 15 años, indicando programa de acciones, resultados esperados en GWh y en porcentaje respecto a sus balances de energía (energía entregada). 	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información que deben considerarse para los estudios de planeación</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular.</p>	
Editorial Complemento	Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM 2.10.3 Entidades Responsables de Carga	<p>2.10.3 Comercializadores Entidades Responsables de Carga</p> <p>Todas las Entidades Responsables de Carga deberán proporcionar al CENACECenace la siguiente información no limitativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Usuarios y ventas mensuales de energía por tarifa a nivel de Agencia, Zona, GCR. a. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica por tarifa, agencia, zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n. b. Reporte mensual de energía y potencia porteadas para todas las cargas remotamente autoabastecidas, por Agencia, Zona, GCR. Para los usuarios Usuario Calificados su demanda máxima, el consumo de energía, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada y capacidad de la subestación, así como los planes de expansión en el corto, mediano y largo plazo. b. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica no facturadas (usos propios oficinas y empleados), por tarifa, agencia y zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n. c. Balace de energía de distribución-energía necesaria y pérdidas-, por Zona y GCR. c. Un informe mensual del año n-1 de energía y potencia eléctricas porteadas para todas las cargas remotamente autoabastecidas en Baja y Media Tensión, por sector de consumo, agencia, zona de distribución y zona de carga. En 	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>De acuerdo a las Bases del Mercado (DOF 8/09/2015), la Entidad Responsable de Carga se define como Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación</p> <p>En los numerales previos: 2.10.1 Central Eléctrica 2.10.2 Transportista y el posterior: 2.10.4 Distribuidor</p> <p>No se modifica la obligación.</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>cargas remotamente autoabastecidas en Alta Tensión, su demanda máxima, el consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>d. Un reporte, correspondiente al año previo, de recuperación de pérdidas no técnicas por zona y por sector de consumo.</p> <p>d. Un informe mensual del año n-1 de los usuarios del Servicio Calificado o Centros de Carga de demanda máxima, consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>e. Registro mensual por subestación (servicio básico y usuarios calificados) de demanda máxima, consumo de energía, factor de carga, factor de potencia. Las demandas anuales máximas coincidentes de Zona y GCR para cada subestación, indicando el mes, día y hora de ocurrencia para cada nivel de coincidencia.</p> <p>e. Un informe horario del año n-1 de las demandas horarias integradas (MWh/h) para cada usuario suministrado bajo la modalidad de autoabastecimiento remoto en Alta Tensión y Suministro Calificado, así como su actualización trimestral del año n.</p> <p>Para el horizonte de planeación, los servicios de suministro nuevos en las tarifas de alta tensión, indicar: la demanda máxima, demanda máxima coincidente con la Zona y demanda máxima coincidente con la GCR, así como el consumo de energía anual esperado, nivel de tensión, localización, y punto de conexión.</p> <p>f. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</p> <p>g. Modificación por transferencias en subestación y Zona.</p> <p>g. La ERC y el Comercializador entregarán un informe con el pronóstico anual de la demanda máxima, energía eléctrica por sector de consumo y zona de distribución. Para cada Centro de Carga (del Servicio Calificado) su pronóstico anual de demanda máxima, energía y factor de carga.</p> <p>h. Pronóstico de reducción de pérdidas totales (glosa de valores para pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas por Zona). Se requiere la cuantificación anual de la reducción de pérdidas no técnicas y de pérdidas técnicas en por ciento. Así como el resumen de recuperación de ventas por reducción de pérdidas no técnicas por zona y sector de consumo.</p> <p>h. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando:</p>		<p>Para el caso del Suministrador de Servicios Básicos, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado Generador de Intermediación, en los Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado (DOF 25/01/2016) Los "Suministrador de Servicios Básicos"/"Suministrador de Servicios Calificados"/"Suministrador de Último Recurso", "Generador de Intermediación", Usuario Calificado: La persona que suscribe el presente Contrato como Participante del Mercado en esa modalidad" y el "Comercializador No Suministrador"; adquieren la obligación de Entregar en tiempo la información en el formato que lo requiera el CENACE o la Comisión.</p> <p>Cláusulas: Quinta. Obligaciones del Suministrador Quinta. Obligaciones del Comercializador No Suministrador. Quinta. Obligación del Usuario Calificado.</p> <p>Se complementa con redacción para dar mayor claridad</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</p> <p>j. Pronóstico de los programas de ahorro de energía.</p> <p>j. La información referida en este punto deberá entregarse al Cenace del año n-1 en enero de cada año n y actualizaciones mensuales del año n, la tercera semana después del mes vencido en los formatos que Cenace establezca.</p> <p>k. Informe de subestaciones: terminadas, en proceso de construcción y en programa.</p> <p>Relación actualizada de nomenclaturas oficiales de las subestaciones.</p>				
<p>Editorial Complemento</p>	<p>Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM 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>d. Informe de avance de obras a diciembre del año n-1 según sea el caso: Modernización o Ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar.</p> <p>e. Balance de energía mensual del año n-1 -energía necesaria, pérdidas técnicas y no técnicas- para cada zona y División de Distribución.</p> <p>f. Número de circuitos en MT de cada uno de los elementos de transformación de AT/MT.</p> <p>g. Pronóstico Definitivo a 20 años de Demanda Máxima Integrada y Energía (Mercado con transferencias) por elemento de transformación de AT/MT existentes y nuevos para cada zona y División de Distribución.</p> <p>h. Ficha de cambio/cancelación de los proyectos de subestaciones incluidos en el SIPAM.</p> <p>i. Reporte de propuestas de nuevas subestaciones o elementos de transformación a incluir en el PAMRNT indicando las características del proyecto, incluyendo Diagramas</p>	<p>Nueva Obligación</p>	<p>De conformidad al artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica, la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad</p> <p>Se incluye información que deriva de las obligaciones del Distribuidor establecidas en la LIE, para llevar a cabo la planeación que corresponden a los PAM</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>unifilares y geográficos (con georreferencia) de los proyectos nuevos (propuestas) de Subestaciones Eléctricas y transformadores.</p> <p>j. Informe de avance de obras al primer semestre del año n según sea el caso: modernización o ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar por Transformador, Subestación, Zona y División.</p> <p>k. Estimación de pérdidas anuales -pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas- en GWh a un horizonte de 5 años (n a n+4) y porcentaje por zona y división respecto a la previsión de energía entregada recibida en media tensión.</p> <p>l. Metas físicas de proyectos factibles.</p> <p>m. Ficha de Información de Proyecto resumen (FIP Resumen)</p> <p>n. n. Ficha de Información de Proyecto completa (FIP Completa)</p>				
Editorial Redacción	<p>Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación</p> <p>3.2 Alcance y aplicación</p>	<p>Los Criterios que se presentan aplican al proceso de planeación de la Red Nacional de Transmisión-RNT y las Redes Generales de Distribución-RGD.</p>	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	<p>Manual de Planeación</p> <p>3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación</p>	<p>3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación (...)</p> <p>Calidad del Servicio en condiciones normales, que prevenga:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Variaciones de voltajetensión y frecuencia más allá de los límites establecidos en el Código de Red. ● Distorsión armónica de ondas de corriente y tensión más allá de los límites permisibles en el Código de Red. <p>Seguridad Operativa en Estado Estable (EE, evitando:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Violación de límites de voltajetensión. (...) <p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencia (N-1) registrando:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Violación de límites de voltajetensión en nodos de la red troncal. (...) <p>Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Disparo Automático de Carga por esquema de baja frecuencia. <input type="checkbox"/> Disparo Automático de Carga por esquema por bajo voltaje. <input type="checkbox"/> Disparo Automático de Carga. <input type="checkbox"/> Disparo Automático de Generación. <input type="checkbox"/> Esquemas de Acción Remedial <input type="checkbox"/> Esquemas de Protección de Sistema 	Obligación	<p>No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se simplifica a los Esquemas de Acción Remedial los cuales actúan por variaciones de Tensión y Frecuencia.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		La Ampliación y Modernización de la RNT debe observar los criterios mencionados, con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios del país, en las condiciones mencionadas, para el corto, mediano y largo plazos.				
Editorial Complemento	Manual de Planeación 3.4 Condiciones de estado estable y categorías	<p>3.4 Condiciones de estado estable y categorías (...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cubrir las condiciones operativas críticas y los años del horizonte de estudio, considerados como necesarios por el personal responsable de realizar el análisis. • Haber establecido procedimientos operativos normales (pre-contingencia). • Contar con el modelado de todas las transferencias firmes proyectadas mediante contratos bilaterales. • Mostrar en el horizonte de estudio un desempeño adecuado—eficiente del sistema eléctrico de acuerdo a la política de confiabilidad para los valores de las demandas pronosticadas—y seleccionadas para llevar a cabo los estudios y consumos pronosticados • (...) • ContemplarIncluir los refuerzos planeados y considerados necesarios para cumplir con los requerimientos de desempeño del sistema. <p>Quando los estudios que se realicen en los procesos de planeación, identifiquen necesidades de requerimientos de nuevos proyectos en la RNT y las simulaciones indiquen falta de capacidad de los sistemas para responder, de acuerdo a lo establecido RGD pertenecientes al MEM, el CENACE deberá:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Proporcionar un resumen por escrito de los planes para alcanzar el desempeño que requiere el sistema, de acuerdo a lo estipulado a lo largo del horizonte de planeación. • Incluir una agenda para su implementación. • Incluir una discusión respecto a las fechas de entrada en servicio de las instalaciones requeridas • Proponer la solución técnica para resolver la condición que da lugar a la necesidad de nuevos proyectos. • Proponer al menos dos opciones técnicas equivalentes. • Efectuar el análisis costo-beneficio para determinar la mejor opción técnica y económica. • Considerar los tiempos de anticipación necesarios para llevar a cabo los proyectos incluidos en los planes. • Revisar, en evaluaciones anuales subsecuentes, en caso de tener una anticipación suficiente. • Documentar los resultados de las evaluaciones de 	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información que deben considerarse la planeación</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>seguridad, así como sus planes correctivos técnica y económica.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 revisión/opinión de la CRE y aprobación por la SENER y ante la CRE. <p>Para el modelado es importante considerar el incluir los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Efectos de esquemas de protección, existentes y planeados, considerando redundancias existentes y sistemas de respaldo. Efectos de los sistemas de control, existentes y planeados. Efectos de indisponibilidad planeada del equipo (incluyendo por mantenimiento, equipo de protecciones, etc.). Contemplar Incluir cualquier refuerzo planeado y considerado necesario para cumplir con los requerimientos de desempeño de cada categoría. <p>(...)</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>Manual de Planeación</p> <p>3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p>	<p>Categoría A</p> <p>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 observar analizar mediante estudios de flujos de carga potencia:</p> <p>a Que los voltajes a lo largo de las tensiones del sistema se mantengan dentro del rango establecido de operación.</p> <p>b Que ningún elemento supere su capacidad térmica Que los elementos del sistema de Transmisión estén operando dentro de sus límites operativo de régimen permanente, para lo cual también se definirán los de Cargabilidad y RGD de sobrecarga permitida declarada. e Deberá comprobarse preverse que se cuenta con suficiente rReserva 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 sea necesario abordar condiciones marginales que requieran soluciones con mayor anticipación alguna condición y/o refuerzo en el sistema lo requiera.</p> <p>En caso de violaciones a los rangos de voltaje tensión o térmicos deberán considerarse opciones de refuerzo, eligiendo las que presenten mejores condiciones en cuanto a</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		evaluaciones técnicas y económicas a lo largo de la vía de dicho esfuerzo.				
Editorial simplificación	Manual de Planeación 3.4. Condiciones de estado estable y categorías	<p>Categoría B</p> <p>Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de un elemento o equipo de la red</p> <p>(Criterio N-1)</p> <p>Una vez garantizada la operación en estado estable depara cada caso de estudio, se deberá proceder a la aplicación 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 eléctrica y ajustes suficientes para evitar que los niveles de voltaje tensión salgan de su rango de operación, que los elementos no excedan sus capacidades térmicas los límites operativos establecidos y que en ningún caso se observe congestionamiento congestiones de flujo de potencia entre las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga.</p> <p>Este procedimiento, de uso generalizado en estudios de redes eléctricas, es conocido como contingencia N-1 y el retiro de cada elemento de la red se conoce como análisis de contingencias. En esta categoría se analizan y evalúan sólo las contingencias consideradas capaces de producir los el mayor impactos mas severos en el sistema y en durante los rangos de 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 costo, durante su vida útil.</p> <p>Los refuerzos encontrados deberán incluirse en los casos base de los años posteriores y el procedimiento deberá llevarse a cabo anualmente En caso de encontrar que un refuerzo puede ser sustituido por otro más robusto y con ventajas regionales en años subsecuentes, se deberá regresar al año en que se realizó el refuerzo original y hacer las modificaciones necesarias.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial simplificación	Manual de Planeación 3.4. Condiciones de estado estable y categorías	<p>Categoría C</p> <p>Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de dos o más elementos del SEN (Criterio N-1-1 o N-2-o mas)</p> <p>Durante la operación de los sistemas eléctricos se presentan condiciones desfavorables debido a situaciones adversas como tormentas o huracanes, sismos, vandalismo, etc., los cuales son capaces de provocar Fallas de más de un elemento a la vez, con la consecuencia de enfrentar la pérdida de Unidades de Central Eléctrica o Falla en Estaciones Convertidoras, etc.</p> <p>Se presentan algunas variaciones en esta categoría: la Falla en algún elemento del sistema y su retiro mediante la operación incorrecta del sistema de protección. Con algunos ajustes posteriores por CEVs, o compensación en derivación rápida (shunt) se presenta una segunda falla, lo cual obliga a la desconexión de un puede ocasionar que falle otro elemento más. A esta secuencia se le conoce como contingencia N-1-1. en la red y por consiguiente se tenga que retirar los dos elementos fallados. (...)</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial simplificación	Manual de Planeación 3.4. Condiciones de estado estable y categorías	<p>Categoría D</p> <p>Desempeño del Sistema Eléctrico seguido de eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos principales.</p> <p>Esta categoría involucra condiciones drásticas, como lo sería la pérdida de una eCentral eEléctrica o una sSubestación Eléctrica mayor que, obligan a que el sistema de protecciones, esquemas de acción remedial y de control, —Control Automático de Generación (CAG), Disparo Automático de Carga (DAC), Disparo Automático de Generación (DAG)—, inicien acciones controladas de desconexión de elementos del sistema. (unidades de Centrales Eléctricas, transformadores, líneas de transmisión, centros de carga, equipos de compensación, etc.), con el fin de restablecer las condiciones de equilibrio y estabilidad del sistema. El objetivo es impedir la salida el disparo en cascada de múltiples elementos y evitar con estas acciones el colapso del SEN o de grandes porciones de éste. En esta categoría se considera la posibilidad de formación de "islas" eléctricas.</p> <p>Para efectos de modelado y simulación se eligen solamente aquellas contingencias Categoría D que podrían producir los impactos más severos sobre el sistema Eléctrico. Deberá El criterio para elegir las contingencias a ser analizadas deberá incluirse en la información relacionada con los estudios el criterio para elegir las contingencias a ser analizadas. Debe anotarse una explicación respecto a las contingencias que no se incluyen en el estudio, por considerarse que causan efectos de menor severidad. La Tabla 3.4.1 muestra los impactos permisibles y previsibles para estas condiciones.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																
<p align="center">Editorial Redacción</p>	<p align="center">Manual de Planeación</p> <p align="center">3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p> <p align="center">Tabla 3.4.1 Criterios Técnicos de observancia en la Red Nacional de Transmisión – Condiciones Normales y de Emergencia.</p>	<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width:15%;">Categoría</th> <th style="width:30%;">Contingencias</th> <th colspan="2" style="width:55%;">Límites del Sistema o Impactos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>6. Circuito de transformador 7. Sección de Bus</td> <td align="center">Si</td> <td align="center">No</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td align="center">Planeada/Controlada</td> <td align="center">Planeada/Controlada</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td align="center">Planeada/Controlada</td> <td></td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Retrasada* (interruptor atascado o Falla en el sistema de protección) 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Sección de bus</td> <td colspan="2">Evaluación de riesgos y consecuencias.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Normal* 5. Interruptor (Operación incorrecta o Falla interna) 6. Pérdida de torre con tres o más circuitos. 7. Todas las líneas de transmisión están en un derecho de vía común. 8. Pérdida de una subestación (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 9. Pérdida de una estación de switchgear (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 10. Pérdida de todas las unidades de generación en una estación. 11. Pérdida de una Carga mayor o un centro de Carga importante 12. Falla de un Sistema de Protección Especial totalmente redundante (o esquema de acción remedial) al ser requerido 13. Operación errónea, operación parcial, o malfuncionamiento de un Sistema de Protección especial redundante (o Esquema de Acción remedial) en respuesta a un evento o condición anormal del sistema para el cual no fue diseñado para responder. 14. Impacto de oscilaciones de potencia severas de potencia por los Disturbios en interconexión con</td> <td colspan="2">2. Puede involucrar pérdida sustancial de Demanda del usuario, así como de generación distribuida en una o más áreas 3. Es posible que no todas las porciones de los sistemas interconectados logren un nuevo estado operativo estable. 4. La evaluación de estos eventos puede requerir estudios en conjunto con sistemas vecinos adyacentes.</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width:15%;">Categoría</th> <th style="width:30%;">Contingencias</th> <th colspan="2" style="width:55%;">Límites del Sistema o Impactos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td> sistemas vecinos otra Organización de Confiabilidad Regional</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos			6. Circuito de transformador 7. Sección de Bus	Si	No			Planeada/Controlada	Planeada/Controlada			Planeada/Controlada		D	Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Retrasada* (interruptor atascado o Falla en el sistema de protección) 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Sección de bus	Evaluación de riesgos y consecuencias.			Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Normal* 5. Interruptor (Operación incorrecta o Falla interna) 6. Pérdida de torre con tres o más circuitos. 7. Todas las líneas de transmisión están en un derecho de vía común. 8. Pérdida de una subestación (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 9. Pérdida de una estación de switchgear (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 10. Pérdida de todas las unidades de generación en una estación. 11. Pérdida de una Carga mayor o un centro de Carga importante 12. Falla de un Sistema de Protección Especial totalmente redundante (o esquema de acción remedial) al ser requerido 13. Operación errónea, operación parcial, o malfuncionamiento de un Sistema de Protección especial redundante (o Esquema de Acción remedial) en respuesta a un evento o condición anormal del sistema para el cual no fue diseñado para responder. 14. Impacto de oscilaciones de potencia severas de potencia por los Disturbios en interconexión con	2. Puede involucrar pérdida sustancial de Demanda del usuario, así como de generación distribuida en una o más áreas 3. Es posible que no todas las porciones de los sistemas interconectados logren un nuevo estado operativo estable. 4. La evaluación de estos eventos puede requerir estudios en conjunto con sistemas vecinos adyacentes.		Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos			sistemas vecinos otra Organización de Confiabilidad Regional			<p align="center">No se establece obligación alguna</p>	<p align="center">No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>		
Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos																																				
	6. Circuito de transformador 7. Sección de Bus	Si	No																																			
		Planeada/Controlada	Planeada/Controlada																																			
		Planeada/Controlada																																				
D	Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Retrasada* (interruptor atascado o Falla en el sistema de protección) 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Sección de bus	Evaluación de riesgos y consecuencias.																																				
	Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Normal* 5. Interruptor (Operación incorrecta o Falla interna) 6. Pérdida de torre con tres o más circuitos. 7. Todas las líneas de transmisión están en un derecho de vía común. 8. Pérdida de una subestación (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 9. Pérdida de una estación de switchgear (un nivel de tensión voltaje más transformadores) 10. Pérdida de todas las unidades de generación en una estación. 11. Pérdida de una Carga mayor o un centro de Carga importante 12. Falla de un Sistema de Protección Especial totalmente redundante (o esquema de acción remedial) al ser requerido 13. Operación errónea, operación parcial, o malfuncionamiento de un Sistema de Protección especial redundante (o Esquema de Acción remedial) en respuesta a un evento o condición anormal del sistema para el cual no fue diseñado para responder. 14. Impacto de oscilaciones de potencia severas de potencia por los Disturbios en interconexión con	2. Puede involucrar pérdida sustancial de Demanda del usuario, así como de generación distribuida en una o más áreas 3. Es posible que no todas las porciones de los sistemas interconectados logren un nuevo estado operativo estable. 4. La evaluación de estos eventos puede requerir estudios en conjunto con sistemas vecinos adyacentes.																																				
Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos																																				
	sistemas vecinos otra Organización de Confiabilidad Regional																																					
<p align="center">Editorial Redacción</p>	<p align="center">Manual de Planeación</p> <p align="center">3.4. Condiciones de estado estable y categorías</p> <p align="center">Tabla 3.4.1 Criterios Técnicos de observancia en la Red Nacional de Transmisión – Condiciones Normales y de Emergencia.</p>	<p>NOTAS:</p> <p>a. Los rangos aplicables se refieren a los rangos térmicos de la instalación en condiciones normales y de emergencia o al límite de voltaje tensión del sistema, (...)</p> <p>b. (...) A fin de prepararse para la siguiente contingencia, se permiten ajustes en el sistema incluyendo restricciones de transferencias de potencia eléctrica Firmes.</p> <p>c. Dependiendo del diseño del sistema y sus los impactos esperados, la interrupción controlada del suministro eléctrico a usuarios (tiro de carga), (...)</p> <p>d. (...)</p> <p>e. El tiempo de liberación de Falla existese tiene cuando el sistema de protección opera según su ajuste, sin retardo intencional y la Falla se libera en el tiempo establecido, siendo el comportamiento esperado para los sistemas de protección instalados. El tiempo de liberación de Falla con retardo intencional (para dar función de respaldo) existe debido a la no operación de algún componente</p>	<p align="center">Obligación</p>	<p align="center">No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p align="center">No genera costo adicional</p> <p align="center">El obligado no es un privado o particular</p>																																	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>del sistema de protección primaria, tal como un relevador, interruptor de circuito, o transformador de corriente.</p> <p>(...)</p>				
Editorial Redacción	<p>Manual de Planeación</p> <p>3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad</p>	<p>3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad</p> <p>Los criterios de seguridad son definidos y evaluados en términos del comportamiento del sistema bajo varias contingencias, según definiciones presentadas anteriormente. La evaluación del desempeño del sistema bajo estas circunstancias se realiza por medio de un simulador de sistemas eléctricos de potencia. La SENER Sener establecerá la política en materia de Confiabilidad del SEN, tomando en cuenta la opinión del CENAGE Cenace.</p> <p>Un criterio que deberá cumplirse para la planeación de la Red nacional de transmisión RNT es el criterio (nN-1).</p> <p>Un criterio probabilístico de Confiabilidad para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional SEN se tomará a partir del concepto de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP). La SENER Sener, a través de la política de Confiabilidad, podrá determinar el para el determinará este índice LOLP que deberá ser utilizado en los estudios de planeación.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	
Editorial Redacción	<p>Manual de Planeación</p> <p>3.5.1 Rangos de tensión en estado estable</p>	<p>3.5.1 Rangos de tensión en estado estable</p> <p>Por diseño del equipo eléctrico, los rangos de tensión en el SEN están determinados en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN. Dichos valores de tensión podrán ser definidos por el Transportista y el Distribuidor ya que estos pueden ser variables y dependerán del comportamiento del sistema en diferentes regiones del mismo, los cuales se evaluarán mediante un análisis de estabilidad de voltaje tensión. Sin menoscabo de lo anterior, los valores acordados entre los Transportistas y Distribuidores deberán de estar dentro del rango establecido en el Manual referido.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	<p>Manual de Planeación</p> <p>3.5.2. Condiciones en estado transitorio</p>	<p>3.5.2 Condiciones en estado transitorio</p> <p>En los estudios de corto y mediano plazo, es importante verificar que además de la fortaleza de red en estado estable, el SEN debe poseer la característica de mantenerse en sincronismo ante una contingencia como una Falla, seguida por la pérdida de uno o más elementos y una vez que el sistema de protecciones haya liberado dicha Falla, durante y después de la CSMS y la segunda CSMS, incluyendo lo que se establece en la Categoría C.</p> <p>Se verificará que el sistema tiene estabilidad dinámica, es decir, que sus unidades tienen ajustes apropiados en sus controles y proveen un amortiguamiento positivo y que las oscilaciones provocadas por cambios de carga o maniobras</p>	obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		serán de magnitud decreciente hasta decreciente desaparecer en tiempos razonables y hasta alcanzar un punto de equilibrio.				
Editorial Completo	Manual de Planeación 3.5.3 Rangos de tensión en estado estable	3.5.3 Límites de transmisión entre Áreas La máxima potencia que puede ser transmitida entre dos áreas eléctricas es función del margen de estabilidad entre las Unidades de Centrales Eléctricas de dichas áreas, la tensión en los nodos de envío y recepción y la capacidad térmica respetando los límites de los conductores Cargabilidad de la línea de t Transmisión que las une. Mediante simulaciones llevadas a cabo con modelos de e Cargabilidad y de estabilidad transitoria, es posible definir cuál de los tres factores es el que limita la capacidad del enlace: estabilidad, caída de tensión o límite térmico. Para la red existente y el año actual, se consideran los límites de Cargabilidad de Transmisión y Distribución definidos por el Transportista y el Distribuidor. Para la red futura, los límites de Transmisión operativos son determinados por el Cenace con estudios de estado estable, estabilidad angular o de tensión, según sea el caso.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con fuentes de información que deben considerarse en los estudios de estado estable	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.5.4 Transitorios electromagnéticos	3.5.4 Transitorios electromagnéticos (...) El empleo de resistencias de pre-inserción en interruptores y la aplicación de aparta- rayos de Óxido de Zinc, así como el establecimiento de secuencias apropiadas para maniobras, podrían justificar su costo para enlaces en a Alta t Tensión y para longitudes mayores a 150 km. El ahorro se podría dar por una reducción importante en el nivel de aislamiento en los equipos primarios . La máxima sobretensión permisible del equipo eléctrico ante maniobras y energizaciones será definida por el Transportista y el Distribuidor.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.5.5 Compensación reactiva	3.5.5 Compensación reactiva En los estudios de planeación es fundamental establecer la importancia de la potencia reactiva y los pasos a seguir para determinar el margen de reserva de la potencia reactiva. A diferencia de la potencia real, la potencia reactiva tiene una naturaleza local. El transmitir potencia reactiva provoca pérdidas y caídas de tensión que pueden ser importantes. Una disponibilidad adecuada de potencia reactiva en áreas específicas como las zonas metropolitanas y otras con concentración industrial es de suma importancia para la operación con valores adecuados de voltaje tensión, así como su efecto en la capacidad de transferencia de potencia. El objetivo es dar soporte al perfil de voltaje tensión en diversos puntos eléctricos con el fin de satisfacer criterios operativos y de planeación. (...)	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación 3.5.6 Esquemas de acción remedial	<p>3.5.6 Esquemas de acción remedial (...)</p> <p>Un gran número de Fallas que inciden en la red son del tipo monofásico y de naturaleza temporal. Ante contingencias múltiples se aceptará la pérdida calculada y controlada de carga y, habiendo de determinar para cada caso los ajustes requeridos para restablecer el equilibrio del SEN. Para esto se utilizan esquemas de acción remedial, los cuales constituyen una segunda línea de defensa o protección.</p> <p>Entre otros controles, se destacan los siguientes:</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Disparo automático de carga por bajo voltaje tensión baja <p>El empleo de esquemas de acción remedial es una práctica operativa para evitar que condiciones de 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 de la red no se considera la utilización de nuevos esquemas de este tipo.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con información adicional que no se considerará sobre expansión de largo plazo</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.5.7 Criterio determinístico o de seguridad (N-1)	<p>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 tTransmisión, transformador, compensador estático de VARs, gran usuario de demanda, entre otros), se deben evitar:</p> <p>(...)</p> <p>b. Sobrecarga en líneas de tTransmisión o bancos de transformación.</p> <p>c. Violación de límites de voltajetensión en sSubestaciones Eléctricas.</p> <p>La Falla de los siguientes elementos en el sistema no se considera dentro del criterio (N-1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Desconexión de elementos en una barra ("barrida de bus"). ● Doble circuito de tTransmisión en la misma torre. ● Ciclos combinados con arreglo de dos turbinas de gas por una de vapor, tres turbinas de gas por una de vapor, etc. 	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.5.8 Criterios de reserva de potencia	<p>3.5.8 Criterios de reserva de potencia reactiva</p> <p>La potencia reactiva, por su característica local, deberá ubicarse en Unidades de la Central Eléctrica, de acuerdo a su curva de capacidad y su zona de influencia, en equipo de compensación estático con control continuo y discreto:</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	reactiva	condensadores síncronos (Unidades de Central Eléctrica operando en vacío regulando tensión), CEV's, bancos de capacitores, y arreglos de reactores. Mediante estudios de flujos óptimos se podrá determinar los niveles apropiados de reserva de reactivos ante las condiciones cambiantes del sistema – demanda mínima/máxima - para el control de volta tensión y su respuesta ante contingencias. 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.				
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.6 Coordinación de los programas de mantenimiento en mediano y largo plazo	3.6.1 Programa de mantenimientos de generación Para estudios de corto plazo, se deberá considerar el p Programa t Trimestral i ntegrado de s Salidas que el CENACE Cenace desarrolla y coordina cada año (inciso (a) 6.6.2 Bases del Mercado). Para estudios de mediano y largo plazos, el programa de mantenimientos se optimizará tomando en cuenta la estadística de mantenimientos del parque existente, el tiempo requerido para mantenimientos menores y mayores. Para nuevas e Centrales de generación Eléctricas se considerarán tiempos típicos de mantenimiento, de acuerdo a la tecnología y con base en la información de los fabricantes.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.6.2 Programa de mantenimientos de Transmisión	3.6.2 Programa de mantenimientos de t Transmisión Para estudios de corto plazo, se deberá considerar el programa trimestral integrado de salidas que el CENACE Cenace desarrolla y coordina de cada año forma anual con el Transportista (inciso (a) 6.6.2 Bases del Mercado). Para estudios de mediano y largo plazo, el programa de mantenimientos se considera tomando en cuenta la estadística de mantenimientos de la red de t Transmisión existente. En el modelo de expansión del sistema de t Transmisión se incorporará un índice de indisponibilidad por nivel de tensión. 3.6.1.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial redacción	Manual de Planeación	3.7 Retiro de U nidades y de Centrales Eléctricas El retiro de las unidades en Centrales Eléctricas no debe afectar las condiciones de integridad seguridad y Confiabilidad del sistema SEN. El PIIRCE dará información sobre la no disponibilidad permanente de una unidad Central Eléctrica o de una planta de generación Unidad de Central Eléctrica, lo cual será incluido en los estudios del sistema y se analizará su impacto en la seguridad y en la Confiabilidad del SEN.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con el PIIRCE como fuente de información para considerarse.	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Manual de Planeación 3.7 Retiro de Centrales Eléctricas	<p>3.7. Particularidades de los Sistemas Eléctricamente Aislados SEA</p> <p>En general los requerimientos de comportamiento de la tensión en voltaje, flujos de potencia, frecuencia en seguridad y Confiabilidad, como se establecen para el SEN deben aplicarse. Una diferencia importante es el no contar con enlaces a sistema eléctricos vecinos que puedan dar apoyo ante disturbios y emergencias.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Completo	Manual de Planeación Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	<p>Capítulo 4. Pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica para el SEN</p> <p>4.1 Objetivo Los estudiosEl estudio de pronóstico para el crecimiento de la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica de largo plazo tiene como objetivo estimar los valores futuros esperados del consumo bruto de energía eléctrica ventas de usuarios finales del suministro calificado y de suministro básico, autoabastecimiento remoto, pérdidas de electricidad, usos propios y la demanda máxima integrada e instantánea asociadas para el SEN, Sistema Interconectado (SIN), Gerencias de Control Regional (GCR) y Sectorial, incorporando los lineamientos y metas oficiales a la estructura del consumo de energía eléctrica como: pronosticar la demanda y el consumo de energía eléctrica anual y horaria por Sistemas, Gerencias de Control Regional, Zonas y Subestaciones, para contar con una prospectiva a 15 años que contribuya al proceso de realización de los PAMRNT.</p> <p>Escenarios de crecimiento de la economía nacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> □ Escenarios de evolución de combustibles □ El Programa Sectorial de Energía (PROSENER) y □ El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), entre otros lineamientos de carácter ambiental. <p>4.2 Alcance</p> <p>Los pronósticos deben realizarse a nivel del SEN, el SIN, así como cada GCR (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Nortel, Noreste, Peninsular, Baja California, Sistema Interconectado Baja California Sur y Sistema Mulegé), Regiones de Transmisión, Zonas y elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión</p> <p>2.6.1 Horizontes de Estudio y Escenarios</p> <p>4.3 Horizontes de Estudio Horizonte de Estudio: El pronóstico se realizará en términos anuales y horarios para un horizonte de 15 años, en cumplimiento con lo establecido en la LIE y su Reglamento. El horizonte de pronóstico puede extenderse a 30 años (largo plazo), de acuerdo a necesidades del proceso de planeación en las evaluaciones económicas.</p> <p>4.4 Escenarios</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se conforma el Capítulo 4, retomando la información de los Capítulos 2.6.1 y 2.6.2 de la versión vigente (DOF 8/04/2016)</p>	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Escenarios: Se trabajarán Serealizarán tres escenarios de pronósticos para el crecimiento de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica: Alto, Medio (Planeación) y Bajo, alineados con los escenarios del crecimiento para la economía nacional. "Únicamente para el escenario de planeación se incluye el pronóstico de crecimiento de demanda máxima instantánea."</p> <p>Para la elaboración de los pronósticos se realizará el análisis e integración de cada insumo como se describe a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PIB • El comportamiento y evolución del consumo de electricidad por sector de consumo. • Estudios en sitio sobre el desarrollo del mercado eléctrico. • Diagnóstico de la operación real por GCR y la propuesta de pronóstico regional. • Balance de energía del SEN y de las GCR. • Estadísticas de demandas horarias en las GCR para todo el año de referencia. • Evolución de la demanda máxima en bancos de transformación. • Evolución histórica de las pérdidas totales de energía y proyección esperada. • Ahorro de energía por eficiencia energética. • El comportamiento histórico de los factores de carga, a corto y mediano plazos, acorde con planes regionales y factores de diversidad de las zonas y regiones. <p>De forma enunciativa, más no limitativa, se deben tomar en cuenta también en el diseño de los 3 escenarios, los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Evolución de la demanda por sector. <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda. <input type="checkbox"/> Evolución de las pérdidas de electricidad y eficiencia energética. <input type="checkbox"/> Sensibilidad de la demanda a la temperatura. <input type="checkbox"/> Evolución de fenómenos meteorológicos extremos relacionados con el clima. 				
<p>Editorial Complemento</p>	<p>Manual de Planeación</p> <p>Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>2.6.2 Proceso General de Pronóstico</p> <p>4.5 Reportes de Pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica</p> <p>La demanda máxima integrada anual, se obtiene aplicando a la energía bruta regional los factores de carga históricos y los previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región correspondiente, así como los planes de crecimiento a corto plazo. La demanda del SIN integrado por las GCR: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, y Peninsular; en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Para un año dado el valor máximo de las demandas horarias del SIN, lo constituye la</p> <p>La Subdirección de Planeación del Cenace elaborará un documento prospectivo a 15 años en el cual se incorporen todos los pronósticos de los Integrantes de la Industria Eléctrica de una manera razonable, obteniendo como resultado un pronóstico (el valor esperado del pronóstico para la demanda y el consumo, así como sus</p>	<p>TRÁMITE</p>	<p>Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o inconformidades.</p>	<p>Ver Tabla de Trámites</p> <p>Pronóstico de Demanda y consumo del SEN</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		intervalos de confianza) único de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN, GCR, Zonas, elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión, entre otros. El cual servirá de base para todos los estudios de planeación de largo plazo en el ciclo de planeación correspondiente.				
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4-5.1. Objetivo</p> <p>La evaluación de los proyectos técnico-económica permite identificar el impacto de los proyectos de menor costo de Transmisión en términos de valor agregado para la sociedad, mediante índices indicadores de rentabilidad económicos (VAN, TIR, IR y relación costo/eficiencia). Las líneas de Transmisión y Distribución adicionales en el sistema SEN, incrementan la capacidad de Transmisión al mercado, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestionamientos congestiones. Ello, permite una optimización del portafolio portfolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.</p> <p>En las evaluaciones se consideran beneficios tales como: la contribución de adiciones de elementos de transmisión, la reducción de costos de producción; la mejora en la seguridad del suministro y las mejoras en la flexibilidad operativa del sistema; la penetración-integración de la generación con base en fuentes renovables de energía; así como la reducción de emisiones contaminantes, entre otros. Los beneficios técnicos deben traducirse a unidades monetarias (monetizarse).</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	No genera costo adicional	El obligado no es un privado o particular
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.5.2. Alcance</p> <p>La aplicación de la metodología de análisis costo-beneficio, permite evaluar económicamente proyectos de infraestructura de Transmisión y Distribución de manera individual o por grupo de proyectos. Como resultado de la evaluación, se dispondrá de información fundamentada para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión de la red nacional de transmisión y que formarán parte del PRODESEN RNT y y en las RGD.</p> <p>Un proyecto se define como el un conjunto mas pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, Confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión y distribución, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica, por ejemplo, un transformador + línea aérea + transformador.</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>	No se establece obligación alguna	<p>No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>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>Además, el Transportista debe evaluar los proyectos entre regiones o interconexiones fronterizas.</p> <p>Los estudios de costo-beneficio de los proyectos deben determinar el costo total, que incluye costo de inversión, operación y mantenimiento, así como el de energía incremental del SEN en el largo plazo para los casos –con- y –sin- proyecto. Los beneficios resultan de considerar reducciones de pérdidas técnicas y no técnicas de energía, reducciones en costos de generación, reducciones de energía no suministrada y beneficio por energía incremental, para los casos –sin proyecto- y –con proyecto-.</p> <p>A modo de resumen, los costos y beneficios se pueden clasificar de la siguiente manera:</p> <p>Clasificación de costos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión inicial [Cii]. • Costos de operación y mantenimiento [Co&m]. • Costos de energía incremental [Ceij]. <p>Clasificación de beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beneficio por reducción en costos de generación: por combustibles, costos de O&M y pérdidas. [Bgen]. • Beneficio de reducción de costos de transmisión (congestión, etc. que no incluyan pérdidas técnicas y no técnicas) [Btrans]. • Beneficio por reducción de energía no suministrada [Bens]. • Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía [BpeT] • Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas de energía [BpeNT] • Beneficio por energía incremental [Bei] • Beneficio por externalidades (partículas suspendidas totales) [Bext]. <p>[Desarrollo de cada uno de los costos y beneficios] (...)</p>	Nueva Obligación	<p>Se conforma y adiciona la metodología costo-beneficio que debe considerarse para los Programas de Ampliación y Modernización</p> <p>De conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de los PAM de la RNT y las RGD.</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>5.4. Tasa de descuento</p> <p>El uso de la tasa de descuento permite tener costos y beneficios de un proyecto con una base común. Así, se pueden comparar de manera consistente las diferentes soluciones técnicas y obtener el valor presente neto (VPN) del proyecto. En particular, la diferencia entre el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios da como resultado el VPN del proyecto.</p> <p>La tasa social de descuento que se utiliza en la 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>	Nueva Obligación	<p>Se conforma y adiciona la metodología costo-beneficio que debe considerarse para los Programas de Ampliación y Modernización</p> <p>De conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de los PAM de la RNT y las RGD.</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>5.5 Metodología probabilística en Transmisión</p> <p>El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Decisión bajo certeza: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada. • Decisión bajo condiciones probabilísticas: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico. • Decisión bajo incertidumbre: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o experiencia sobre su comportamiento. <p>Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de escenarios • Análisis robusto de problemas estocásticos • Análisis de <i>minimax</i> <p>En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del Cenace.</p> <p>La metodología probabilística compuesta considera la incertidumbre</p>	Nueva Obligación	<p>Se conforma y adiciona la metodología probabilística en transmisión para considerarse en las estrategias de planeación</p> <p>Se conforma y adiciona la metodología costo-beneficio que debe considerar el CENACE para los Programas de Ampliación y Modernización</p> <p>De conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de los PAM de la RNT y las RGD.</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>que representa la Tasa de Salida Forzada (TSF) de las Unidades de Central Eléctrica y las TSF de líneas debido a Falla (fallas/km). El objetivo es evaluar lo apropiado de la Generación y la Transmisión para satisfacer la demanda pronosticada y la cual es representada mediante la curva de duración de carga, para así obtener indicadores como (LOLP); usando una formulación de simulación Monte-Carlo. Con este procedimiento la incertidumbre de la demanda, la Generación y la Transmisión se conjugan, además de llevar a cabo una evaluación de costo óptimo con precios de combustibles, consideraciones hidrológicas y la interconexión de sistemas radiales.</p> <p>El procedimiento de optimización permite identificar refuerzos de Transmisión a ser evaluados con mayor detalle por el grupo de expansión del SEN, con estudios de flujos del sistema eléctrico completo y determinar lo adecuado de refuerzos identificados en el estudio dentro del horizonte de planeación.</p>				
<p>Editorial complemento</p>	<p>Manual de Planeación</p> <p>Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM</p>	<p>4.3-5.6 Identificación de proyectos</p> <p>Los refuerzos en la red de transmisión se incluyen Cuando se identifican condiciones operativas en los elementos de la red que no satisfacen los criterios mínimos de Confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el suministro eléctrico se incluyen refuerzos en la RNT y las RGD. Las acciones para corregir lo anterior, pueden incluir, pero no limitarse, a las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Refuerzo de circuitos con sobrecarga para incrementar capacidad de transmisión de energía eléctrica (por ejemplo, incrementar la distancia de conductores a tierra, reemplazo de conductores de circuitos). <input type="checkbox"/> Instalación de más conductores por fase para incrementar capacidad. <input type="checkbox"/> Reemplazo de equipos de red o refuerzos en sSubestaciones Eléctricas (con base en la capacidad de corto circuito). <input type="checkbox"/> Ampliación de Subestaciones Eléctricas. <input type="checkbox"/> Instalación de compensación de potencia reactiva (reactores y capacitores, CEVs, STATCOM, condensadores síncronos, etc.). <input type="checkbox"/> Instalación de equipo en la red para el control de potencia activa (transformadores defasadores, compensación serie/paralelo y en general dispositivos FACTS). <input type="checkbox"/> Construcción de nuevas líneas de tTransmisión en CA o CD, o líneas de distribución en CA. <p>Asimismo, en la identificación de proyectos, Cenace y Distribuidor deben 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>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con fuentes de información que deben considerarse en el PAMRGD</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Los proyectos y su aportación al SEN deben orientarse a cumplir con los criterios técnicos y económicos descritos en este Manual Regulatorio. Una característica importante para la identificación de proyectos es que el SEN tenga la capacidad de mantener el sincronismo ante contingencias sencillas y Fallas, así como su eventual liberación. Además, se requiere que el SEN tenga robustez eléctrica a fin de mantener los niveles de tensión y frecuencia, de acuerdo a los criterios establecidos.</p>				
<p>Editorial Redacción</p>	<p>Manual de Planeación</p> <p>Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM</p>	<p>4.3.1.</p> <p>5.6. Grupos de proyectos</p> <p>Cuando uno o más proyectos dependen uno de otro para una función en el sistema un mejor desempeño eléctrico y económico del SEN, estos se pueden evaluar como grupo. El agrupamiento aplica solamente en aquellos casos en los que efectivamente los proyectos dependen uno de otro. El agrupamiento de proyectos se recomienda cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Permiten lograr un objetivo común que es medible. <input type="checkbox"/> Están localizados en la misma área, o para el caso concreto de Transmisión que estén a lo largo de un corredor de tTransmisión. <input type="checkbox"/> Pertenecen a un plan general para un área o, en el caso particular de Transmisión, para un corredor. <p>En la Figura 4.3.1-5.7 se muestra un ejemplo de este tipo de agrupamientos. Para llevar a cabo el proyecto A en la región 1, es necesario realizar los B y C en la región 2 y viceversa.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.45.8 Escenarios y casos de estudio</p> <p>Los escenarios de planeación son definidos para representar las expectativas del desarrollo futuros del sistema SEN. El análisis de mediante escenarios permite visualizar los posibles estados futuros del SEN y abordar las incertidumbres y la interacción entre ellas.</p> <p>Los escenarios de planeación para la Transmisión son la representación de, cómo los sistemas de la Generación-Transmisión podrían ser manejados a lo largo del tiempo. Los casos de planeación se ubican a lo largo del horizonte de tiempo de estudio y permiten representar con detalle las situaciones de la red y del del sistema eléctrico SEN en su conjunto.</p> <p>Los escenarios de planeación para Distribución están relacionados con los objetivos de cubrir la demanda incremental, incrementar la confiabilidad y/o la calidad de la potencia eléctrica, así como que permitan la reducción de pérdidas.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con información adicional sobre escenarios de planeación</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.5.9 Contenido-Descripción de escenarios</p> <p>Los escenarios de planificación son una descripción coherente, comprensiva y consistente de un futuro posible, construido sobre la previsión de parámetros internos variables internas y factores externos al SEN tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Política energética que incide en el portafolio de tecnologías y en el desarrollo de mayor o menor generación con base en fuentes renovables y generación limpia. <input type="checkbox"/> Crecimiento de la economía. <input type="checkbox"/> Pronóstico de crecimiento de la demanda y consumo de electricidad (asociada con crecimiento de la economía, condiciones climáticas, forma de la curva de demanda, etc.). <input type="checkbox"/> Precios y disponibilidad de combustibles (incluyendo precios de CO₂, etc.).(.) <input type="checkbox"/> Condiciones hidrológicas (media, seca y húmeda) que determinan la participación del recurso hidráulico para la generación de electricidad. <input type="checkbox"/> Diferimiento de la operación de nuevos proyectos de Generación y/o la Transmisión y/o la Distribución. <input type="checkbox"/> Patrones de intercambio con otros sistemas eléctricos (importación- exportación). <p>(...)</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.15.9.1 Escenarios de política energética En estos escenarios se incluye la capacidad de generación, definida previamente por la SENER Sener y donde se ha definido el portafolio de generación tomando en consideración: eficiencia, flexibilidad, localización y obligaciones de al menos los siguientes tipos de tecnologías de generación: biomasa, carbón, gas, combustóleo, nuclear, eólica, fotovoltaica, geotérmica, hidroeléctricas, esquemas de almacenamiento, capacidad equipada con captura y confinamiento de CO2.	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD		
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.2 5.9.2. Escenarios de crecimiento de la economía El crecimiento del consumo de electricidad está fuertemente ligado altamente correlacionado con el crecimiento de la economía nacional y regional. Por tanto, en el ejercicio de planeación es importante conocer los supuestos económicos, los pronósticos y valores estimados del PIB. La SENER Sener definirá el o los escenarios económicos que se usaran como base en insumo para las estimaciones del consumo de electricidad. Los consumos se manejan a nivel nacional y a nivel regional, normalmente por entidad federativa.	No se establece obligación alguna	No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD		
Editorial simplificación	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.35.9.3 Escenarios de pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo Estos pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo deben realizarse teniendo en cuenta el Capítulo 4 del presente Manual Regulatorio. En estos escenarios se consideran los siguientes factores: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Crecimiento económico. <input type="checkbox"/> Crecimiento de la población. <input type="checkbox"/> Evolución de la demanda por sector. <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda. <input type="checkbox"/> Evolución de las pérdidas de electricidad y eficiencia energética. <input type="checkbox"/> Sensibilidad de la demanda a la temperatura. <input type="checkbox"/> Evolución de fenómenos meteorológicos extremos relacionados con el clima. Los escenarios que pueden analizarse corresponden a proyecciones del crecimiento que se pueden identificar, sin que esto sea limitativo, como un crecimiento alto, de planeación (medio) y bajo.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se hace referencia al manual correspondiente para llevar a cabo los pronósticos de crecimiento demanda y consumo Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.4. 5.9.4 Escenarios de Hidrología La participación de la energía asociada a centrales hidroeléctricas se ubica actualmente alrededor de 14% en el SEN. El impacto de las condiciones hidrológicas en la energía eléctrica disponible a partir de estos recursos, tiene implicaciones económicas importantes en el despacho de g Generación del parque térmico, y por tanto, en las condiciones de operación de la red de transmisión RNT. Sin que sea limitativo, se plantean tres escenarios para el análisis de la red de transmisión RNT: año seco, medio y húmedo.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.5 5.9.5 Escenarios asociados a la entrada en operación de nuevos proyectos En situaciones en las que la nueva infraestructura eléctrica sea necesaria para la atención del crecimiento de la demanda incremental , se deberá analizar el impacto de retrasos en la entrada en operación de nuevas unidades generadoras y/o líneas infraestructura de transmisión la RNT y las RGD.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.5.6 5.9.6 Precios Escenario de precios y disponibilidad de combustibles Los costos de combustibles se basan en valores de referencia, de acuerdo a cr terios referentes internacionales y nacionales. Las proyecciones de evolución de los precios de combustibles deberán realizarse para los escenarios: alto, de planeación (medio) y bajo.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial simplificación	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4.6 Determinación de beneficios La determinación de los beneficios de los proyectos deberá realizarse conforma la metodología de evaluación del beneficio neto que al respecto emita la CRE, a propuesta del CENACE conforme lo establecido en el Artículo 34 de la LIE.		Se elimina el párrafo		
Editorial complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para	4.8 Los impactos del proyecto a la sociedad 5.9.7 Escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes	Nueva Obligación	Se complementa con fuentes de información que deben considerarse en el PAMRGD No se modifica el alcance que se encuentra mencionado en el	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	La Secretaría de Energía establece como meta una participación mínima de 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 tener en cuenta la importancia para la operación del SEN los pronósticos de las fuentes de energía intermitentes esperados en el periodo de estudio.		Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.		
Editorial complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.8 Los impactos del proyecto a la sociedad</p> <p>5.10 Análisis de sensibilidad de los proyectos de la RNT</p> <p>La realización de proyectos de infraestructura tiene impactos sociales y al medio ambiente.</p> <p>Impacto ambiental caracteriza al proyecto en términos de medidas de la sensibilidad ambiental asociada con el proyecto. Este se expresa en términos del número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medio ambiente sensible.</p> <p>Impacto social caracteriza el impacto del proyecto en la población (local) afectada y proporciona una medida de la sensibilidad social asociada con el proyecto. Este se expresa en términos del número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medio social sensible.</p> <p>a. Sensibilidad respecto a la densidad de población:</p> <p><input type="checkbox"/> Terrenos cercanos a áreas densamente pobladas, por ejemplo, una población con alta densidad puede ser aquella cuya densidad es mayor a la media nacional.</p> <p><input type="checkbox"/> Áreas cercanas a escuelas, centros de salud o servicios similares.</p> <p>b. Sensibilidad respecto al paisaje:</p> <p><input type="checkbox"/> Patrimonio de la humanidad.</p> <p><input type="checkbox"/> Otras áreas protegidas por leyes internacionales</p> <p>Figura 4.3 Beneficios-costos e impactos de proyectos de transmisión</p> <p>El Cenace deberá realizar análisis de sensibilidad en todos los proyectos propuestos para la RNT.</p> <p>Lo anterior con respecto a las variables que generen un mayor impacto en el costo-beneficio, definidas como variables críticas.</p> <p>Las variables críticas son aquellas cuyas variaciones que, ya sean</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con información que deben considerarse en los análisis de sensibilidad para los proyectos de las líneas de transmisión.</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta						
		<p>positivas o negativas, causan el mayor impacto en los indicadores económicos del proyecto. El Cenace deberá considerar como variables críticas las siguientes:</p> <p>Pronósticos de costos de inversión de la infraestructura de Transmisión Pronósticos de la demanda A partir de la Variable Crítica, el Cenace deberá de identificar y presentar el punto de quiebre para cada una de ellas, siendo este, el valor de la variable crítica con el cual el costo-beneficio es igual a cero. Las variables críticas serán clasificadas en relación a la magnitud requerida para llegar a su punto de quiebre. Cenace propondrá los proyectos para los cuales los puntos de quiebre de las 2 variables críticas se encuentren por encima de los valores mínimos establecidos a continuación:</p> <table border="1" data-bbox="457 537 936 1008"> <thead> <tr> <th data-bbox="457 537 758 586">Variable Crítica</th> <th data-bbox="758 537 936 586">Valor Mínimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="457 586 758 797"> Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión). </td> <td data-bbox="758 586 936 797">25%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 797 758 1008"> Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda). </td> <td data-bbox="758 797 936 1008">±25%</td> </tr> </tbody> </table> <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>	Variable Crítica	Valor Mínimo	Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión).	25%	Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda).	±25%				
Variable Crítica	Valor Mínimo											
Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión).	25%											
Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda).	±25%											
Editorial complemento	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.8 Los impactos del proyecto a la sociedad</p> <p>5.11 Análisis de impacto ambiental y social</p> <p>El Cenace, para cada proyecto propuesto de Transmisión en el PAMRNT debe incluir un análisis de impacto ambiental y social asociado a cada proyecto, ya que la realización de La realización de proyectos de infraestructura tiene impactos sociales y medioambientales.</p> <p>Impacto ambiental caracteriza al proyecto en términos de medidas de la sensibilidad social asociada con el proyecto. Este se expresa en términos el número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medio social.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con información que deben considerarse en el PAMRGD</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p> <p>De acuerdo con el artículo 2 de la LIE, a Planeación del Sistema</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	NO.						

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Impacto social caracteriza el impacto del proyecto en la población (local) afectada y proporciona una medida de la sensibilidad social asociada con el proyecto Este se expresa en términos del número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medio social sensible.</p> <p>(...)</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 con las aprobaciones y permisos en materia social y ambiental.</p> <p>La figura 4.35.7 muestra los principales beneficios, costos e impactos, que un proyecto de tTransmisión puede aportar al sistema eléctrico SEN.</p>		Eléctrico Nacional es un área estratégica, por lo que el Estado mantendrá su titularidad.		
Editorial simplificación	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.10 Análisis de mínimo costo</p> <p>Para las diferentes adiciones, ya sea de proyectos o grupos de proyectos en clúster que formen parte fundamental de las adiciones a la RNT, se deberá desarrollar un análisis de alternativas. Estas alternativas deberán ser comparables y su objetivo deberá estar asociado a alguna de las siguientes condiciones: incremento de capacidad, cumplimiento de índices de calidad y Confiabilidad y/o reducción de la congestión. Los proyectos deben ser analizados desde el punto de vista de costos.</p> <p>Esta evaluación no aplicará cuando se trate de adiciones o refuerzos menores. Por otro lado, su aplicación deberá ser obligatoria cuando se trate de adiciones estructurales de expansión de la RNT, que finalmente conformarán los principales proyectos de expansión que serán incluidos en el plan desde el punto de vista de costos y de adición de capacidad nueva.</p>		Se elimina numeral		
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	<p>4.14 5.12 Metodología de Análisis para futuros a futuro con alto grado de incertidumbre</p> <p>El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:</p> <p>a. <u>Decisión bajo certeza</u>: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada.</p> <p>b. <u>Decisión bajo riesgo condiciones probabilísticas</u>: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico.</p> <p>c. <u>Decisión bajo incertidumbre</u>: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>experiencia sobre su comportamiento.</p> <p>Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de escenarios ponderados • Análisis robusto de problemas estocásticos • Análisis de <i>minimax</i> <p>En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del GENACECenace.</p>				
Editorial Redacción	Manual de Planeación Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	4-125.13 Penetración de fuentes de energía renovable	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Antes Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Complemento	Manual de Planeación Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM	Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM 6.1 Objetivo 6.2 Alcance y Aplicación 6.3 Descripción del Proceso de Planeación de las RGD 6.4 Criterios para el diagnóstico de las RGD 6.5 Criterios para la planeación de Subestaciones Eléctricas de AT/MT 6.6 Criterios de planeación para circuitos de Media Tensión 6.7 Criterios de planeación para redes de Baja Tensión 6.8 Criterios para la elaboración de proyectos 6.9 Criterios para el análisis Costo-Beneficio de los PAMRGD	Nueva Obligación	Se integran los criterios de observancia para e proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>Objetivo Capítulo 1 Descripción general</p> <p>El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debe ser operado de manera tal que se minimice la probabilidad de que, ante la ocurrencia de la Contingencia sencilla más severa CSMS, existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje tensión, estabilidad de frecuencia, u operación del equipo fuera de sus límites de diseño operación, que ocasionen la pérdida en cascada de elementos y con ello</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>colapso de una parte del sistema SEN o la formación descontrolada de islas eléctricas. Es decir, que el SEN sea estable en la condición operativa posterior a cualquier Contingencia.</p> <p>Por lo anterior, el objetivo del presente Manual es definir los distintos estados operativos Estados Operativos en los que puede incurrir el SEN o parte del mismo, así como las acciones y responsabilidades de los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica para mantener una condición estable y reducir el impacto sobre el SEN cuando un disturbio provoque una condición operativa insegura en el mismo.</p> <p>Este Manual Regulatorio debe ser observado y aplicado por todos los Integrantes de la Industria Eléctrica en los distintos Estados Operativos definidos.</p>				
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>1-Disposiciones Generales</p> <p>Los criterios enunciados en este documento deben ser observados y aplicados por todos los Integrantes de la Industria Eléctrica en los distintos estados operativos definidos.</p> <p>Capítulo 2 Estados Operativos del SEN</p> <p>2.1 Disposiciones Criterios generales</p> <p>2.1.1 Operación del SEN</p> <p>Debido a la dinámica que existe entre los diferentes Integrantes de la Industria Eléctrica y a las restricciones o limitaciones generales (operativas y de diseño) que pueden estar presentes al operar el SEN, se requiere de la supervisión y análisis permanente de los Estados Operativos del sistema SEN para aplicar las políticas y estrategias conducentes a fin de mantener y, en su caso, restablecer en el SEN la Reserva Operativa, reactiva, los niveles de tensión, la capacidad de transmisión Transmisión y de transformación, entre otros.</p> <p>Las restricciones operativas de generación, transmisión Transmisión, transformación y diseño, están asociadas con limitaciones de estabilidad transitoria (angular), estabilidad transitoria de voltaje tensión y estabilidad de largo plazo; caracterizadas por límites máximos y mínimos. Como consecuencia de dichas restricciones, se pueden identificar cuatro Estados de Operación en el SEN. Es importante hacer notar que en cada Estado de Operación se requieren acciones de control, aplicación de criterios, políticas y estrategias tendientes a dirigir y conservar el sistema eléctrico de potencia SEN en un estado estable. A continuación, se establecen las características que definen a cada Estado Operativo.</p> <p>Los Estados Operativos se pueden definir a nivel global en</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																											
		<p>el SEN-e por Sistema Interconectado.</p>																																																															
<p>Editorial Redacción</p>	<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>2.1.2 Estado Operativo Normal En el Estado Operativo Normal todas las variables del SEN sistema eléctrico que corresponda (tensiones, ángulos, frecuencia, etc.) se encuentran dentro de los límites operativos y se cuenta con suficiente capacidad de transmisión Transmisión y transformación para mantener la seguridad confiabilidad del SEN sistema eléctrico ante una Contingencia sencilla más severa la CSMS que se pudiera presentar. En condiciones posteriores a la Contingencia sencilla más severa CSMS, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga.</p> <p>En Estado Operativo Normal, la frecuencia se debe mantener dentro de la banda de calidad definida entre 59.8 y 60.2 Hz. Así mismo, se y debe asegurar que los niveles de tensión en las barras de las subestaciones Subestaciones Eléctricas se mantengan conforme a los rangos establecidos en la Tabla 2.1.2.</p> <table border="1" data-bbox="533 732 953 1130"> <thead> <tr> <th colspan="4">Estado Operativo Normal</th> </tr> <tr> <th>Tensión Nominal (kV)</th> <th>Tipo de Sistema</th> <th>Tensión máxima mínima de operación (±4% %)</th> <th>Tensión mínima máxima de operación (±4% %)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>400</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>- + 5%</td> <td>+ + 5%</td> </tr> <tr> <td>230</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>161</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>- + 5%</td> <td>+ + 5%</td> </tr> <tr> <td>138</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>85</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>- + 5%</td> <td>+ + 5%</td> </tr> <tr> <td>69</td> <td>3 fases 3 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>34.5</td> <td>3 fases 3 o 4 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>3 fases 3 o 4 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <td>13.8</td> <td>3 fases 3 o 4 hilos</td> <td>+ + 5%</td> <td>- + 5%</td> </tr> <tr> <th>Frecuencia (Hz)</th> <th>Sistema Interconectado al que aplica</th> <th>Frecuencia máxima de operación (Hz)</th> <th>Frecuencia mínima de operación (Hz)</th> </tr> <tr> <td rowspan="2">60 Hz</td> <td>SIN, SIBC y SIM</td> <td>59.8</td> <td>60.2</td> </tr> <tr> <td>SIBCS</td> <td>59.7</td> <td>60.3</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 4 2.1.2. Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal.</p>	Estado Operativo Normal				Tensión Nominal (kV)	Tipo de Sistema	Tensión máxima mínima de operación (±4% %)	Tensión mínima máxima de operación (±4% %)	400	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%	230	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%	161	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%	138	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%	115	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%	85	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%	69	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%	34.5	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%	23	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%	13.8	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%	Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia máxima de operación (Hz)	Frecuencia mínima de operación (Hz)	60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2	SIBCS	59.7	60.3	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se incluye información de la frecuencia en la Tabla 2.1.2</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
Estado Operativo Normal																																																																	
Tensión Nominal (kV)	Tipo de Sistema	Tensión máxima mínima de operación (±4% %)	Tensión mínima máxima de operación (±4% %)																																																														
400	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%																																																														
230	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
161	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%																																																														
138	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
115	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
85	3 fases 3 hilos	- + 5%	+ + 5%																																																														
69	3 fases 3 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
34.5	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
23	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
13.8	3 fases 3 o 4 hilos	+ + 5%	- + 5%																																																														
Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia máxima de operación (Hz)	Frecuencia mínima de operación (Hz)																																																														
60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2																																																														
	SIBCS	59.7	60.3																																																														
<p>Editorial Complemento</p>	<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>2.1.3 Estado Operativo de Alerta En el Estado Operativo de Alerta todas las variables del SEN aún se encuentran sistema eléctrico pueden, o no estar dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse y ante la ocurrencia de la CSMS, una Contingencia, o algunas variables del sistema queda fuera de sus límites operativos, u ocasionar la operación de un EAR.</p> <p>En Estado Operativo de Alerta, el CENACE podrán implementar los siguientes mecanismos con el objeto de</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con información que el Cenace debe incluir en los casos de estados operativos de alerta, emergencia y restaurativo.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>																																																												

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>restablecer las condiciones de reserva en el SEN y el Estado Operativo Normal:</p> <p>Subastas de Mediano y Largo Plazo</p> <p>Cuando el SEN se encuentre en Estado Operativo de Alerta, el CENACE deberá informar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y dará a conocer que se pueden realizar algunas de las acciones siguientes:</p> <p>b. Instrucciones excepcionales de despacho.</p> <p>c. Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles.</p> <p>d. Modificación a las instrucciones de despacho.</p> <p>e. Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica.</p> <p>f. Cambio de topología del SEN.</p> <p>g. Solicitud pública de Conservación de energía voluntaria indicando lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Apagar todas las luces, aparatos electrónicos y equipo que no estén usando, ▲ Esperar hasta las 6:00 p.m. para usar los equipos apagados, ▲ Ajustar el termostato de aire acondicionado a 25.55 °C o más, según lo que permita su salud. <p>i. Entre otros que se identifiquen para llevar al SEN al Estado Operativo Normal.</p> <p>El Cenace tiene la obligación de declarar un Estado Operativo de Alerta en un sistema eléctrico que pudiese ser afectado ante condiciones climatológicas preventivas, de acuerdo con el Sistema de Alerta Temprana (de la SEGOB), o afectación de cualquier otra índole. Asimismo, el Cenace deberá aplicar las acciones preventivas correspondientes de acuerdo con el presente manual, con la finalidad de minimizar el impacto en el sistema eléctrico.</p> <p>Cuando el sistema eléctrico se encuentre en Estado Operativo de Alerta, el Cenace deberá informar a los Integrantes de la Industria Eléctrica y podrá realizar por confiabilidad, de manera enunciativa más no limitativa, algunas de las acciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Modificación a los planes de mantenimiento. b. Solicitar la recuperación de elementos del sistema eléctrico que se encontraban en mantenimiento. c. Modificaciones a las instrucciones de despacho. d. Modificación de transacciones internacionales, de conformidad con lo previsto en el Manual de Importaciones y Exportaciones o el que lo sustituya. e. Cambio de topología del sistema eléctrico. f. Uso de los Recursos de Demanda Controlable. g. Entre otros que se identifiquen para llevar al sistema 				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>eléctrico al Estado Operativo Normal.</p> <p>Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado Operativo de Alerta, el Cenace podrá implementar el siguiente mecanismo con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. <p>Cuando el CENACE no se presenten las condiciones necesarias para implementar pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos mencionados anteriormente, el CENACE podrá de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación de los Protocolos por Emergencia emitidos del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.</p> <p>2.1.4 Estado Operativo de Emergencia</p> <p>En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales.</p> <p>—</p> <p>En el Estado Operativo de Emergencia una o varias de las variables del sistema eléctrico que corresponda están fuera de sus límites operativos y puede existir afectación en el suministro de energía eléctrica derivado de la operación de los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección del Sistema, implementados por el Cenace para evitar la evolución, en su caso del Disturbio, o ante una CSMS evitar que se provoque una inestabilidad del sistema eléctrico.</p> <p>El CENACE deberá notificar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica que el SEN sistema eléctrico correspondiente se encuentra en Estado Operativo de Emergencia y que es necesario tomar las acciones operativas necesarias, incluida la desconexión de carga, con la finalidad de restablecer el Estado Normal o de Alerta en el SEN.</p> <p>Para recuperar los niveles de reserva y restablecer en el SEN el Estado Operativo Normal, el CENACE puede implementar la adquisición de Potencia a través de los Protocolos de Emergencia emitidos por la CRE. Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.</p> <p>Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Operativo de Emergencia, el Cenace podrá implementar los siguientes mecanismos con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el SEN sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. <p>Cuando el Cenace no pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.</p> <p>2.1.5 Estado Operativo Restaurativo</p> <p>En su caso, las islas eléctricas que permanezcan activas, suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados a integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento que es parte de las Disposiciones Operativas de este Código de Red.</p> <p>En el Estado Operativo Restaurativo el sistema eléctrico correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas. En este Estado Operativo no hay afectación de cargas.</p>				
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>2.1.6 Requerimientos de Reserva para los Estados Operativos del SEN</p> <p>La Tabla 2.1.6.1 muestra los valores de Reserva de Planeación y Reserva operativa asociados a los distintos estados operativos del SEN, y considerando los requerimientos específicos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.</p> <p>En el Estado Operativo Normal, el SEN cuenta con niveles adecuados de Reserva Operativa y de Planeación, de conformidad con la Tabla 2.1.6.1, necesarios para suministrar los requerimientos coincidentes por entrada de súbita de carga de considerable magnitud, por ejemplo, hornos de arco eléctrico, más el crecimiento normal de la carga y la pérdida de la Central Eléctrica de mayor capacidad (CSMS). En los Estados Operativos de Alerta, de Emergencia y Restaurativo, (todas las acciones de control y remediales), deberán estar enfocadas a recuperar las condiciones de reserva asociadas al Estado Operativo Normal.</p> <p><i>(Texto de la columna "Acciones Remediales" de la Tabla 2: Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN)</i></p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con la descripción acciones remediales para los estados operativos del SEN.</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. • Subastas de Mediano y Largo Plazo. • Adquisición de Potencia por Protocolo de Emergencia Preventivo. • Modificación a los planes de mantenimiento. • Solicitar la recuperación de elementos del sistema eléctrico que se encontraban en mantenimiento. • Modificar las Instrucciones excepcionales de despacho. • Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles. • Modificación a instrucciones de despacho. • Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica. • Cambio de topología del SEN. • Solicitud de Conservación de energía voluntaria. • Uso de la Demanda Controlable. • Adquisición de Potencia por Subasta por Confiabilidad. • Adquisición de Potencia por Protocolo Correctivo. • Adquisición de Potencia por Protocolo de Emergencia Correctivo • Desconexión de carga. • Aplicación de Esquemas de Acción Remedial. • Adquisición de Potencia por Subasta por Confiabilidad. • Adquisición de Potencia por Protocolo Correctivo <p>Tiro de carga manual para restablecer la RO a un valor de alerta</p>				
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>Capítulo 3 Responsabilidades</p> <p>Con la finalidad de asegurar que el SEN se mantenga el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal, se establecen las siguientes responsabilidades, obligaciones y facultades que deben ser observadas por el CENACE, los Transportistas, los Distribuidores Cenace, el Transportista, el Distribuidor y demás Integrantes de la Industria Eléctrica, a través de la consulta permanente al Área Pública del Sistema de Información de Mercado.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con la adición de un instrumento que facilitará el seguimiento de las responsabilidades del CENACE, Transportista y Distribuidor, a través de la consulta permanente al área pública del Sistema de Información de Mercado</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.1 CENACE-Cenace</p> <p>El CENACE Cenace debe dirigir la operación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista MEM, de conformidad con las disposiciones establecidas en los procedimientos operativos aplicables para mantener la Confiabilidad de la red eléctrica del SEN. En este sentido debe incluir, pero no limitarse a la supervisión y la emisión de órdenes, indicaciones o instrucciones de despacho de generación Generación, administración de Recursos de Demanda Controlable, de instalaciones de distribución Distribución y transmisión</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Manual del Sistema de Información del Mercado. (DOF 4/07/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>El obligado no es un privado o particular</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Transmisión en la red eléctrica el SEN bajo su responsabilidad.</p> <p>El CENACE Cenace llevará a cabo sus obligaciones de conformidad con los criterios del Código de Red aplicables.</p> <p>Con el fin de cumplir con las obligaciones establecidas en este Manual y en las Reglas del Mercado, el CENACE Cenace mantendrá procedimientos operativos e instructivos actualizados y los tendrá disponibles y podrán consultarse en todo momento por los Integrantes de la Industria Eléctrica. Los cambios en la documentación, en lo referente a Reglas de Mercado, procedimientos de operación e instructivos, se realizarán conforme a la Ley de la Industria Eléctrica y a su Reglamento.</p>				
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.2 Transportistas</p> <p>El Transportista debe operar y mantener sus instalaciones de transmisión Transmisión y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable de la RNT y asistirá al CENACE Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativas a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:</p> <p>a. Asegurar que los sistemas y procedimientos de desconexión de carga ante emergencias se realizan conforme a lo especificado por el CENACE Cenace,</p> <p>b. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura para facilitar la rotación de corte de carga manual y el proceso de restauración, con el fin de ayudar al CENACE Cenace ante un Estado Operativo distinto al Normal.</p> <p>c. Proporcionar al CENACE Cenace las características de operación, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de estos, según lo definido en el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.</p> <p>d. Informar a la brevedad al CENACE Cenace de cualquier cambio en la capacidad de sus instalaciones o el estado de sus equipos y de cualquier otro cambio previsto que pudiera tener un efecto sobre la Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión RNT o el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayerista MEM;</p> <p>e. Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE Cenace, incluyendo instrucciones para la desconexión controlada de instalaciones o equipos de la RNT con propósitos de Confiabilidad.</p> <p>f. (...)</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.3 Distribuidores</p> <p>Los Distribuidores El Distribuidor deben operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN y asistirán asistirá al CENACE Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>a. Asegurar que los esquemas y procedimientos de desconexión de carga ante emergencias se efectúen conforme a lo especificado por el CENACE Cenace, en el procedimiento operativo correspondiente,</p> <p>b. Informar a la brevedad al CENACE Cenace de cualquier cambio en la capacidad de sus equipos o instalaciones conectadas al SEN, que podieran tener un efecto en su funcionamiento confiable correspondan al MEM,</p> <p>c. Informar a la brevedad al CENACE Cenace de cualquier evento o circunstancia en las RGD que correspondan al MEM, dentro de su área de influencia que pudiera tener un efecto sobre la Confiabilidad del SEN,</p> <p>d. Proporcionar al CENACE Cenace las características de operación, capacidades y restricciones operativas de los equipos e instalaciones que operan dentro del SEN y que correspondan al MEM,</p> <p>e. Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE Cenace, incluyendo instrucciones de desconexión controlada de carga de las Redes Generales de Distribución RGD, con propósitos de Confiabilidad,</p> <p>f. (...)</p>				
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.4 Centrales-Eléctricas Central Eléctrica</p> <p>Cada Central Eléctrica interconectada al SEN debe operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN y asistirá al CENACE Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relacionadas con la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:</p> <p>a. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura para que en coordinación con el CENACE Cenace, inicie el proceso de restablecimiento ante una afectación importante del Suministro suministro eléctrico, interrupción extrema, o emergencia en el SEN.</p> <p>b. Proporcionar al CENACE Cenace las características de operación, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de los mismos.</p> <p>c. Informar a la brevedad al CENACE Cenace de cualquier cambio en el estado de la instalación que opera y que forman parte del SEN operado por el CENACE Cenace. Dichos cambios deben incluir, pero no limitarse a cualquier cambio en la situación que podría afectar la Disponibilidad;</p> <p>d. Informar a la brevedad al CENACE Cenace si alguna de las Unidades de Central Eléctrica bajo su Control Físico es incapaz de operar por cualquier razón, con el esquema programado;</p> <p>e. Proporcionar al CENACE Cenace la información actualizada de la capacidad máxima por Unidad de Central Eléctrica para que, ante un Estado Operativo de Emergencia, se pueda utilizar. Tales capacidades máximas de Unidad de Central Eléctrica deben ser consistentes con la Capacidad Instalada y no se limitará a la capacidad ofertada en el Mercado de un día Día en adelante Adelanto,</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>f. Cumplir puntualmente con las instrucciones del GENACE Cenace, incluyendo instrucciones para desconectar el equipo del SEN con propósitos de Confiabilidad,</p> <p>g. Llevar a cabo las obligaciones establecidas de conformidad con este Manual Regulatorio observando todos los criterios de Confiabilidad aplicables.</p>				
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.5 Integrantes de la Industria Eléctrica</p> <p>Cada Integrante de la Industria Eléctrica conectado al SEN debe operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN y asistirá al GENACE Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:</p> <p>a. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura, para facilitar en coordinación con el GENACE Cenace, el procedimiento de restablecimiento ante una afectación importante del suministro eléctrico o ante un Estado Operativo de Emergencia en el SEN,</p> <p>b. Informar a la brevedad al GENACE Cenace de cualquier cambio en el estado de las instalación o equipo conectado al Sistema Eléctrico Nacional SEN que pudieran afectar la Confiabilidad del SEN,</p> <p>c. Cumplir puntualmente con las instrucciones del GENACE Cenace, incluyendo la desconexión del equipo del SEN, con propósitos de Confiabilidad,</p> <p>d. Llevar a cabo las obligaciones establecidas en este Manual Regulatorio de conformidad con todos los criterios de Confiabilidad aplicables.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	<p>Capítulo 4 Identificación de los Criterios de Confiabilidad</p> <p>El GENACE Cenace mantendrá un registro que contenga los criterios de Confiabilidad que debe aplicar cada Integrante de la Industria Eléctrica de acuerdo a los Estados Operativos que se presenten.</p> <p>El GENACE Cenace informará a los Integrantes de la Industria Eléctrica cuando se tenga un cambio a un criterio de Confiabilidad o por la entrada en vigor de un nuevo Criterio de Confiabilidad.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Aclaración	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>4.1 Información relacionada con la Confiabilidad</p> <p>Posterior a la fecha de entrada en vigor del presente Manual Regulatorio, el GENACE Cenace debe publicar una lista de los requerimientos de información relacionada con la Confiabilidad que pondrá a disposición de los Transportistas, Distribuidores del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado, los plazos en que dicha información será proporcionada, y la manera en que se proporcionará. Al mismo tiempo, el GENACE Cenace publicará los indicadores de monitoreo que utilizará. Dicha información debe incluir, pero no limitarse a información diseñada para:</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara que la información relacionada con la confiabilidad se encuentra contenida en el Manual de TIC</p> <p>Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>a. Permitir a los Transportistas, Distribuidores al Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado iniciar procedimientos para la administración del riesgo potencial de cualquier acción tomada por el CENACE Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN,</p> <p>b. Apoyar a los Transportistas, Distribuidores al Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado en el cumplimiento de sus obligaciones establecidas en el presente Manual Regulatorio,</p> <p>c. Notificar a los Transportistas, Distribuidores al Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado de cambios operativos o decisiones que puede puedan tener un impacto en sus operaciones, instalaciones o equipos.</p> <p>Los Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado facilitarán al CENACE Cenace la información mencionada en el párrafo inmediato anterior, en el plazo y en la forma que se establezca en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación el Manual de TIC.</p>		Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)		
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>MANUAL REGULATORIO DE CONTROL Y OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN Y RECURSOS DE DEMANDA CONTROLABLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p> <p>Propósito y Objetivo</p> <p>El objeto del presente Manual Regulatorio es establecer las definiciones y los criterios para la administración de la potencia activa, y el control y la operación de la generación y los Recursos de Demanda Controlable para garantizar que el SEN mantenga su operación en Estado Operativo Normal.</p> <p>Alcance</p> <p>Los criterios enunciados en este documento, deben ser observados y aplicados por el CENACE Cenace.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>Capítulo 1 Disposiciones generales Descripción general</p> <p>1.1 Reserva Operativa Mínima</p> <p>En el Estado Operativo Normal, para lograr una operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el balance entre demanda y generación, y se requiere de Reserva Operativa suficiente que permita en cualquier instante mantener la frecuencia y la tensión según lo definido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos a fin de evitar la afectación de los Centros de Carga ante la ocurrencia de la Contingencia sencilla más severa CSMS. El valor porcentaje de la Reserva Operativa con respecto a la demanda en el Estado Operativo Normal debe ser lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos y tendrá, del Código de Red, debiendo de estar disponible para que</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se complementa con información adicional que el Cenace debe considerar para mantener el estado operativo normal del sistema.	No genera costo adicional El obligado no es un privado o particular	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p> pueda ser calculada cada totalmente activada en 10 minutos, indicando por separado los requerimientos de Reserva Rodante y Reserva No no Rodante. Asimismo, el Cenace debe tener en cuenta que la cantidad de Reserva Rodante antes mencionada, incluye las Reservas de Regulación, Rodante de 10 minutos y Rodante de 30 minutos, que se requieren para regular:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Frecuencia primaria -Frecuencia secundaria (AGC disponible y sincronizado) <p>Después de la ocurrencia de cualquier evento en el que se haga necesario el uso de la Reserva Operativa, ésta esta debe ser restablecida tan pronto como sea posible.</p> <p>Así mismo el CENACE El Cenace deberá definir cómo distribuir la Reserva Operativa en el SEN, tomando en cuenta el tiempo requerido para hacer efectiva dicha capacidad y las limitaciones de transmisión Transmisión, entre otras limitaciones.</p>				
Editorial complemento	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>1.2 Control Automático de Generación (CAG)</p> <p>Cada Área de Control del SEN Central Eléctrica con CAG debe operar su sistema con Capacidad Instalada bajo CAG siguiendo los lineamientos asignados por el CENACE Cenace. El CENACE Cenace será la entidad responsable de coordinar el suministro de la demanda eléctrico dentro de la banda requerida para el Estado Operativo Normal, a nivel Sistema Interconectado.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>En el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, (DOF/17/062016), establece, entre otros, en su Capítulo 1, numeral 1.3.32, el "Registro de Instrucciones de Despacho, que es el Sistema a través del cual el CENACE registrará las instrucciones de arranques, generación objetivo o paros, mismos que serán comunicados a los operadores de las plantas generadoras. Los operadores de las plantas generadoras utilizarán el Registro de Instrucciones de Despacho para notificar de inmediato cualquier cambio en sus límites operativos o en su disponibilidad para proporcionar energía eléctrica o Servicios Conexos"</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>1.2.1 Permanencia en operación</p> <p>El CAG debe permanecer en operación tanto tiempo como sea posible en modo jerárquico. Se debe distribuir el control entre las Unidades de Central Eléctrica de cada Central Eléctrica, buscando la solución técnica más económica para el MEM.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con la referencia al Mercado Eléctrico Mayorista MEM</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.2.2 Modo de control Cada Área de Control Central Eléctrica debe de operar su CAG en el modo de control de frecuencia e intercambio, siempre que las condiciones del Sistema sistema eléctrico lo permitan.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Obligación que adquieren los Generadores (Centrales Eléctricas) al momento de suscribir el “Contrato de participante del mercado en la modalidad de Generador” Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.2.3 Adquisición de datos La adquisición de datos para el control y operación de la generación y Recursos de Demanda Controlable se realizará conforma conforme a la regulación aplicable en materia de seguridad Seguridad de la información y tecnologías de información Información y comunicación TIC .	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.2.4 Revisión del funcionamiento del CAG Semestralmente Al menos una vez al año, el GENACE Cenace promoverá la revisión del funcionamiento del Control Automático de Generación CAG para identificar: a. Funcionamiento incorrecto del equipo. b. Errores en la telemedición. c. Inadecuado ajuste del Bias de la Beta (\ominus)-Frecuencia (\square) del sistema. (...) Las Centrales Eléctricas están obligadas a facilitar dicha revisión al Cenace.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017), Capítulo 3.1.1, inciso iii, establece con prioridad muy alta el proceso de control automático de generación)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	Manual Regulatorio de	1.2.5 Control de tiempo	obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	Diariamente el CENACE El Cenace notificará a las Áreas Gerencias de Control Regional, la hora en que se llevará a cabo la corrección del tiempo. Para ello, la frecuencia se ajustará a \square 0.42 Hz.		vigente (DOF 8/04/2016) Se elimina una consideración técnica probablemente restrictiva	El obligado no es un privado o particular	
Editorial Redacción	Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.3 Respuesta a la frecuencia y Bias La selección del "Bias" de frecuencia del SEN (\square), debe ser lo más cercano posible a la respuesta real del sistema SEN ante desviaciones de la frecuencia. Se deben realizar cálculos periódicos para ajustar esta característica. La \square del SEN debe cambiarse de acuerdo a los diferentes escenarios de la demanda y despacho de generación (Demanda Mínima, Demanda Media, Demanda Máxima y Cambios Estacionales). Mientras sea factible para una mejor regulación de frecuencia e intercambios, cada Área-Gerencia de Control Regional debe incluir todos sus enlaces inter-áreas en sus esquemas de control.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	Introducción En este Manual Regulatorio se definen a detalle los lineamientos que debe cumplir el personal de los Centros de Control del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Transportistas, Distribuidores Cenace, Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del Mercado que intervengan en la Operación del Sistema Eléctrico Nacional (operación del SEN), con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del propio SEN. Para ejercer el control operativo del SEN, el CENACE Cenace está conformado por el Centro Nacional (CENAL) y por el Centro Nacional de Control de Energía Alterno (CENALTE) y las Gerencias de Control Regionales: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central y Peninsular y los Centros de Control de La Paz y Santa Rosalía para la operación de los sistemas aislados de Baja California Sur y Mulegé, respectivamente.	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	Capítulo 1 Responsabilidades 1.1 CENACE-Cenace 1.1.1 Resumen Este capítulo define el objetivo general, su alcance, su	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>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 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así como la interacción entre los diferentes Centros de Control del CENACE, Transportistas, Distribuidores y Participantes Cenace, Transportista, Distribuidor, Participante del Mercado para el logro de los propósitos mencionados.</p>				
<p>Editorial Redacción</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>1.1.2 Del carácter, interpretación, actualización y observancia</p> <p>a. El presente Manual Regulatorio es de carácter técnico operativo y tiene como objetivo establecer las reglas a las que deben sujetarse los operadores Operadores de las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores, Participantes Transportista, Distribuidor, Participante del MEM del Mercado y el CENACE Cenace, que intervengan o deban intervenir en el Control Operativo del SEN y operación del MEM.</p> <p>b. La normatividad establecida en este Manual Regulatorio conforma los requisitos indispensables para que el Control Operativo del SEN y operación Operación del MEM para mantener la seguridad del SEN.</p> <p>c. En el proceso básico de suministrar la energía eléctrica, intervienen los participantes el Participante el Participante del MEM, Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor y el CENACE Cenace quien es el área 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, los Transportistas Cenace, Transportista y Distribuidores Distribuidor para su revisión y actualización.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el artículo 108 de la LIE:</p> <p>a. El CENACE Cenace tiene la responsabilidad de mantener la Confiabilidad del SEN, para lo cual lleva a cabo las funciones de planeación del SEN que forman parte del MEM, Control Operativo del SEN, operación del MEM y el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD del MEM.</p> <p>b. Para que el CENACE Cenace cumpla sus funciones de Control Operativo del SEN y Operación del MEM, se tienen niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL/CENALTE y subordinados técnicamente entre sí de la siguiente manera:</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara con el termino adecuado de Recursos de Demanda Controlable</p> <p>Asimismo, existen la regulación y trámite asociado para Salidas y Licencias. Manual de Programación de Licencias (DOF 13/11/2019) Capítulo 4.2 Licencias</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/bu</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>(Texto de la tabla del inciso b)</p> <p>Primer Nivel</p> <p>CENAL / CENALTE</p> <p>Para el cumplimiento de sus funciones, el CENAL/CENALTE:</p> <p>(i) Podrá realizar Realizará ajustes a los programas de Generación, de Recursos de Demanda Controlable o de porteo y establecerá límites de Transmisión necesarios, para aliviar sobrecargas o potenciales sobrecargas en la RNT.</p> <p>(ii) Podrá dirigir Dirigirá la Operación antes, durante y después de problemas o disturbios que cubran varias Gerencias de Control Regional.</p> <p>(iii) La responsabilidad para establecer y coordinar Establecerá y coordinará de manera justificada, la estrategia operativa para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN, incluido, pero no limitado a: ajustes en programas de Generación (potencia real, potencia reactiva, niveles de tensión, servicios conexos), ajustes en los Recursos de Demanda Controlable, ajustes en programas de porteo, intercambios de energía, corte de carga, activación de Esquema de Protección del Sistema (EPS) y Esquema de Acción Remedial (EAR) o cualquier acción necesaria para mantener la Confiabilidad del SEN.</p> <p>(iv) La responsabilidad para coordinar Coordinará las acciones operativas entre Gerencias Regionales de Control de Control Regional.</p> <p>Segundo Nivel</p> <p>Gerencias de Control Regional</p> <p>Sus objetivos principales son la Calidad, sustentabilidad, seguridad y Confiabilidad del SEN de su ámbito geográfico. Les corresponde el Control Operativo de la Generación, de los Recursos de Demanda Controlable y la seguridad de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) que formen parte del MEM, en un área geográfica determinada, y debe coordinándose coordinarse con el 1er. Nivel, sujetándose operativamente a sus instrucciones y lineamientos.</p> <p>Tercer Nivel</p> <p>Centro de control Control del Transportista y Participantes del MEM en Alta Tensión.</p> <p>Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde coordinar, supervisar y operar físicamente las instalaciones en un área geográfica determinada y supervisar las variables eléctricas de la parte del SEN bajo su responsabilidad, organizando la totalidad de</p>		<p>scador/?Id=8767 y el Manual de Programación de Salidas (DOF 13/11/2017)</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>solicitudes de licencia de su ámbito de influencia y realizando un filtrado preliminar con base a criterios aprobados por el CENACE Cenace, para lo cual. Así mismo debe coordinándose 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>Cuarto Nivel</p> <p>Centros de Control de Distribución y del Distribuidor y Participantes del MEM en media tensión Media Tensión.</p> <p>Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde operar físicamente las instalaciones y supervisar las variables eléctricas de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los Centros de Control del Tercer Terceer nivel Nivel para el control de variables eléctricas y atención de Disturbios en la red que no pertenece al MEM para el cumplimiento de los objetivos básicos de Distribución para el cumplimiento de sus responsabilidades.</p> <p>Deberá coordinándose coordinarse con el CENACE Cenace para la atención de Disturbios y mantenimientos en la red que pertenece al MEM.</p> <p>El Centro de Control de Distribución informará a las Unidades de Central Eléctrica el momento en que pueda sincronizarse a las RGD y las Unidades de Central Eléctrica darán aviso al CENACE. 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 y el segundo nivel deberá realizarse por medio del tercer nivel operativo.</p> <p>Cada nivel tiene autoridad técnica sobre los niveles inferiores o con los que debe coordinarse.</p> <p>c.El CENACE Cenace debe asignar cada instalación eléctrica a una Gerencia de Control Regional, según corresponda de acuerdo con criterios operativos, territoriales y de competencia a su sólo arbitrio. Así mismo podrá mediante justificación escrita, modificar el área de adscripción de cualquier instalación. La instalación afectada será notificada de su cambio de adscripción con fines de coordinación, supervisión, control y operación de la misma.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control</p> <p>1.2.1 Resumen</p> <p>Se describen las reglas a que deben sujetarse las diferentes</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de Unidades Terminales Remotas (UTR), estaciones Subestaciones Eléctricas maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo con la documentación aplicable.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información</p> <p>a. El CENACE Cenace podrá solicitar a los Distribuidores, Transportistas Distribuidor, Transportista y Participantes Participante del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la Operación del MEM, y es obligación de dichas áreas proporcionarla por los medios idóneos para que ésta esta sea expedita y confiable. Para tal efecto, los responsables de las instalaciones del SEN deberán proporcionar dicha información de acuerdo a lo establecido en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación TIC.</p> <p>b. El CENACE Cenace, los Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor y Participantes 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:</p> <p>(...)</p> <p>c. El CENACE Cenace debe registrar en forma digital y guardar, por al menos 10 años, la información de la planeación, ejecución del Control Operativo del SEN y Operación del MEM.</p> <p>d. La El CENACE debe recibir la telemetría y control que reciben los Centros de Control del CENACE de las instalaciones eléctricas del SEN, debe realizarse conforme a lo establecido en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación al Manual de TIC.</p> <p>e. Las Centrales Eléctricas que se conecten al SEN, previo a la primera sincronización, deben proporcionar al CENACE Cenace, todos los datos listados de acuerdo a lo establecido en el Manual Regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales generadoras (Manual de Interconexión). Es responsabilidad del encargado de cada Central Eléctrica mantener actualizados los datos consignados; de haber cambios en los valores de los parámetros, debe enviar al CENACE Cenace una copia actualizada del mismo. En el caso de que el comportamiento esperado de las Centrales Eléctricas la Central Eléctrica, resultado de estudios, no coincida con lo registrado en eventos reales, el responsable de la Central</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>debe realizar las correcciones necesarias en un período no mayor a 180 días naturales.</p> <p>La información de ajuste de controles y parámetros debe ser ratificada al CENACE Cenace por lo menos cada 5 años, o cuando se realice una modernización Modernización en el equipo.</p> <p>f. Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) del CENACE Cenace de acuerdo a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable.</p> <p>g. De acuerdo a la importancia de los datos que se manejan, los sistemas de información deben tener niveles de seguridad electrónica informática, conforme los criterios establecidos en la regulación y normativa correspondientes en materia el Manual de seguridad de la información y tecnologías de la información TIC.</p> <p>h. Los Transportistas, Distribuidores y Participantes Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deben mantener actualizada la siguiente información operativa entregada al CENACE Cenace, además de lo especificado en las Bases del MEM:</p> <p>i. Diagrama unifilar de protecciones de todas las subestaciones Subestaciones Eléctricas a su cargo.</p> <p>(...)</p> <p>iv. Capacidades de elementos serie (TC's transformadores de corriente, cuchillas, tipo y calibre de conductor, Trampas trampas de Onda onda, etc.).</p> <p>v. Ajustes de protecciones.</p> <p>vi. Capacidad de Líneas líneas de Transmisión y Transformadores transformadores de Potencia.</p> <p>(...)</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores</p> <p>a. La telemetría de tiempo real de los equipos del SEN, debe llegar a los Centros de Control del CENACE en forma directa. Las condiciones de intercambio de información se especificarán en el Manual de TIC o la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación vigente. El mantenimiento y la atención de las fallas en los equipos de medición es responsabilidad del dueño del equipo. En el caso de las instalaciones legadas, el CENACE, los Transportistas y los Distribuidores Cenace, Transportista y Distribuidor presentarán a la aprobación de la Secretaría los Programas de Ampliación y Modernización de los elementos de las RNT y las RGD Sener los PAMRNT Y PAMRGD, en los términos</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>del artículo 14 de la LIE, que les permitan dar cumplimiento a lo contenido en este párrafo previo.</p> <p>b. Todas las instalaciones que forman parte del MEM, deben contar con equipos de control y telemetría en tiempo real consistentes con los requerimientos establecidos en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación el Manual de TIC o la regulación vigente.</p> <p>c. La base de datos y protocolos de comunicación de los equipos de control y telemetría en tiempo real deben cumplir con los requerimientos y formatos indicados en las disposiciones correspondientes en materia de tecnologías de información, comunicación y seguridad de la información el Manual de TIC o la regulación vigente.</p> <p>d. Los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares 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 Disposiciones y manuales Manuales correspondientes en materia de tecnologías de información y comunicación, que les permitan entregar al GENACE Cenace la información de telemetría en tiempo real que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN.</p> <p>e. Los equipos de los EAR implementados por el Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM, deben ser compatibles con la infraestructura tecnológica del GENACE Cenace.</p> <p>f. Los Centros de Control del GENACE Cenace deben grabar los canales de comunicación de voz dedicados al Control Operativo del SEN y Operación del MEM, manteniendo los registros por un periodo de 2 años.</p> <p>g. En casos de emergencia de la RNT y las RGD, que ocasionen 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>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.3 Operadores</p> <p>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 Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas, Entidades Responsables Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Entidad</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Responsable de Carga y los Centros de Control del CENACE Cenace.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>1.3.2 De los registros</p> <p>a. En los centros Centros de operación Operación y en todas las subestaciones Subestaciones Eléctricas, debe llevarse un libro o sistema de captura de información que recibirá el nombre de "relatorio", el cual tendrá carácter probatorio y en el que se deben anotar los sucesos de la operación y de la programación de energía. El relatorio puede ser llevado en papel (libros) o en sistemas electrónicos.</p> <p>b. Los sucesos de la operación y cuando sea requerido lo asociado al despacho de energía, deben ser anotados en el relatorio e informados a la brevedad posible, capturados y enviados en forma electrónica vía relatorio al operador del nivel jerárquico superior e inferior involucrados cuando lo soliciten, según se requiera y deben ser capturados en forma electrónica y almacenados por lo menos 11 años.</p> <p>c. (...)</p> <p>d. Para propósitos de este manual Manual Regulatorio, se deben conservar los libros de relatorio o los archivos electrónicos de relatorio de los Centros de Control por lo menos 44 10 años sin que éstos sufran daños o mutilaciones.</p> <p>e. (...)</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la vía de comunicación.</p> <p>Se complementa con los requerimientos establecidos en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Redacción</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>1.3.3 De las actividades propias del turno</p> <p>a. Los trabajadores que intervengan o deban intervenir en la operación, tienen además de las obligaciones consignadas en este manual Manual Regulatorio, las que les impongan otros ordenamientos internos o de índole legal aplicables.</p> <p>b. Sólo el operador Operador del Centro de Control en turno está autorizado para ordenar o ejecutar maniobras en el equipo a su cargo. Así como el operador Operador de estación la Subestación Eléctrica está autorizado para ejecutar maniobras en el equipo a su cargo.</p> <p>c. (...)</p> <p>d. Si el operador Operador entrante se encuentra con incapacidad de actuación, el operador Operador en turno debe avisar a sus superiores y bajo ninguna circunstancia le entregará el turno.</p> <p>e. Todo operador Operador está obligado a conocer y aplicar los procedimientos técnicos operativos aprobados y vigentes.</p> <p>f. En caso de disturbio o emergencia en la RNT y las redes eléctricas RGD que pertenecen al MEM, el operador Operador del Transportista, Distribuidor y/o de los Participantes del Participante del MEM, deberán coordinarse con el operador Operador del CENACE 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.</p> <p>g. Durante cualquier estado-operativo Estado Operativo que</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>guarde el SEN, la instrucción emitida por el operador Operador del CENACE Cenace deberá ser respetada; así por ejemplo, las instrucciones del operador Operador del Centro Nacional del CENACE Cenace prevalecerán sobre las del operador Operador de la Gerencia de Control Regional del CENACE Cenace, así como las instrucciones emitidas por el operador Operador del CENACE Cenace sobre las de los operadores Operadores de Transportistas, Distribuidores y Participantes Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.</p> <p>h. En casos de emergencia, tales como: peligro de muerte, daños en el equipo, incendio, inundación, sismo, etc., el operador Operador de la instalación o del Centro de Control involucrado debe tomar la iniciativa para evitar o reducir los daños, ejerciendo precauciones extremas al efectuar las maniobras que crea convenientes. Tan pronto como le sea posible, debe informar de lo anterior al operador Operador de nivel operativo superior y a quien corresponda.</p> <p>i. En caso de disturbio, el operador Operador del CENACE 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 Operadores del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM para la ejecución de los procedimientos procesos de restablecimiento acordados y criterios de restablecimiento definidos por el CENACE Cenace.</p> <p>j. En ausencia de un operador Operador de subestación Subestación Eléctrica, todo trabajador que se encuentre en la misma y esté involucrado y designado por el Centro de Control correspondiente, se convierte automáticamente en operador Operador de subestación Subestación Eléctrica, con las obligaciones que le imponga este manual Manual Regulatorio.</p> <p>k. Los Centros de control de los Transportistas, Distribuidores y Participantes Participante del Mercado deben proporcionar toda la información operativa solicitada por el CENACE Cenace con prontitud y exactitud.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.3.4 De la comunicación e instrucciones</p> <p>a. El operador Operador debe atender con prontitud las comunicaciones identificándose de la siguiente manera: lugar, puesto y nombre, por ejemplo: Gerencia de Control Regional Norte, operador Operador, Mauricio Cuellar.</p> <p>b. Al entablar cualquier comunicación, el operador Operador debe atenderla con cortesía, amabilidad y respeto.</p> <p>c. Al establecerse cualquier comunicación, el operador Operador debe tener especial cuidado en expresar claramente y con la brevedad adecuada la información completa que deba dar o que le sea pedida.</p> <p>d. El operador Operador debe repetir las instrucciones que reciba, pidiendo a su vez que le repitan las que él transmite para asegurarse de que fueron entendidas correctamente.</p> <p>e. El operador Operador, de acuerdo con su nivel jerárquico de operación, tiene prioridad en el uso de las redes de</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>comunicación.</p> <p>f. Cuando por alguna razón no exista comunicación directa de un operador Operador con alguna subestación Subestación Eléctrica, el operador Operador de cualquier subestación Subestación Eléctrica intermedia, debe retransmitir los mensajes que le sean encomendados.</p> <p>g. Los operadores Operadores de los Transportistas, Distribuidores, Participantes Transportista, Distribuidor, Participante del MEM y del CENACE 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 Operador del nivel operativo superior y a sus superiores con la frecuencia que se requiera.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.3.5 De la supervisión y uso de sistemas informáticos</p> <p>a. El CENACE Cenace puede hacer uso de la información disponible en los registradores de eventos, registradores de Disturbios, PMU's, UTR, UTM, sistemas de información, sistemas de medición de la calidad de la energía, sistema de grabación o cualquier otro sistema de registro con los que se cuenten en las Centrales Eléctricas y subestaciones Subestaciones Eléctricas del SEN, así como las propias de los Centros de Control a fin de analizar los eventos o sucesos que se hayan presentado en el SEN.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se complementa con los requerimientos establecidos en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.4 Transportistas y Distribuidores Transportista y Distribuidor</p> <p>a. Es responsabilidad de los Transportistas DEL Transportista y Distribuidores Distribuidor atender los lineamientos emitidos por el CENACE Cenace para la elaboración de sus programas de Licencias de salidas para mantenimiento para 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 Cenace.</p> <p>b. Los programas de Licencias de salidas para mantenimiento no están limitados a las Licencias para los mantenimientos propios de los equipos primarios. Los Transportista y Distribuidores Distribuidor también deben presentar al CENACE Cenace las solicitudes de Licencias necesarias para la puesta en servicio de nuevas instalaciones, para trabajos de ampliación Ampliación o modernización Modernización de las instalaciones existentes y para trabajos en la red de fibra óptica, o las que el CENACE Cenace considere convenientes, pertenecientes al MEM. Es responsabilidad del CENACE Cenace, retroalimentar de forma mensual, a los Transportistas al Transportista y Distribuidores Distribuidor del comportamiento de la disponibilidad.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>c. Es responsabilidad de los Transportistas del Transportista y Distribuidores Distribuidor informar oportunamente al CENACE Cenace, con una anticipación mínima de 90 días hábiles previos a la puesta en servicio, de las obras de modernización Modernización, nuevos proyectos y/o ampliación 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 de libranzas en la solicitud de licencia, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>Además, es responsabilidad de los Transportistas del Transportista y Distribuidores Distribuidor informar al CENACE Cenace todas aquellas actividades en sus instalaciones que puedan afectar el funcionamiento y disponibilidad de los EMS y Sistemas de Comunicación con el CENACE Cenace, por lo que dichos trabajos deberán estar invariablemente amparados por una Licencia.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada</p> <p>a. Tomando como referencia las definiciones descritas en las Bases del MEM, un Recurso de Demanda Controlable Garantizada es un Recurso de Demanda Controlable (RDC) que asume la obligación de ofrecer energía y Servicios Conexos al MEM. Para estos efectos, los RDC tienen la obligación de entregar al CENACE Cenace los periodos de paro total o parcial para mantenimiento por un periodo de 36 meses en adelante. Los periodos de paro total o parcial serán utilizado por el CENACE para la programación de Licencias de Mantenimiento de Centrales Eléctricas, Transportistas y Distribuidores, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas serán utilizados por el Cenace para la programación de Licencias de Mantenimiento de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas. .</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>El convenio de respaldo temporal entre Centros de Control</p>	Obligación nueva	Se complementa el procedimiento operativo que aplica el Cenace, Transportista y Distribuidor, con el cual se permite que realicen un convenio para que sus Centros de Control se respalden de forma temporal, en caso de que, ante caso fortuito, alguno de estos Centros de Control no pueda llevar a cabo sus funciones. Se limita la aplicación de este procedimiento operativo a un máximo de 24 horas, para evitar que el posible uso no debido de este procedimiento.	No genera costo adicional	El obligado no es un privado o particular

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		se definirá en los convenios entre Cenace, Transportista y Distribuidor y no en el Código de Red.				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>Capítulo 2 Fronteras operativas de responsabilidad</p> <p>2.1 Del personal autorizado por Centro de Control</p> <p>a.El CENACE Cenace es responsable de la difusión del presente Manual a los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado Regulatorio al personal de los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, y estos de cumplir con lo establecido en dicho manual Manual Regulatorio.</p> <p>b.Es obligatorio para el personal de los Centros de Control que participa en la operación del SEN y en el MEM, el cumplir con todas y cada una de las disposiciones de este manual Manual Regulatorio.</p> <p>c.El responsable de cada Centro de Control debe enviar al CENACE Cenace el listado del personal designado de acuerdo con el Anexo 1 de este manual Manual Regulatorio para efectuar la operación de las instalaciones a su cargo, el cual deberá ser actualizado en el mes de diciembre de cada año.</p> <p>d.La comunicación entre el personal operativo del CENACE Cenace y el Transportista, Distribuidor o Participantes Participante del MEM se efectuará a través de un enlace directo, cuya instalación y mantenimiento se realizará de conformidad con la regulación aplicable en materia de tecnologías de la información y comunicación el Manual de TIC.</p> <p>e.El personal de los diferentes Centros de Control debe mantener informado al personal operativo del CENACE Cenace de los eventos relevantes o situaciones anormales o de riesgo en los equipos bajo su responsabilidad.</p> <p>f. (...)</p> <p>g.El Centro de Control de los Participantes del Participante del MEM debe mantener informado al personal operativo del CENACE Cenace de los eventos relevantes o situaciones anormales o de riesgo en los equipos bajo su responsabilidad que integran la interconexión o conexión.</p> <p>h.El personal operativo del CENACE Cenace otorgará de inmediato las Licencias de emergencia al personal solicitante a través de los Centros de Control de los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, quienes serán responsables de la decisión y sus consecuencias y deben demostrar de forma fehaciente cuando así se le requiera y posterior a la emergencia, que la situación atendida fue realmente una emergencia. El CENACE Cenace es responsable de ajustar cuando sea factible, las condiciones del sistema requeridas para minimizar el impacto que pueda ocasionar dicha emergencia en el SEN.</p> <p>2.2 Fronteras operativas</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE	a.Es responsabilidad de los Participantes del Mercado,	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>Transportistas y Distribuidores del Participante del MEM, Transportista y Distribuidor, completar la información solicitada en el Anexo 2 de este manual Manual Regulatorio sobre los Enlaces Fronteras entre Centros de Control. Dicho Anexo se debe entregar al CENACE 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>Los Participantes El Participante del MEM, Transportistas y Distribuidores Transportista y Distribuidor deben entregar al CENACE Cenace los diagramas unilaterales, de protecciones y toda aquella información de las subestaciones Subestaciones Eléctricas y equipos de su responsabilidad requerida por el CENACE Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN.</p> <p>Capítulo 3 Control de variables del SEN</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>3.1 Control de Tensión</p> <p>a. El CENACE Cenace debe utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la RNT, RGD y Participantes del MEM y Participante del MEM para asegurar que se cumplan los criterios de Confiabilidad coordinando e instruyendo a los Transportistas, Distribuidores al Transportista, Distribuidor y/o Participantes 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 Cenace, como responsable del Control Operativo de la red del SEN, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables a control de tensión y potencia reactiva.</p> <p>b. Deberá existir coordinación entre Transportistas Transportista y Distribuidores 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>c. Deberá existir coordinación entre Transportistas Transportista y Distribuidores Distribuidor para realizar los cambios de taps 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 Cenace podrá para ordenar cualquier acción de control de tensión al operador Operador del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM en cualquier nivel de tensión.</p> <p>e. Es obligación del Transportista, del Distribuidor y Participantes Participante del MEM cumplir con los límites</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>operativos de capacidad de los elementos bajo su responsabilidad en cualquiera de los Estados Operativos del SEN.</p> <p>f. Ningún operador 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 Operador del CENACE Cenace.</p> <p>g. El CENACE Cenace es responsable de la definición, así como de coordinar la implementación, modificación o retiro de EPS para control automático de tensión (PR-27 o PR-59, protecciones de bajo y alto voltaje, respectivamente).</p> <p>h. Es responsabilidad del Transportista, Distribuidor y/o Participantes Participante del MEM la implementación, mantenimiento y disponibilidad de los EPS para control automático de tensión (PR-27 o PR-59), conformidad con el procedimiento correspondiente del Cenace así como enviar al CENACE Cenace las señales necesarias en tiempo real para la administración del EPS.</p> <p>i. En Estado Operativo Normal, la magnitud de tensión de todas las barras de las subestaciones Subestaciones Eléctricas de la RNT y las RGD que correspondan perteneciente al MEM deben estar dentro de los rangos establecidos como Estado Operativo Normal, en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p> <p>j. Es responsabilidad de los Centros del Centro de Control de las Centrales Eléctricas la Central Eléctrica, observar los siguientes lineamientos:</p> <p>i. Para las la Centrales Central Eléctricas Eléctrica, el CENACE Cenace enviará podrá enviar consigna de factor de potencia (FP), Potencia reactiva (MVA_r) o señal de tensión requerida a la UTR de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica para su cumplimiento de manera automática, con base en lo determinado en el Manual Regulatorio de Interconexión. Los aerogeneradores y centrales fotovoltaicas se interconectarán al SEN con la última consigna de FP, MVA_r o tensión que tengan registrada en su UTR.</p> <p>ii. El operador Operador del CENACE Cenace podrá comunicarse con el operador Operador de la Central Eléctrica para instruirle una orden de despacho de potencia reactiva por un monto específico y/o tensión de generación o barras, para cumplir con los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos. El operador Operador de la Central Eléctrica informará al operador Operador del CENACE Cenace una vez que la instrucción se haya realizado. En caso de no cumplir con la instrucción por falla en el equipo, el operador Operador de la Central Eléctrica deberá inmediatamente informar al operador que le dio la instrucción y solicitar una Licencia.</p> <p>3.2 Control de Frecuencia</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN	<p>El CENACE Cenace es el responsable del control de frecuencia del SEN y para ello:</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	N OPERATIVA	<p>a. Es responsabilidad de las Centrales Eléctricas la Central Eléctrica poner a disposición del GENACE Cenace el despacho de sus Unidades de Central Eléctrica, manteniendo su disponibilidad para participar en el control de frecuencia de acuerdo al Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.</p> <p>b. Es responsabilidad de los Participantes del Participante del MEM acatar inmediatamente las instrucciones de conexión y desconexión de carga en función de las instrucciones emitidas por el GENACE Cenace para el control de la frecuencia.</p> <p>c. Es responsabilidad de los Transportistas del Transportista y Distribuidores Distribuidor acatar inmediatamente las instrucciones emitidas por el GENACE Cenace para el control de la frecuencia.</p> <p>d. Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, los Transportistas, Distribuidores el Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM deberán informar inmediatamente al GENACE 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 GENACE Cenace.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>3.3 Control de Flujos en el SEN</p> <p>Es responsabilidad de los Centros de Control de los Transportistas, Distribuidores del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM, observar los siguientes lineamientos:</p> <p>a. Es responsabilidad de los Centros de Control de las Unidades de Central Eléctrica, Usuarios Calificados, Transportistas y Distribuidores, entregar al GENACE 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 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. Para el caso de Unidades de Central Eléctrica adicionalmente entregarán sus rampas de incremento/decremento de carga, curvas de capacidad, curvas de arranque en frio frío, tibio y caliente, rampa del Control Automático de Generación (CAG), etc.</p> <p>b. Se mantendrán implementados esquemas de disparos automáticos de generación, los cuales son posicionados con base en los criterios establecidos por el GENACE Cenace, siempre que sea necesario por condiciones operativas preventivas o correctivas para limitar la generación de la Central Eléctrica.</p> <p>c. El GENACE Cenace es responsable de la administración,</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>definición, coordinación de la implementación, modificación, retiro y pruebas de validación de los EAR para control de flujos en el SEN.</p> <p>d. Es responsabilidad del Transportista, Distribuidor o Participantes Participante del MEM la implementación, mantenimiento y disponibilidad de los EAR para control de flujos en el SEN, así como enviar al GENACE Cenace las señales necesarias en tiempo real para la administración del EAR.</p> <p>e. En caso de modificaciones de las condiciones del SEN, el Transportista, Distribuidor e y Participante del MEM efectuarán las adecuaciones necesarias para incorporar nuevos EAR o modificar los actuales, previa solicitud del GENACE Cenace.</p> <p>f. El GENACE Cenace debe:</p> <p>i. Evaluar la seguridad del SEN en tiempo real, identificando las variables eléctricas y eventos que presenten situaciones de riesgo en la operación del mismo.</p> <p>ii. Mantener la integridad del SEN, evitando la ocurrencia de situaciones de riesgo o realizando las acciones necesarias para reducir el impacto de las mismas.</p> <p>iii. Proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo la operación.</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:</p> <p>iv. El GENACE 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>v. El GENACE Cenace deberá supervisar que los elementos y las compuertas de flujo de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM, se encuentren operando dentro de los límites de seguridad establecidos.</p> <p>vi. g. Los Centros de Control de la RNT y las RGD deben supervisar que los equipos dentro de en su ámbito se encuentren operando dentro de sus límites operativos e informar inmediatamente al Cenace cualquier desviación.</p> <p>g-h. El GENACE Cenace podrá solicitar a los Centros de Control de Centrales Eléctricas intermitentes Asíncronas que limiten o ajusten su generación mediante elementos automáticos a un valor establecido para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Confiabilidad. Dicho valor será configurado por medio de un setpoint en EMS del GENACE Cenace que se enviará como consigna de potencia activa (MW) a la UTR de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica, para su cumplimiento.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>Capítulo 4 Instrucciones de Despacho de Centrales Eléctricas Central Eléctrica, Centro de Carga y Recursos de Demanda Controlable y Centros de Carga</p> <p>4.1 Centrales Eléctricas</p> <p>En este capítulo se establece la reglamentación a la que deben sujetarse todas Centrales Eléctricas interconectadas al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso de la Red Eléctrica del SEN.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara el termino correcto</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.1.1 De las Centrales Eléctricas la Central Eléctrica programadas para mantenimiento y despacho</p> <p>a.Los responsables de las Centrales Eléctricas deben coordinar con el CENACE Cenace los programas anuales de mantenimiento, conforme a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>b.Las potencias La Potencia activa y reactiva de las Centrales Eléctricas sincronizadas al SEN, sólo pueden ser modificadas mediante autorización o instrucción del operador del CENACE Cenace.</p>	Obligación	No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.1.2 De los sistemas de regulación y unidades de arranque negro</p> <p>a.A criterio del CENACE Cenace, este llevará a cabo las pruebas de regulación primaria que considere necesarias con o sin aviso previo, con el fin de evaluar y verificar el cumplimiento a los Criterios establecidos en el Código de Red. Todas las Centrales Eléctricas deberán participar en dichas pruebas.</p> <p>Todas las Centrales Eléctricas con una capacidad igual o mayor a 30 MW (Tipo D de acuerdo al Manual Regulatorio de Interconexión) deberán instalar y mantener registradores que permitan verificar su desempeño en regulación primaria y secundaria, si es el caso.</p> <p>b.Los sistemas de gobernanación de velocidad de las Centrales Eléctricas deben tener un ajuste del 5% cumplir con lo establecido en el Manual Regulatorio de Interconexión y demás disposiciones aplicables.</p> <p>c.Las Unidades de Central Eléctrica que dispongan y pongan a disposición del CENACE Cenace el CAG deben operar en los rangos y velocidades de respuesta establecidas en el Manual Regulatorio de Interconexión y demás disposiciones aplicables. El CENACE Cenace apoyará a la CRE en la verificación del cumplimiento al Código de Red.</p> <p>d.(...)</p> <p>e.Las Centrales Eléctricas en las que la operación de sus sistemas de regulación primaria, secundaria, regulador automático de tensión o estabilizador de potencia pongan en riesgo la seguridad, estabilidad o Confiabilidad del SEN, serán desconectadas del Sistema y en Licencia, hasta que se realice la reparación o ajuste de dichos sistemas por el responsable. Lo anterior, deberá ser acompañado del</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se elimina una consideración técnica probablemente restrictiva</p>	No genera costo adicional	

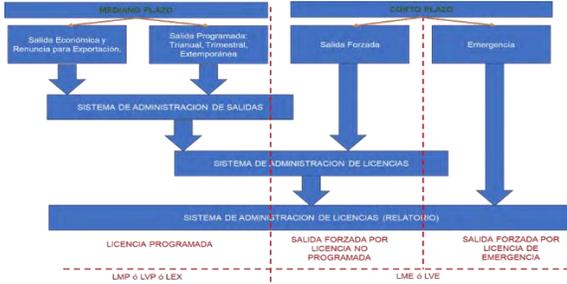
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>reporte técnico que confirme su correcta operación</p> <p>f. El CENACE Cenace debe establecer el requerimiento de capacidad de arranque negro en los lugares donde se tenga capacidad de transmisión Transmisión para interconectar Centrales Eléctricas. Las Centrales Eléctricas de arranque negro deben cumplir los requisitos establecidos en el Código de Red.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.1.3 De las Licencias</p> <p>(...)</p> <p>ii. Se consideran finalizadas una vez concluidos los trabajos y establecidos en la Unidad solicitud de Central Eléctrica sea reconectada al sistema para operación normal y alcance licencia que autorizó el valor de despacho asignado Cenace. En ambos casos, la capacidad disponible es el valor de generación registrado por el medidor correspondiente.</p> <p>iii. En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica por reconectar no sea necesaria para el SEN, se retirará la Licencia en el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se declare disponible y deberá informar con la oportunidad indispensable para evitar arranques innecesarios y que la Unidad de Central Eléctrica permanezca en reserva fría desconectada o la condición que el CENACE Cenace determine.</p> <p>iv. Así mismo, en caso de requerirse pruebas posteriores al mantenimiento establecido en el inciso anterior (ii), el responsable de la Unidad de Central Eléctrica deberá programar una solicitud de licencia en vivo (considerando la anticipación establecida en el Manual de Programación de Salidas) y además realizar la oferta correspondiente en el MEM. Para lo cual el Cenace otorgará una licencia en vivo, la cual será retirada una vez que se concluyan las pruebas y se haya alcanzado la capacidad ofertada en el MEM.</p> <p>b. Las Licencias de generación de prueba aplican para:</p> <p>i. Centrales Eléctricas Unidad de Central Eléctrica con programa de puesta en servicio o prueba de desempeño. En este caso no se considerará capacidad disponible para despacho y se programará la energía como interrumpible.</p> <p>ii. Pruebas de régimen térmico. En este caso, la capacidad disponible será el valor de generación medida registrado por el medidor correspondiente.</p> <p>iii. Prueba al sistema a los sistemas de excitación control de tensión y/o velocidad.</p> <p>iv. Pruebas de verificación de capacidad a criterio del Cenace, éste llevará a cabo las pruebas de verificación de capacidad que considere necesarias con o sin aviso previo, y programadas por las Centrales Eléctricas y sujeta a autorización por parte del Cenace si se tiene condiciones en el Sistema Eléctrico; con la finalidad de evaluar y verificar el cumplimiento a los Criterios establecidos en el Código de</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara sobre la regulación y trámite asociado para Salidas y Licencias.</p> <p>Manual de Programación de Licencias (DOF 13/11/2019) Capítulo 4.2 Licencias</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?ld=8767 y el Manual de Programación de Salidas (DOF 13/11/2017)</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?ld=7363</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Red. Todas las Centrales Eléctricas deberán participar en dichas pruebas, y en caso de no acreditar la prueba se le otorgará la Licencia correspondiente. En el procedimiento operativo de pruebas de verificación de capacidad se establecerán los lineamientos para su registro, evaluación y calificación. Así como también los mecanismos de comunicación hacia la Unidad de Central Eléctrica y sus representantes en el MEM (Generadores). v. Estas Licencias se considerarán finalizadas cuando concluyan las pruebas y la Unidad de Central Eléctrica alcance el valor de despacho asignado.</p> <p>bc. Toda modificación, acción o maniobra estará amparada por una Licencia cuando las causas de la afectación a la capacidad declarada, despachabilidad o a la capacidad de regulación de tensión y frecuencia, así como el funcionamiento del estabilizador de potencia de una Unidad de Central Eléctrica, sean atribuibles a quien pide dicha Licencia. ed. La Unidad de Central Eléctrica debe entregar al CENACE Cenace los límites técnicos de operación de sus unidades conforme la primera sincronización y registrados de acuerdo a los requerimientos del Código de Red. de. Para aquellas Licencias que amparen indisponibilidad programada, al término de dicho periodo conciliado, en caso de continuar la indisponibilidad, se retirará la Licencia programada y se continuará con una Licencia no programada o Licencia de emergencia, según aplique. El CENACE determinará la aplicación del tipo Licencia con base en la información proporcionada por la central.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.1.4 De los procedimientos</p> <p>a. Las Centrales Eléctricas deben La Central Eléctrica debe conocer y aplicar los procedimientos operativos y ante colapso, proporcionados por el CENACE Cenace. b. Todas las Unidades Toda Unidad de Central Eléctrica deben debe apoyar, en la medida de sus posibilidades, con la energía eléctrica para el servicio público y universal, cuando por Caso Fortuito, Fuerza Mayor o ante un Estado Operativo de Emergencia, dicho servicio se vea interrumpido o restringido y únicamente por el lapso que comprenda el caso.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.1.5 De la seguridad y esquemas de protección</p> <p>a. El CENACE Cenace debe operar las Unidades la Unidad de Central Eléctrica interconectadas interconectada al SEN en los rangos de potencia activa y reactiva de acuerdo a sus curvas de capacidad. Los rangos requerimientos mínimos y restricciones operativas se presentan conforme al Código de Red. b. Deberá existir coordinación entre el CENACE Cenace y las Centrales Eléctricas la Central Eléctrica para ajustar sus esquemas de protección por alta y baja frecuencia. c. Con el propósito de conservar la seguridad y Confiabilidad del SEN, cuando se tenga que reemplazar la generación de</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>una Unidad de Central Eléctrica a la que se le presenta una degradación o una salida forzada, el operador Operador de la Unidad de Central Eléctrica debe informar al CENACE Cenace a la brevedad posible, la causa y la duración de la indisponibilidad.</p> <p>d. Debido a situaciones de emergencia de conformidad con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, el CENACE Cenace podrá modificar el despacho de generación de las Centrales Eléctricas así como la reconexión, si esto se requiere, informando posteriormente los motivos correspondientes.</p> <p>e. Por condiciones de seguridad del SEN, el CENACE Cenace podrá solicitar la incorporación de cualquier Central Eléctrica en el esquema de disparo automático de generación.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>4.1.6 De la información operativa</p> <p>a. Las Unidades La Unidad de Central Eléctrica deben debe enviar por telemetría las lecturas horarias e instantáneas que el CENACE Cenace les le haya solicitado de los equipos; así como la capacidad máxima y mínima disponible a condiciones ambientales- climatológicas, conforme el apartado 2.1.3 del Manual de Estados Operativos. Los responsables de las Centrales Eléctricas o de las Unidad El responsable de la Central Eléctrica o de la Unidad de Central Eléctrica están obligados a proporcionar ésta esta información de manera fehaciente y oportuna por los medios idóneos para su recepción.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>4.1.7 De los contratos la documentación técnica y su aplicación</p> <p>El CENACE Cenace debe controlar la operación de las Unidades de Central Eléctrica de acuerdo a lo establecido en los contratos la documentación técnica registrada como Participante del Mercado.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Las obligaciones que adquiere un participante del mercado se rigen por los Manuales del Mercado.</p> <p>Por mencionar algunos, el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) Anexo IV</p> <p>Así como las contraídas a firmar cualesquiera de los modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado.</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	4.1.8 De las transacciones internacionales a. De acuerdo al estado operativo Estado Operativo en el que se encuentre el SEN, el CENACE Cenace podrá autorizar, restringir o solicitar transacciones con los enlaces internacionales.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Simplificación	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	4.1.9 Otras a. Es responsabilidad de las Unidades de Central Eléctrica informar al CENACE de las obras de modernización y/o ampliación de sus instalaciones que afecten de forma directa o indirecta la disponibilidad total o parcial de sus Unidades de Central Eléctrica. b. Es responsabilidad de las Unidades de Central Eléctrica atender puntualmente los lineamientos y plazos establecidos en las Bases del MEM con respecto al Retiro de las Unidades de Central Eléctrica. c. Es responsabilidad de las Unidades de Central Eléctrica informar al CENACE todas aquellas actividades en sus instalaciones que puedan afectar el funcionamiento y disponibilidad de los EMS y Sistemas de Comunicación del CENACE. Por tanto, dichos trabajos deberán estar invariablemente amparados por una Licencia.		Se eliminan por simplificación y evitar se genere incertidumbre.	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	4.2 Instrucciones de Despacho y Generación a. El CENACE Cenace debe recibir las ofertas de capacidades declaradas para la prestación del servicio público y universal por parte de las Unidades de Central Eléctrica, quien quienes están obligadas a proporcionarlas. b. Por medio del Sistema de Información del Mercado, en Tiempo Real se realizan los ajustes pertinentes a los programas de generación debido a cambios en disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, cambios en la demanda pronosticada, cambios en los pronósticos de generación intermitente, Licencias de emergencia en la RNT y las RGD. De acuerdo a este sistema se instruye por medios electrónicos y/o vía voz el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación de las Unidades de Central Eléctrica del SEN. c. No estará sujeta a despacho la generación nuclear, geotérmica, recursos de generación intermitente, recursos de generación no despachables y la proveniente de los Contratos legados Legados de autoabastecedores, cogeneradores y pequeña producción. En el caso de los Contratos legados Legados, estarán obligados a informar al CENACE Cenace de sus pronósticos de generación con la frecuencia y calidad necesaria para operar en forma segura el SEN y de acuerdo a como se establece en el Manual de Pronósticos de las Disposiciones Operativas del MEM. d. El CENACE Cenace efectuará el despacho de energía, respetando los valores de generación hidráulica que hayan resultado de los estudios de planeación, de la operación a mediano y corto plazo, y gastos de agua programados por la Comisión Nacional del Agua, manteniendo en todo momento márgenes de reserva energética en los embalses. En caso	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>de existir aportaciones extraordinarias en los embalses el CENACE Cenace podrá modificar la generación hidráulica.</p> <p>e.El despacho debe llevarse a cabo tomando en consideración, entre otros: la estimación de la demanda, las restricciones de red, la disponibilidad hidráulica, las restricciones operativas de todas las Unidades de Central Eléctrica, los Recursos de Demanda Controlable, convenios de importación y exportación y precios ofertados por todas las Unidades de Central Eléctrica.</p> <p>f. Se deben respetar en todo momento las restricciones del SEN.</p> <p>g. Cualquier Unidad de Central Eléctrica puede sincronizarse al SEN sólo con la autorización del operador del CENACE Cenace.</p> <p>h.El operador de una Unidad de Central Eléctrica únicamente puede modificar la generación por instrucciones instrucción del CENACE Cenace a través del Sistema de Información del Mercado de tiempo real e y/o vía voz del personal operativo del Cenace o ante una emergencia de la Central Eléctrica.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>4.3 Instrucciones de Despacho de Carga</p> <p>a. Es responsabilidad de los RDC Recursos de Demanda Controlable, cumplir las instrucciones de reducción de carga solicitadas por CENACE, de acuerdo a los contratos establecidos Cenace.</p> <p>b. Los RDC deberán configurar Ante la necesidad de modificación de la lógica o actualizar criterios de los Esquemas de Acción Remedial de acuerdo a las lógicas y criterios definidos establecidas por el CENACE Cenace, los Recursos de Demanda Controlable deberán realizar lo necesario para dar atención inmediata.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara que es una disposición operativa inmediata (instrucciones de despacho)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>Capítulo 5 Administración de Licencias</p> <p>5.1 Licencias</p> <p>5.1.1 Resumen</p> <p>En este capítulo se definen los lineamientos a seguir por el personal involucrado en los procesos de solicitud, autorización, concesión y retiro de Licencias, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN.</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 observar el Cenace para la programación de Salidas de mediano plazo y el otorgamiento de Licencias en</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>el corto plazo para los Elementos y sus Equipos Asociados de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores.</p> <p>Los trámites que se manejan en el Manual de Programación de Salidas son los siguientes: Solicitud de Salida (Mediano Plazo) Solicitud de Licencia (Corto Plazo)</p>  <p>Figura 5.1.1 Trazabilidad de la correlación de Salidas con Licencias</p> <p>La programación de Solicitudes de Licencia proviene desde el mediano plazo con su trámite respectivo, el cual consiste en tener autorizada la Solicitud de Salida en el Sistema de Administración de Salidas, una vez autorizadas, se registrarán en el Sistema de Administración de Licencias como una Solicitud de Licencia, la cual se convertirá en una Licencia si cumple los lineamientos requeridos por el Cenace en tiempo, forma y condiciones del SEN.</p> <p>Las Licencias se clasifican en vivo o en muerto, si el Elemento está energizado o no, respectivamente, y podrán ser Programadas, No Programadas y de Emergencia.</p> <p>En el otorgamiento de las Licencias el CENACE Cenace propondrá, previo análisis técnico y económico, el día y la hora más conveniente para su realización. El CENACE Cenace debe dar prioridad a la autorización de Licencias que se encuentren formalizadas en los programas trianuales Programas Trianuales de Licencias Solicitudes de Salidas y validadas en los programas mensuales Programas Trimestrales de revisión, de acuerdo a la información suministrada conforme al Manual Regulatorio de Programación 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 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</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>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>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>5.1.2 De cuando cuándo solicitar Licencias y en qué equipo</p> <p>a. Los trabajos de puesta en servicio, de mantenimiento, reparación, modificaciones, reconfiguración, ampliaciones, modernización y otras actividades necesarias en los Elementos y sus Equipos Asociados, a fin de mantener su disponibilidad y Confiabilidad para el correcto funcionamiento de los elementos del SEN, deben deberán coordinarse a través de Licencias, a fin de las cuales, deberán programarse de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas, con el fin de adecuar de la mejor forma la Disponibilidad de los elementos del SEN generación, transmisión y transformación para mantener dichos elementos dentro de los límites operativos en todo momento.</p> <p>(...)</p> <p>d. Las Licencias se clasifican en vivo o en muerto y podrán ser programadas y de emergencia.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>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 Cenace debe coordinar a los diferentes Transportistas, Distribuidores y Participantes operativamente al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para lograr que la libranza del equipo se aproveche con la mayor cantidad de trabajos posibles. Asimismo, conforme a lo estipulado en el 5.4 de este Manual Regulatorio. Así mismo, para los casos de Licencias sobre elementos comunes entre Centros de Control, el nivel superior debe realizar la coordinación necesaria.</p> <p>Para instalaciones de Transportistas y Distribuidores, sus Centros de Control respectivos deben realizar la coordinación de sus diferentes procesos en sus instalaciones.</p> <p>5.1.4 De las Licencias programadas</p> <p>a. Las Licencias programadas y coordinadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas, deben solicitarse al CENACE con una anticipación adecuada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar. Con base en lo anterior, las</p> <p>La coordinación administrativa para trabajos en elementos frontera, entre Centros de Control, deberá coordinarla el</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Centro de Control responsable de la solicitud de Licencia, por ejemplo, Gestión de personal de apoyo para realizar maniobras o alguna maniobra o trabajo en particular.</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>5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia</p> <p>a. Las Solicitudes de Salida y de Licencia deben realizarse con la anticipación establecida en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas, para que el CENACE 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>Los Transportistas, Distribuidores y Participantes Transportista, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de organizar y realizar un filtrado preliminar del total de sus solicitudes Solicitudes de libranza Salida y Licencia, con base en los criterios aprobados para su trámite ante el CENACE Cenace de acuerdo al Procedimiento para Administración de Licencias maximizando el aprovechamiento de las solicitudes de su ámbito.</p> <p>b. Las Licencias Programadas y No Programadas para elementos del SEN que impliquen maniobras complicadas o que puedan alterar apreciablemente la integridad del SEN a criterio del Cenace, deberán acompañarse de un “análisis técnico documentado”, donde se detallen los trabajos a realizar y las condiciones operativas especiales o específicas requeridas. En caso de considerarse necesario, se llevará a cabo una reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados. Dicha información deberá ser entregada por el solicitante con la antelación requerida por el Cenace y no debiendo ser menor a cuatro días hábiles previos a la ejecución de los trabajos.</p> <p>El CENACE 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>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>c. Los Elementos y sus Equipos Asociados que han sido entregados a operación comercial por los Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor podrán presentar cualquiera de los siguientes estatus:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En servicio. el equipo se encuentra en funcionamiento en el SEN; • Disponible. el equipo se encuentra listo para entrar en servicio en cualquier momento; o, • En Licencia. el Equipo no se encuentra disponible, por lo que se pueden realizar trabajos o Maniobras en el mismo. <p>El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Salidas que impliquen afectación de la función de los Elementos del SEN: <ul style="list-style-type: none"> - Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica - Centros de Carga - Líneas de transmisión - Elementos de transformación de la RNT y de la RGD que pertenecen al MEM - Buses - Elementos de compensación de potencia reactiva (Capacitores, Reactores, Compensadores Estáticos de VAR's, Condensadores síncronos etc). • Para los casos en que se solicite un Equipo asociado el cual implique afectar la función principal del elemento, la entidad responsable de los trabajos deberá programar el elemento al que se afecta su función, o para el caso en que aplique coordinarse con el responsable del elemento al que se afecta la función, especificando que los trabajos son en el equipo asociado. • Pruebas y puesta en servicio de nuevas instalaciones o modernizaciones. • Trabajos que impliquen el bloqueo de Esquemas de Protección, Esquemas de Acción Remedial (EAR) o de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). • Los trabajos en equipos asociados que no afecten la función de un Elemento podrán programarse directamente en periodo de corto plazo. <p>d. Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador esté en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la Ley.</p> <p>Para los casos en el que el suministro se interrumpa a solicitud del propio usuario, derivado de trabajos en sus instalaciones, el Suministrador es el responsable de gestionar lo necesario, coordinarse con las entidades involucradas y programar la o las solicitudes de licencia ante</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>el Cenace en los tiempos establecidos en el presente manual. Si dichas actividades involucran interrupción a usuarios finales a cargo de algún otro suministrador, se deberán de coordinar entre los suministradores para los avisos correspondientes.</p> <p>Invariablemente para los casos en que se afecte el Suministro, se deberá enviar al Cenace la evidencia de la notificación realizada en tiempo a los Usuarios Finales afectados.</p> <p>Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a servicios de TIC como aplicaciones del MEM, Esquemas de Acción Remedial, comunicación de voz y datos entre otros, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador de TIC's esté en condiciones de avisar a los Usuarios afectados en sus servicios de TIC's.</p> <p>e. Para el caso especial de la puesta en servicio de nuevas instalaciones o equipos, las pruebas que requieran energización se llevarán a cabo mediante Licencias. Por lo que el responsable de los equipos programará las solicitudes de Salida o de Licencia correspondientes.</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>f. Las Solicitudes de Licencias deberán estar aprobadas en el Programa Trimestral Integrado de Salidas y solicitarse con una anticipación mínima de 4 días hábiles previos al día de la realización de los trabajos. Cuando se considere necesario, se realizará reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados.</p> <p>g. Se deberá informar del tiempo requerido y del plan de restitución a condiciones normales. Estas Licencias deben ser autorizadas por el Cenace y planteadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>bh. Las Licencias en Unidades de Central Eléctrica y elementos de la red troncal de 400 y 230 kV, así como de aquellos elementos que impliquen maniobras complicadas o que puedan alterar apreciablemente la integridad del SEN, deberán solicitarse con una anticipación mínima de 4 días hábiles previos al día de la realización de los trabajos y ser acompañadas de un análisis técnico documentado donde se expliquen detalladamente los trabajos a realizar y las condiciones operativas especiales o específicas requeridas, y cuando sea necesario, una reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados. Se deberá</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>informar del tiempo requerido y del plan de restitución a condiciones normales. Estas Licencias deben ser autorizadas por el CENACE y planteadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>g. Si la Licencia ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la solicitud debe hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 120 horas, para estar en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la LIE.</p> <p>d Para el caso especial de la puesta en servicio de nuevas instalaciones o equipos, las pruebas que requieran energización se llevarán a cabo mediante Licencias.</p> <p>e.-i. En todas las solicitudes de Licencia, el solicitante deberá ser personal designado por el Centro de Control al que pertenece la instalación y autorizado para tomar Licencias por parte de la máxima autoridad del centro de trabajo. El solicitante deberá proporcionar los siguientes datos:</p> <p>j. El solicitante deberá proporcionar los siguientes datos:</p> <p>i. Nombre y clave de identificación del solicitante. ii. Estación Subestación Eléctrica e identificación clara y precisa del equipo en que se solicita Licencia. iii. Fecha y hora de inicio y terminación de la Licencia. iv. Breve descripción del trabajo que se efectuará. Si es complicado, se proporcionará un plano o croquis de detalle. v. Datos complementarios como: si la Licencia afecta otros equipos, si se disminuye la capacidad de la estación Subestación Eléctrica, si se causará interrupción a los Usuarios Finales, etc.</p> <p>5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias</p> <p>a. El personal autorizado para tomar Licencias debe cumplir los siguientes requisitos:</p> <p>i. Acreditación en el curso del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. ii. Acreditación de conocimientos de Subestaciones Eléctricas, equipos y maniobras, sobre los que se le otorgue la autorización. iii. Solicitud oficial de registro del personal responsable del centro de trabajo dirigida al Cenace, anexando comprobante de la acreditación del punto anterior.</p> <p>a.-b. Las Licencias serán concedidas sólo al personal autorizado. Para este fin, los Centros de Control de los Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor y Participantes de Participante del MEM mantendrán actualizado el Anexo 1 de este manual Manual Regulatorio. Si existiera algún cambio (alta o baja), el contenido del Anexo 1 deberá ser actualizado e informar al CENACE Cenace de dicho cambio.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.6 De la resolución a las solicitudes</p> <p>a. Una vez que se haya analizado la factibilidad de la solicitud de Licencia y se haya decidido si se autoriza o no la misma, el GENACE Cenace procederá de la forma siguiente:</p> <p>i. Informar al solicitante a través del Centro de Control y/o personal respectivo si se autorizó o no la solicitud.</p> <p>ii. Si la solicitud de Licencia fue autorizada, se definirán las acciones a efectuar y las condiciones de generación y transmisión Transmisión requeridas para la concesión de la Licencia y esta información se reflejarán en el MDA Mercado de un Día en Adelanto.</p> <p>iii. Informar a los Centro de Control, y a las Unidades de Central Eléctrica y demás partes involucradas en las maniobras.</p> <p>iv. Informar al nivel operativo superior y/o inferior en caso de ser necesario.</p> <p>v. El Cenace dará su resolución a las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.7 De la cancelación de Licencias y de sus trabajos</p> <p>a. El solicitante o el GENACE Cenace podrán cancelar Licencias programadas sólo por causas de Fuerza Mayor comprobadas, de conformidad con el 5.1.8 del Manual de Programación de Salidas. Así, cuando las condiciones de seguridad del SEN lo requieran, se podrán cancelar las Licencias programadas y éstas estas se reprogramarán para una hora o fecha posterior de acuerdo a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>También, por condiciones de seguridad confiabilidad, se podrán cancelar Licencias que se encuentren en ejecución; el GENACE Cenace informará justificadamente de esta condición al poseedor de la Licencia a través del Centro de Control a fin de que se suspendan los trabajos motivo de la misma, de conformidad con el Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p> <p>b. Los trabajos y/o maniobras, bajo condiciones normales de operación que se estén realizando en algún equipo del SEN y que representen riesgo para la operación de éste este, deben suspenderse en horas de demanda máxima del sistema eléctrico SEN y continuarse después, previo acuerdo con el GENACE previa autorización del Cenace.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.8 De las Licencias de Emergencia</p> <p>a. Las Licencias de emergencia Emergencia se otorgarán de inmediato y el solicitante será responsable de la decisión tomada al respecto, por lo que deberá demostrar de forma fehaciente que la situación atendida fue realmente una emergencia Emergencia, si así se le requiere.</p> <p>En ningún caso deberá forzarse la concesión de una</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y</i></p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Licencia argumentando tratarse de una emergencia Emergencia. Las emergencias Emergencias por ser imprevisibles, deben atenderse en el momento que se presenten.</p> <p>b. Se considerará también como Licencia de emergencia Emergencia las salidas forzadas, de acuerdo a lo establecido en las Bases del MEM.</p> <p>c. Si en el transcurso de un mantenimiento normal bajo Licencia, se detecta una condición anómala y peligrosa para la operación del equipo, deberá darse aviso al CENACE Cenace a través del Centro de Control respectivo para continuarla como Licencia de emergencia Emergencia, al concluirse el tiempo programado.</p> <p>d. Ante la incorrecta operación de un equipo o duda de su correcto funcionamiento, éste deberá se analizará si este debe ser retirado de servicio hasta que el responsable del mismo lo reemplace o indique que se ha corregido el desperfecto. En estos casos se deberá conceder una Licencia de emergencia Emergencia al equipo.</p> <p>e. Si la persona que tiene vigente una Licencia programada Programada prevé que los trabajos para los que solicitó la misma no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad al Cenace por medio del Centro de Control correspondiente para que una vez concluido el plazo de su Licencia programada, le Programada, se otorgue una Licencia de Emergencia para concluir los trabajos, justificando la causa, presentando un informe con el avance de los trabajos y el plan para la conclusión de los mismos.</p>		<p><i>Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>5.1.9 De la concesión de Licencias</p> <p>a. Las Licencias serán solicitadas de acuerdo al Procedimiento de Administración de Licencias Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, por el personal responsable de las mismas, teniendo éste la obligación de:</p> <p>(...)</p> <p>iii. Contar con equipo de comunicación adecuado y mantenerlo en operación durante el desarrollo de los trabajos. Una vez entablada la comunicación del Operador de un Centro de Control y el Cenace, para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia, se deberán iniciar las maniobras a la brevedad, y en caso de no poder iniciarlas se deberá informar al solicitante las causas por las cuales no es posible y el tiempo estimado para iniciarlas.</p> <p>En caso que no haya comunicación directa entre el responsable de la Licencia y el operador Operador del Centro de Control, las solicitudes y entregas de Licencias se podrán hacer a través de los operadores de estación Operadores de la Subestación Eléctrica.</p> <p>b. El solicitante se comunicará con el Operador del Cenace, Transportista o Distribuidor para llevar a</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia y una vez enablada la comunicación no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.</p> <p>c. Al conceder la Licencia al solicitante, el operador Operador del Centro de Control debe expresarse clara y concisamente, identificando por su nomenclatura y con precisión el equipo de que se trate, definiendo la duración y número de Licencia, y haciendo las observaciones que juzgue oportunas para evitar cualquier error, así como advertirle al solicitante que tome todas las precauciones pertinentes a su alcance.</p> <p>De igual forma, el solicitante al que se conceda la Licencia repetirá los datos del párrafo anterior y verificará las observaciones y precauciones indicadas por el operador Operador del Centro de Control.</p> <p>d. En el caso de Licencias en vivo es indispensable la comunicación, por lo que éstas estas no se gestionarán si no existe un medio para comunicarse con el personal de campo.</p> <p>e. El Operador del Centro de Control deberá registrar en el Sistema de Información de la Operación, el horario en que recibe la solicitud de licencia y el horario en que esta es otorgada.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Distribuidor y Participante del MEM</p> <p>(...)</p> <p>d. Cuando se entregue en Licencia el mismo equipo a varios trabajadores, el operador 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>e. Sólo el trabajador a quien le fue concedida la Licencia puede regresarla. En caso de emergencia, por accidente, vacaciones, u otro motivo o cuando al trabajador a quien le fue concedida la Licencia no le sea posible continuar con ésta esta, su jefe o el trabajador que él designe y que tenga autorización para hacerlo debe tomarla, previo acuerdo con el operador Operador del Centro de Control, haciéndose totalmente responsable de ella. Asimismo, en el caso de trabajadores de turnos continuos, el responsable de la Licencia podrá transferirla al trabajador que ocupe su puesto, siempre y cuando éste este último esté autorizado para hacerlo e informando de lo anterior al operador Operador del Centro de Control.</p> <p>f. Los responsables de los equipos en Licencia por más de</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>un mes calendario, deberán presentar un reporte al CENACE Cenace indicando el programa de avance de los trabajos en dicho equipo; este programa deberá ser actualizado al menos una vez cada mes.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACI N OPERATIVA</p>	<p>4.2 Instrucciones de Despacho y Generación</p> <p>a.El CENACE Cenace debe recibir las ofertas de capacidades declaradas para la prestación del servicio público y universal por parte de las Unidades de Central Eléctrica, quien quienes están obligadas a proporcionarlas.</p> <p>b.Por medio del Sistema de Información del Mercado, en Tiempo Real se realizan los ajustes pertinentes a los programas de generación debido a cambios en disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, cambios en la demanda pronosticada, cambios en los pronósticos de generación intermitente, Licencias de emergencia en la RNT y las RGD. De acuerdo a este sistema se instruye por medios electrónicos y/o vía voz el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación de las Unidades de Central Eléctrica del SEN.</p> <p>c.No estará sujeta a despacho la generación nuclear, geotérmica, recursos de generación intermitente, recursos de generación no despachables y la proveniente de los Contratos legados Legados de autoabastecedores, cogeneradores y pequeña producción. En el caso de los Contratos legados Legados, estarán obligados a informar al CENACE Cenace de sus pronósticos de generación con la frecuencia y calidad necesaria para operar en forma segura el SEN y de acuerdo a como se establece en el Manual de Pronósticos de las Disposiciones Operativas del MEM.</p> <p>d.El CENACE Cenace efectuará el despacho de energía, respetando los valores de generación hidráulica que hayan resultado de los estudios de planeación, de la operación a mediano y corto plazo, y gastos de agua programados por la Comisión Nacional del Agua, manteniendo en todo momento márgenes de reserva energética en los embalses. En caso de existir aportaciones extraordinarias en los embalses el CENACE Cenace podrá modificar la generación hidráulica.</p> <p>e.El despacho debe llevarse a cabo tomando en consideración, entre otros: la estimación de la demanda, las restricciones de red, la disponibilidad hidráulica, las restricciones operativas de todas las Unidades de Central Eléctrica, los Recursos de Demanda Controlable, convenios de importación y exportación y precios ofertados por todas las Unidades de Central Eléctrica.</p> <p>f. Se deben respetar en todo momento las restricciones del SEN.</p> <p>g.Cualquier Unidad de Central Eléctrica puede sincronizarse al SEN sólo con la autorización del operador del CENACE Cenace.</p> <p>h.El operador de una Unidad de Central Eléctrica únicamente puede modificar la generación por instrucciones instrucción del CENACE Cenace a través del Sistema de Información del Mercado de tiempo real e y/o vía voz del personal operativo del Cenace o ante una emergencia de la</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		Central Eléctrica.				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.11 De las maniobras para Licencia</p> <p>a. Los Centros de control Control del Transportista, Distribuidores y Participantes Distribuidor y Participante del MEM, deberán contar con un “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos” bajo su responsabilidad, sobre los que realizan el control físico (Catálogo de Maniobras), mismo que deberá contener lo siguiente:</p> <p>i. Título del elemento eléctrico a librar;</p> <p>ii. Maniobra Maniobras para dejar fuera de servicio el elemento;</p> <p>iii. Maniobra Maniobras para normalizar y dejar en servicio el elemento, y</p> <p>iv. Maniobras de seguridad que realice el personal para garantizar la integridad del responsable de la Licencia, así como del personal que participe en la misma.</p> <p>iv. Maniobras especiales que puedan tener.</p> <p>El Catálogo de maniobras Maniobras deberá ser elaborado y mantenerse actualizado y revisado por los Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor, y cualquier participante Participante 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 Cenace.</p> <p>b. Los operadores de los Centros de Control del CENACE Cenace serán responsables de la supervisión y coordinación operativa. Los operadores Operadores del Transportista, Distribuidores y cualquier participante 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, con base en los Catálogos de Maniobras para libranza y normalización de los elementos o equipos asociados bajo su responsabilidad. Dichos catálogos de maniobras definidos y a los criterios y lineamientos de seguridad y Confiabilidad del SEN establecidos por el CENACE deberán ser actualizados y enviados al Cenace por medio del Centro de Control responsable del mismo. La actualización deberá realizarse cada vez que se instale un nuevo Equipo o Elemento, o al menos una vez al año.</p> <p>c. Si la Licencia solicitada es en muerto, previo a la concesión de la misma, se libraré el equipo, para lo cual el operador del CENACE autorizará la ejecución de maniobras a los operadores de los Centros de control el Operador del Cenace, concederá una Licencia al Operador del Centro de Control de del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM, Previo al inicio de la maniobra, el operador del Transportista, Distribuidor y Participantes del MEM, solicitará autorización al CENACE Cenace para la ejecución de las maniobras definidas en su catálogo.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>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>Editorial Redacción</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>5.1.12 De las tarjetas auxiliares</p> <p>a.Cuando se trate de Licencias en muerto, el operador Operador del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM o el poseedor de la Licencia, deberá colocar tarjetas auxiliares rojas en los manuales 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 manuales, se realizará 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.</p> <p>En forma similar, cuando se trate de Licencias en vivo y se disponga de personal en la estación Subestación Eléctrica se colocará una tarjeta auxiliar amarilla en el maneral del control del interruptor del circuito o línea bajo Licencia. Cuando la línea o circuito cuente con recierre, éste este se bloqueará previamente a la concesión de la Licencia y se colocará una tarjeta auxiliar amarilla tanto en el maneral del control del interruptor correspondiente, como en su recierre y cuando no se disponga de manuales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de Control control de datos.</p> <p>Para las Licencias en vivo o en muerto que correspondan a estaciones Subestaciones Eléctricas telecontroladas, se colocarán etiquetas en los desplegados de su Sistema de Información Remoto, tanto en el interruptor o restaurador correspondiente o, como en el relevador de recierre que se bloqueó, si esto último aplica.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo</p> <p>a.Si durante la ejecución de un trabajo en vivo se llegase a disparar el interruptor del equipo bajo Licencia, el operador Operador del Centro de Control del Transportista, Distribuidor y/o participante 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. En ningún caso se deberá cerrar el interruptor hasta tener comunicación con el responsable de la Licencia, informando de la condición al GENACE Cenace. En caso de poderse energizar el equipo,</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara y precisa la actividad para el Distribuidor.</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		se debe coordinar con el CENACE Cenace para restablecer de acuerdo a sus instrucciones y/o aplicación de procedimientos operativos acordados. Para el caso del Centro de Control del Distribuidor, previo a la realización de la prueba en el circuito disparado, deberá coordinarse con el Participante del MEM confirmando condiciones para realizar la prueba, una vez energizado el circuito le informará al Participante del MEM que ya cuenta con potencial para poder sincronizarse al SEN.				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.1.14 De la devolución Del retiro de Licencias y puesta en servicio del equipo</p> <p>a. Las Licencias hacia Personal de Campo serán retiradas tan pronto se concluyan todos los trabajos y las pruebas que el caso requiera, con la finalidad de que los equipos queden disponibles a operación. Para Unidades de Central Eléctrica, aplica lo establecido en el Capítulo 4.</p> <p>b. Al término Previo al retiro de una Licencia, el equipo será normalizado poniéndolo pondrá en servicio en presencia del ejecutor del trabajo o dejándolo en disponibilidad. Para Unidades de Central Eléctrica aplica lo establecido en el Capítulo 4.</p> <p>(c. ...)</p> <p>d. La devolución El retiro de la Licencia se hará en forma clara y concisa indicando:</p> <p>(...)</p> <p>e. Una vez retirada la Licencia terminado los trabajos se procederá a la ejecución de las maniobras de normalización de los elementos que estuvieron bajo Licencia de acuerdo al Procedimiento de para Administración de Licencias. Para Unidades de Central Eléctrica, aplica lo establecido en el Capítulo 4.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.2 Maniobras</p> <p>5.2.1 Resumen</p> <p>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, Distribuidores Distribuidor y Participantes Participante del MEM, en cualquier estado operativo Estado Operativo en el que se encuentre el SEN.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.2.2 De información disponible en subestaciones Subestaciones y Centros de Control del Transportista, Distribuidores o Participantes Distribuidor o Participante del MEM.</p> <p>Las instalaciones deberán tener a la vista y actualizados: el diagrama unifilar con nomenclatura oficial, diagrama de protecciones, manual de operación, Catálogo de maniobras</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		Maniobras y un directorio donde se especifiquen los números telefónicos para casos de Emergencia.				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	5.2.3 De quién debe efectuar las maniobras Las maniobras se deben de realizar por personal designado y autorizado, tanto el que las ejecuta como el que las ordena. Los operadores del CENACE Cenace son los responsables de la Supervisión y coordinación operativa de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM. Los operadores Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidores Distribuidor y/o Participantes 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 (alarmas no incorporadas a los Centros de Control del CENACE Cenace).	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	5.2.4 De la coordinación de maniobras En las maniobras en que intervengan dos o más Centros de Control, para la RNT el nivel operativo superior los coordinará y para la las RGD se coordinaran coordinarán entre los Centros de Control del mismo nivel operativo.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	5.2.5 De la ejecución de maniobras a.Las maniobras deberán transmitirse de manera forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura oficial y ejecutarse en la secuencia indicada en el Catálogo de Maniobras y dictada por instrucción verbal, electrónica o por voz cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación. Las maniobras deberán transmitirse por canal de comunicación de voz de conformidad con lo establecido en el Manual de TIC, en forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura y ejecutarse en la secuencia indicada en el catálogo Catálogo de maniobras Maniobras y dictada por instrucción verbal, electrónica o cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el operador Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación. b.Cuando se observen errores en la secuencia de las maniobras dictadas o listadas en los catálogos Catálogos de maniobras Maniobras , el personal que recibe las órdenes tiene la obligación de hacer notar al operador Operador que las dictó, la secuencia correcta de las mismas. c.Las maniobras deberán ejecutarse cuando no existan dudas y en caso de que se presenten o cuando se considere que las órdenes no fueron entendidas, éstas estas deberán aclararse antes de efectuar cualquier maniobra. Si persisten las dudas, los operadores Operadores deben suspender toda orden relacionada con la maniobra en cuestión, hasta que queden aclaradas.	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclara con el término Catálogo de Maniobras, obligación que se encuentra en el Manual de Programación de Salidas (DOF/13/11/2017) y el requerimiento técnico de comunicación en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>d. Si durante la ejecución de las maniobras el operador Operador de estación Subestación Eléctrica observa alguna condición anormal, éste debe comunicársela al operador Operador del centro del control Centro de Control correspondiente. Si la condición fuera de peligro inmediato, debe el operador de estación Operador de la Subestación Eléctrica considerar el caso como de Emergencia.</p> <p>e. Una vez ejecutadas todas las maniobras, el operador de estación Operador de la Subestación Eléctrica debe informar al operador del Centro de Control correspondiente y anotar en el Sistema de Información de la Operación, la hora de su ejecución, y este a su vez la hora de finalización al Cenace.</p> <p>f. Cuando el operador del Centro de Control considere que las maniobras son muy complicadas, deberán ser coordinadas entre los involucrados y tendrá la autoridad para ordenar la ejecución paso a paso.</p> <p>gf. En todas las subestaciones Subestaciones Eléctricas controladas, las maniobras en interruptores y/o bloqueos al otorgar y devolver retirar Licencias, se deberán de realizar preferentemente por medio del sistema de adquisición de datos y telemando. En caso de que se encuentre personal en la instalación, éste este debe de verificar el cambio de estado del equipo.</p> <p>hg. Para que un equipo quede librado, el operador Operador del Centro de Control o el personal de campo solicitante de la Licencia debe asegurarse de que éste este no pueda volver a energizarse. Por lo que deberán desconectar alimentación a bobinas de cierre, cerrar válvulas de la tubería de aire, bloquear mecanismos o alguna otra acción que evite la operación de interruptores y cuchillas. Los interruptores de equipo blindado deberán desacoplarse. Invariablemente el operador Operador de estación la Subestación Eléctrica o personal de campo solicitante de la Licencia debe tener la seguridad, por la parte que le corresponde, de que el equipo no tiene peligro de llegar a quedar energizado, así como poner a tierra las partes donde el procedimiento de trabajo así lo requiere, y deberá informar al Operador del Centro de Control correspondiente.</p> <p>ih. Cuando se libre un equipo, el operador Operador de estación Subestación Eléctrica deberá tomar las medidas necesarias para que no ocurran operaciones erróneas en el equipo relacionado con la Licencia que puedan ocasionar daños al personal, al equipo o algún Disturbio, como ejemplo: bloquear la protección diferencial al librar el interruptor de un banco de transformadores sin transferencia de protecciones, bloquear la protección Buehholtz Buchholz de un transformador que se saque de servicio, bloqueo de transferencias automáticas, automatismos de red o algún otro tipo de bloqueo.</p> <p>ji. En todo elemento o equipo que esté bajo Licencia, se deberán colocar tarjetas auxiliares en los manuales y conmutadores que hayan intervenido en la maniobra. Así mismo Asimismo, los Centros de Control deberán etiquetar</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>e inhabilitar los mandos de control del EMS.</p> <p>kj. El personal que ejecute las maniobras en las instalaciones, deberá de cumplir con las normas de seguridad vigentes.</p> <p>lk. Antes de efectuar cualquier maniobra en las instalaciones, se deberá verificar que el equipo que se va a accionar sea el correspondiente a la nomenclatura del equipo que fue indicado en la relación de pasos para el libramiento del elemento o del equipo la libranza o normalización del Elemento o Equipo.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA</p>	<p>5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia</p> <p>a. El operador Operador del Centro de Control del CENACE Cenace es el único que podrá autorizar la ejecución de maniobras, coordinando a los operadores Operadores del Transportista, Distribuidores Distribuidor o Participantes 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 Operadores del Transportista, Distribuidor o Participantes Participante del MEM y del control supervisorio, aplicando los Criterios de Confiabilidad y seguridad operativa del SEN.</p> <p>b. Al dispararse un interruptor, el operador Operador de estación Subestación Eléctrica tomará nota de la hora y relevadores que operaron, reconocerá las banderas indicadoras y se comunicará de inmediato con el operador Operador del Centro de Control correspondiente, a excepción de los casos en que se tenga un procedimiento expedido al respecto. En el caso que no se tenga comunicación con el nivel operativo superior, actuará de acuerdo con el procedimiento establecido para tal fin.</p> <p>c. En el caso de presentarse situaciones de Emergencia, en donde se requiera realizar maniobras complicadas, el operador Operador se apegará a los procedimientos y lineamientos establecidos. En caso de que se requiera realizar maniobras que no estén dentro del procedimiento, actuará de acuerdo a su criterio y posteriormente informará de la situación que prevalece.</p> <p>d. En condiciones de emergencia Emergencia del SEN, el CENACE Cenace es el único que podrá coordinar la desconexión y la reconexión de carga, por medio de los operadores Operadores de los Centros de Control.</p> <p>e. Ante condiciones de emergencia Emergencia por baja Reserva Operativa en el SEN, éstas estas se atenderán conforme a las directivas para cada nivel de reserva indicado en el Código de Red.</p> <p>f. Ante condiciones de emergencia Emergencia en la red de gasoductos nacionales, el CENACE se coordinará con CENAGAS establecerá comunicación directa con el CENACE para informar la situación y coordinar realizar las acciones que minimicen los impactos a la generación Generación.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>g. Cuando la una protección diferencial, Buchholz u otro tipo de protecciones tan importantes como éstas operen a través de opere un relevador de reposición manual desconectando el equipo que protege, el operador Operador de estación Subestación Eléctrica no debe reconectarlo bajo ninguna circunstancia, y avisará inmediatamente al operador Operador del Centro de Control correspondiente y al responsable del equipo, dando información completa. En general, la energización del equipo deberá hacerse con la autorización del responsable del mismo. En caso de no estar identificada la causa del disparo, para la energización del equipo será necesaria la realización de pruebas eléctricas, a efecto de verificar que el equipo se encuentre en condiciones de energizarse. Si el equipo es diagnosticado con daño, el responsable deberá informar de inmediato al Operador en turno, quien otorgará la Licencia correspondiente y determinará las acciones a seguir en apego al 6.2 de este Manual Regulatorio.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.3 Manual de Programación de salidas.</p> <p>Para la La programación, autorización, ejecución o cancelación de mantenimientos en la red eléctrica SEN del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, esta se realizará de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa</p> <p>a. Las diferentes entidades y especialidades del Transportista, Distribuidor y participante Participante del MEM, programarán sus solicitudes de Licencias con el CENACE 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 Cenace, la cual debe ser la más importante o 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>c. El CENACE Cenace solo autorizará una Licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El Tercer tercer nivel operativo una vez recibida la Licencia correspondiente podrá generar una serie de Licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre vinculadas a la única Licencia otorgada por el CENACE dentro del horario y fecha del registro enviado al Cenace y que no implique requerimientos adicionales como bloqueos de Protecciones y pérdida de canales de telecomunicación Fibra Óptica u Onda Portadora sobre línea de Alta Tensión.</p> <p>d. Previo a iniciar maniobras, el CENACE Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. Esta misma Licencia concedida por Cenace será retirada hasta que el equipo</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>haya quedado en servicio disponible. En caso necesario, el CENACE Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores Operadores de la RNT, RGD, CCG y RDC, para la ejecución de maniobras.</p> <p>e. Para la coordinación operativa entre el CENACE Cenace y los Centros de Control del Transportista y Distribuidor:</p> <p>i. El personal Personal de campo 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 Distribución Distribuidor.</p> <p>ii. Los Centros de control Control del Transportista y del Distribuidor organizan la totalidad de solicitudes y realizarán la solicitud de registro a CENACE Cenace e informa al personal de campo. Así mismo podrá proponer ajustes a las solicitudes.</p> <p>iii. La Gerencia de Control Regional realiza los estudios eléctricos considerando la totalidad de las solicitudes y autoriza o propone ajustes. Aquellas que sean de responsabilidad del CENAL, se envían a este para su autorización.</p> <p>iv. iii. El CENAL CENACE realiza los estudios eléctricos considerando la totalidad de las solicitudes y autoriza o propone ajustes.</p> <p>f. La autorización para el inicio de los trabajos bajo Licencia en la RNT, las RGD y participantes Participantes del MEM, es responsabilidad de los Centros de Control del CENACE Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.</p> <p>g. El CENACE no se coordina con el personal de campo, esta coordinación se realiza a través de los 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 Operador del Centro de Control del Distribuidor se coordinará con el Transportista y este a su vez con el operador del CENACE 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 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 Operadores del Transportista deben estar autorizados por los operadores del CENACE 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 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</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Transportista, Distribuidor o Participante del MEM para su difusión y ejecución.</p> <p>l. Es responsabilidad de los operadores Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, la coordinación y realización de las maniobras con el personal en campo Personal en 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>n. En caso necesario el operador del Cenace podrá comunicarse con Personal de Campo.</p> <p>Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>6.1 Control operativo y Control físico de la red del MEM.</p> <p>a. Los operadores Operadores del CENACE Cenace son los responsables de la supervisión y control operativo de la RNT y de las RGD que correspondan al MEM.</p> <p>b. Los operadores Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participantes 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 Control del CENACE Cenace, por lo que los Transportistas, Distribuidores y Participantes el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar al CENACE Cenace la información de control y telemetría en tiempo real que este 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 tecnologías de información, comunicación 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 en la regulación en materia el Manual de TIC de tecnologías de la información, serán supervisadas y atendidas por los Centros de Control de los Transportistas, Distribuidores y Participantes Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para garantizar su operación segura.</p>	Obligación	No se modifica la obligación que se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>6.2 Atención de Disturbios</p> <p>a. El CENACE, los Transportistas, Distribuidores y Participantes 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>(...)</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p> <p>https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>b. Para la atención de disturbios, los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participantes Participante del MEM, se coordinarán deberán coordinarse con los Centros de Control del CENACE, el nivel operativo jerárquico superior para informarle de manera oportuna restablecer de las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad operativas bajo la supervisión y coordinación del operador del Cenace y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el CENACE Cenace. Debiendo informar al Cenace de manera oportuna las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad.</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 Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del CENACE Cenace, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas, entre los involucrados de forma verbal.</p> <p>ii. El operador 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 Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM en coordinación con el operador del CENACE Cenace definirán conjuntamente la estrategia de restablecimiento a seguir.</p> <p>iv. El operador Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con autorización del CENACE 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 Operador del CENACE Cenace dará las instrucciones al operador Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, indicando la secuencia de restablecimiento conjuntamente definida de acuerdo a los criterios y procedimientos operativos vigentes.</p> <p>vi. El operador Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, ejecutará la secuencia de restablecimiento instruida por el CENACE Cenace, en el que se evaluará la mejor condición para restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos.</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 Transportista y/o Distribuidor, será la siguiente:</p> <p>i. El operador Operador del Transportista Informará informará inmediatamente al operador Operador del CENACE Cenace de la hora, elementos disparados y</p>		<p>y</p> <p><i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	<p>/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>protecciones operadas.</p> <p>ii. Si no es posible realizar una prueba de energización al transformador (en función de la protección operada), el operador Operador del CENACE 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 Operador del CENACE 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 Operador del CENACE Cenace autorizará autorizará al operador Operador del Transportista se coordine con el Distribuidor para el restablecimiento lado de 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 Operador del CENACE Cenace lo autorizará para que continúe con las Maniobras maniobras dentro de su instalación.</p> <p>e. El CENACE, los Transportistas, Distribuidores y Participantes 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 y las disposiciones operativas.</p> <p>fe. Los operadores 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>gf. Los Transportistas, Distribuidores y Participantes El Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deben contar con procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad establecidos por el CENACE Cenace.</p> <p>hg. El CENACE, los Transportistas, Distribuidores y Participantes 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>ih. Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, los operadores el Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM se coordinarán con el operador Operador del CENACE Cenace de acuerdo al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa, del Código de Red.</p> <p>j. El CENACE Cenace en coordinación con los Transportistas, Transportista, Distribuidor Distribuidores y operadores 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>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>Capítulo 7 Nomenclatura</p> <p>Objetivo</p> <p>a.-Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar tensiones, estaciones Subestaciones Eléctricas y equipos, será uniforme en toda la República Mexicana. todos los Estados Unidos Mexicanos. Deberá, además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.</p> <p>Obligaciones de nomenclatura</p> <p>b.-Será a. El Cenace definirá la nomenclatura de los equipos y elementos que conforman el SEN en Estaciones que incluyan niveles de alta tensión, además será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación. Todos los Integrantes de la Industria Eléctrica deberán cumplir con la nomenclatura definida por el Cenace.</p> <p>b. Para la representación gráfica en los diagramas de protecciones eléctricas, se deberá utilizar como referencia el Estándar ANSI.</p> <p>c.Las Gerencias de Control Regionales se deberán identificar por los números siguientes:</p> <p>(...)</p> <p>e.La identificación de la estación Subestación Eléctrica se hará con el número de la Gerencia de Control Regional seguida de la combinación de tres letras, y es responsabilidad de cada Gerencia de Control Regional asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro de la Gerencia de Control Regional.</p> <p>f. Para distinguir la identificación entre dos estaciones Subestaciones Eléctricas con nomenclatura igual de Gerencia de Control Regional diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada Gerencia de Control Regional.</p> <p>(...)</p> <p>j. Tensión de Operación. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:</p>	Nueva Obligación	Homologación de criterios.	No genera costo adicional No aplica a personas físicas o morales del sector privado	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																																									
		<table border="1" data-bbox="464 151 940 477"> <thead> <tr> <th colspan="2">Tensión en kV</th> <th>Número</th> </tr> <tr> <th>Desde</th> <th>Hasta</th> <th>Asignado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.00</td><td>2.40</td><td>1</td></tr> <tr><td>2.41</td><td>4.16</td><td>2</td></tr> <tr><td>4.17</td><td>6.99</td><td>3</td></tr> <tr><td>7.00</td><td>16.50</td><td>4</td></tr> <tr><td>16.60</td><td>44.00</td><td>5</td></tr> <tr><td>44.10</td><td>70.00</td><td>6</td></tr> <tr><td>70.10</td><td>115.00</td><td>7</td></tr> <tr><td>115.10</td><td>161.00</td><td>8</td></tr> <tr><td>161.10</td><td>230.00</td><td>9</td></tr> <tr><td>230.10</td><td>499.00</td><td>A</td></tr> <tr><td></td><td>500.00</td><td></td></tr> <tr><td>500.10</td><td>700.00</td><td>B</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 500 1024 548">k. Tipo de equipo. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a con lo siguiente:</p> <p data-bbox="457 573 514 597">No. 3</p> <p data-bbox="457 621 949 646">Líneas de transmisión Transmisión o alimentadores</p> <p data-bbox="457 670 1024 743">Nota: Para las cuchillas adicionales en Subestaciones Eléctricas encapsuladas (SF6) deberán identificarse con la letra "C" para el segundo dígito.</p> <p data-bbox="457 768 499 792">(...)</p> <p data-bbox="457 816 1024 889">m. Tipo de dispositivo. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.</p> <table border="1" data-bbox="464 914 909 1175"> <thead> <tr> <th>NO.</th> <th>DISPOSITIVO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>Interruptor</td></tr> <tr><td>1</td><td>euchillas Cuchillas a barra uno</td></tr> <tr><td>2</td><td>euchillas Cuchillas a barra dos</td></tr> <tr><td>3</td><td>euchillas Cuchillas adicionales</td></tr> <tr><td>4</td><td>euchillas Cuchillas fusibles</td></tr> <tr><td>5</td><td>Interruptor en gabinete blindado (extracción)</td></tr> <tr><td>6</td><td>euchillas Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras</td></tr> <tr><td>7</td><td>euchillas Cuchillas de puesta a tierra</td></tr> <tr><td>8</td><td>euchillas Cuchillas de transferencia</td></tr> <tr><td>9</td><td>Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, Central Eléctrica, reactor-capacitor).</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 1206 919 1230">n. Las barras se identifican en la forma siguiente:</p> <table border="1" data-bbox="464 1255 678 1346"> <tbody> <tr><td>B1</td><td>Tensión en kV</td></tr> <tr><td>B2</td><td>Tensión en kV</td></tr> <tr><td>B3</td><td>Tensión en kV</td></tr> <tr><td>BT</td><td>Tensión en kV</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 1360 499 1385">(...)</p> <p data-bbox="457 1409 1024 1458">o. Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:</p>	Tensión en kV		Número	Desde	Hasta	Asignado	0.00	2.40	1	2.41	4.16	2	4.17	6.99	3	7.00	16.50	4	16.60	44.00	5	44.10	70.00	6	70.10	115.00	7	115.10	161.00	8	161.10	230.00	9	230.10	499.00	A		500.00		500.10	700.00	B	NO.	DISPOSITIVO	0	Interruptor	1	euchillas Cuchillas a barra uno	2	euchillas Cuchillas a barra dos	3	euchillas Cuchillas adicionales	4	euchillas Cuchillas fusibles	5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)	6	euchillas Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras	7	euchillas Cuchillas de puesta a tierra	8	euchillas Cuchillas de transferencia	9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, Central Eléctrica, reactor-capacitor).	B1	Tensión en kV	B2	Tensión en kV	B3	Tensión en kV	BT	Tensión en kV					
Tensión en kV		Número																																																																													
Desde	Hasta	Asignado																																																																													
0.00	2.40	1																																																																													
2.41	4.16	2																																																																													
4.17	6.99	3																																																																													
7.00	16.50	4																																																																													
16.60	44.00	5																																																																													
44.10	70.00	6																																																																													
70.10	115.00	7																																																																													
115.10	161.00	8																																																																													
161.10	230.00	9																																																																													
230.10	499.00	A																																																																													
	500.00																																																																														
500.10	700.00	B																																																																													
NO.	DISPOSITIVO																																																																														
0	Interruptor																																																																														
1	euchillas Cuchillas a barra uno																																																																														
2	euchillas Cuchillas a barra dos																																																																														
3	euchillas Cuchillas adicionales																																																																														
4	euchillas Cuchillas fusibles																																																																														
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)																																																																														
6	euchillas Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras																																																																														
7	euchillas Cuchillas de puesta a tierra																																																																														
8	euchillas Cuchillas de transferencia																																																																														
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, Central Eléctrica, reactor-capacitor).																																																																														
B1	Tensión en kV																																																																														
B2	Tensión en kV																																																																														
B3	Tensión en kV																																																																														
BT	Tensión en kV																																																																														

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta														
		<table border="1"> <tr><td>U</td><td>Unidad de Central Eléctrica</td></tr> <tr><td>T</td><td>Transformador (todo equipo de transformación)</td></tr> <tr><td>AT</td><td>Autotransformador</td></tr> <tr><td>R</td><td>Reactor</td></tr> <tr><td>C</td><td>Capacitor</td></tr> <tr><td>CEV</td><td>Compensador Estático de VAR's</td></tr> <tr><td>STC</td><td>STATCOM</td></tr> </table> <p>p. Cuando se trate de grupo Unidad de Central Eléctrica y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si la Unidad de Central Eléctrica se identifica como U10 U 10, el transformador se identifica como T 10.</p> <p>(...)</p> <p>x. Los diagramas unifilares de la instalación (estación Subestación Eléctrica), deben elaborarse en tamaño carta o doble carta; para el caso de la nomenclatura, con una nota en la parte inferior izquierda que diga: todos los números van anteceditos de la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: Todos los números van anteceditos de VAE.</p> <p>(...)</p> <p>bb. Para la representación gráfica en los diagramas de protecciones eléctricas, se deberá utilizar como referencia el estándar ANSI.</p> <p>(...)</p>	U	Unidad de Central Eléctrica	T	Transformador (todo equipo de transformación)	AT	Autotransformador	R	Reactor	C	Capacitor	CEV	Compensador Estático de VAR's	STC	STATCOM				
U	Unidad de Central Eléctrica																			
T	Transformador (todo equipo de transformación)																			
AT	Autotransformador																			
R	Reactor																			
C	Capacitor																			
CEV	Compensador Estático de VAR's																			
STC	STATCOM																			
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	ANEXO 1. RELACIÓN DE PERSONAL DESIGNADO POR EL CENTRO DE CONTROL (...) Cargo del representante del centro de control Centro de Control	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.															
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	ANEXO 2. ENLACES FRONTERA ENTRE CENTROS DE CONTROL (...) Cargo del representante del centro de control Centro de Control	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.															
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO 1.1 Interruptores	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.															

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																																		
		<p>1.2 Cuchillas</p> <table border="1" data-bbox="474 175 959 997"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nivel básico de impulso</td><td></td></tr> <tr><td>Capacidad interruptiva</td><td></td></tr> <tr><td>Corriente nominal</td><td></td></tr> <tr><td>Marca de interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Número de serie</td><td></td></tr> <tr><td>Construcción del interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Mecanismo del interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Medio extinción interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Masa de gas SF6 [kg]</td><td></td></tr> <tr><td>Ubicación del interruptor</td><td></td></tr> <tr><td>Voltaje Tensión de control</td><td></td></tr> <tr><td>Tensión de fuerza</td><td></td></tr> <tr><td>Capacitor de gradiente</td><td></td></tr> <tr><td>Valor capacitor gradiente</td><td></td></tr> <tr><td>Dispositivo antisísmico</td><td></td></tr> <tr><td>No. de cámaras ruptoras por polo</td><td></td></tr> <tr><td>Resistencia de pre-inserción</td><td></td></tr> <tr><td>Valor resistencia pre-inserción</td><td></td></tr> <tr><td>Tensión nominal</td><td></td></tr> <tr><td>Tensión del sistema</td><td></td></tr> <tr><td>Fecha de fabricación</td><td></td></tr> <tr><td>Fecha de puesta en servicio</td><td></td></tr> <tr><td>Vida útil del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Requiere Modernización</td><td></td></tr> <tr><td>Modernización aprobada (SI / NO)</td><td></td></tr> <tr><td>Año programado de modernización</td><td></td></tr> </table> <p>(se muestra únicamente sección de la tabla con contenido modificado)</p>	Equipo		Nombre de equipo		Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		Nivel básico de impulso		Capacidad interruptiva		Corriente nominal		Marca de interruptor		Tipo de interruptor		Número de serie		Construcción del interruptor		Mecanismo del interruptor		Medio extinción interruptor		Masa de gas SF6 [kg]		Ubicación del interruptor		Voltaje Tensión de control		Tensión de fuerza		Capacitor de gradiente		Valor capacitor gradiente		Dispositivo antisísmico		No. de cámaras ruptoras por polo		Resistencia de pre-inserción		Valor resistencia pre-inserción		Tensión nominal		Tensión del sistema		Fecha de fabricación		Fecha de puesta en servicio		Vida útil del equipo		Requiere Modernización		Modernización aprobada (SI / NO)		Año programado de modernización					
Equipo																																																																								
Nombre de equipo																																																																								
Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución																																																																								
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																																																								
Subestación Eléctrica																																																																								
Nomenclatura del equipo																																																																								
Nivel básico de impulso																																																																								
Capacidad interruptiva																																																																								
Corriente nominal																																																																								
Marca de interruptor																																																																								
Tipo de interruptor																																																																								
Número de serie																																																																								
Construcción del interruptor																																																																								
Mecanismo del interruptor																																																																								
Medio extinción interruptor																																																																								
Masa de gas SF6 [kg]																																																																								
Ubicación del interruptor																																																																								
Voltaje Tensión de control																																																																								
Tensión de fuerza																																																																								
Capacitor de gradiente																																																																								
Valor capacitor gradiente																																																																								
Dispositivo antisísmico																																																																								
No. de cámaras ruptoras por polo																																																																								
Resistencia de pre-inserción																																																																								
Valor resistencia pre-inserción																																																																								
Tensión nominal																																																																								
Tensión del sistema																																																																								
Fecha de fabricación																																																																								
Fecha de puesta en servicio																																																																								
Vida útil del equipo																																																																								
Requiere Modernización																																																																								
Modernización aprobada (SI / NO)																																																																								
Año programado de modernización																																																																								

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																																
		<table border="1" data-bbox="464 147 1024 591"> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nivel básico de impulso</td><td></td></tr> <tr><td>Corriente nominal</td><td></td></tr> <tr><td>Corriente aguante corta duración</td><td></td></tr> <tr><td>Marca de cuchilla</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Número de serie</td><td></td></tr> <tr><td>Montaje de cuchilla</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de operación de cuchilla</td><td></td></tr> <tr><td>Mecanismos de operación</td><td></td></tr> <tr><td>Mecanismo puesta a tierra</td><td></td></tr> <tr><td>Voltaje Tensión de control</td><td></td></tr> </table> <p data-bbox="464 621 1024 716">1.3 Transformadores de Potencia <i>(se muestra únicamente sección de la tabla con contenido modificado)</i></p> <table border="1" data-bbox="464 748 1024 1078"> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI alta tensión Alta Tensión</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI baja tensión Baja Rensión</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI en terciario</td><td></td></tr> <tr><td>Impedancia h-x max máx. capacidad</td><td></td></tr> <tr><td>Impedancia h-y max máx. capacidad</td><td></td></tr> <tr><td>Impedancia x-y max máx. capacidad</td><td></td></tr> </table> <p data-bbox="464 1092 1024 1187">1.4 Banco de capacitores <i>(se muestra únicamente sección de la tabla con contenido modificado)</i></p> <table border="1" data-bbox="464 1211 846 1328"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> </table> <p data-bbox="464 1370 1024 1442">1.5 Reactores <i>(se muestra únicamente sección de la tabla con contenido modificado)</i></p>	Nombre de equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		Nivel básico de impulso		Corriente nominal		Corriente aguante corta duración		Marca de cuchilla		Tipo de equipo		Número de serie		Montaje de cuchilla		Tipo de operación de cuchilla		Mecanismos de operación		Mecanismo puesta a tierra		Voltaje Tensión de control		Nombre de equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		NBAI alta tensión Alta Tensión		NBAI baja tensión Baja Rensión		NBAI en terciario		Impedancia h-x max máx. capacidad		Impedancia h-y max máx. capacidad		Impedancia x-y max máx. capacidad		Equipo		Nombre de equipo		Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica					
Nombre de equipo																																																																						
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																																																																						
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																																																						
Subestación Eléctrica																																																																						
Nomenclatura del equipo																																																																						
Nivel básico de impulso																																																																						
Corriente nominal																																																																						
Corriente aguante corta duración																																																																						
Marca de cuchilla																																																																						
Tipo de equipo																																																																						
Número de serie																																																																						
Montaje de cuchilla																																																																						
Tipo de operación de cuchilla																																																																						
Mecanismos de operación																																																																						
Mecanismo puesta a tierra																																																																						
Voltaje Tensión de control																																																																						
Nombre de equipo																																																																						
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																																																																						
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																																																						
Subestación Eléctrica																																																																						
Nomenclatura del equipo																																																																						
NBAI alta tensión Alta Tensión																																																																						
NBAI baja tensión Baja Rensión																																																																						
NBAI en terciario																																																																						
Impedancia h-x max máx. capacidad																																																																						
Impedancia h-y max máx. capacidad																																																																						
Impedancia x-y max máx. capacidad																																																																						
Equipo																																																																						
Nombre de equipo																																																																						
Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución																																																																						
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																																																						
Subestación Eléctrica																																																																						

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																												
		<table border="1"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI alta tensión Alta Tensión</td><td></td></tr> <tr><td>Reactancia a tensión nominal [ohms]</td><td></td></tr> <tr><td>Potencia nominal [MVA]</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de núcleo</td><td></td></tr> <tr><td>Medio de conexión del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Ubicación del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Fase de conexión</td><td></td></tr> <tr><td>Numero Número de fases</td><td></td></tr> </table>	Equipo		Nombre de equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		NBAI alta tensión Alta Tensión		Reactancia a tensión nominal [ohms]		Potencia nominal [MVA]		Tipo de núcleo		Medio de conexión del reactor		Ubicación del reactor		Fase de conexión		Numero Número de fases					
Equipo																																		
Nombre de equipo																																		
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																																		
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																		
Subestación Eléctrica																																		
Nomenclatura del equipo																																		
NBAI alta tensión Alta Tensión																																		
Reactancia a tensión nominal [ohms]																																		
Potencia nominal [MVA]																																		
Tipo de núcleo																																		
Medio de conexión del reactor																																		
Ubicación del reactor																																		
Fase de conexión																																		
Numero Número de fases																																		
		<table border="1"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI alta tensión Alta Tensión</td><td></td></tr> <tr><td>Reactancia a tensión nominal [ohms]</td><td></td></tr> <tr><td>Potencia nominal [MVA]</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de núcleo</td><td></td></tr> <tr><td>Medio de conexión del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Ubicación del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Fase de conexión</td><td></td></tr> <tr><td>Numero Número de fases</td><td></td></tr> </table>	Equipo		Nombre de equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		NBAI alta tensión Alta Tensión		Reactancia a tensión nominal [ohms]		Potencia nominal [MVA]		Tipo de núcleo		Medio de conexión del reactor		Ubicación del reactor		Fase de conexión		Numero Número de fases					
Equipo																																		
Nombre de equipo																																		
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																																		
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																		
Subestación Eléctrica																																		
Nomenclatura del equipo																																		
NBAI alta tensión Alta Tensión																																		
Reactancia a tensión nominal [ohms]																																		
Potencia nominal [MVA]																																		
Tipo de núcleo																																		
Medio de conexión del reactor																																		
Ubicación del reactor																																		
Fase de conexión																																		
Numero Número de fases																																		
		<table border="1"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre de equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>NBAI alta tensión Alta Tensión</td><td></td></tr> <tr><td>Reactancia a tensión nominal [ohms]</td><td></td></tr> <tr><td>Potencia nominal [MVA]</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de núcleo</td><td></td></tr> <tr><td>Medio de conexión del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Ubicación del reactor</td><td></td></tr> <tr><td>Fase de conexión</td><td></td></tr> <tr><td>Numero Número de fases</td><td></td></tr> </table>	Equipo		Nombre de equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		NBAI alta tensión Alta Tensión		Reactancia a tensión nominal [ohms]		Potencia nominal [MVA]		Tipo de núcleo		Medio de conexión del reactor		Ubicación del reactor		Fase de conexión		Numero Número de fases					
Equipo																																		
Nombre de equipo																																		
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																																		
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																																		
Subestación Eléctrica																																		
Nomenclatura del equipo																																		
NBAI alta tensión Alta Tensión																																		
Reactancia a tensión nominal [ohms]																																		
Potencia nominal [MVA]																																		
Tipo de núcleo																																		
Medio de conexión del reactor																																		
Ubicación del reactor																																		
Fase de conexión																																		
Numero Número de fases																																		
		<p>1.6 Apartarrayos (únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</p>																																

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																				
		<p>Subestación Eléctrica</p> <p>Corriente nom nominal de descarga [In]</p> <p>1.7 Banco de baterías</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Subestación Eléctrica</p> <p>1.8 Transformadores de Corriente</p> <p><i>(se muestra únicamente sección de la tabla con contenido modificado)</i></p> <table border="1" data-bbox="459 537 898 808"> <tr><td>Equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nombre equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</td><td></td></tr> <tr><td>Subestación Eléctrica</td><td></td></tr> <tr><td>Nomenclatura del equipo</td><td></td></tr> <tr><td>Nivel básico de impulso</td><td></td></tr> <tr><td>Fase de conexión</td><td></td></tr> <tr><td>Relación de transformación</td><td></td></tr> <tr><td>Numero Número de devanados secundario</td><td></td></tr> </table> <p>1.9 Transformadores de Potencial Capacitivo</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Gerencia regional Regional transmisión Transmisión o División de Distribución</p> <p>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</p> <p>Subestación Eléctrica</p> <p>1.10 Transformador de Potencial Inductivo</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Gerencia regional Regional transmisión Transmisión o División de Distribución</p> <p>Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución</p> <p>Subestación Eléctrica</p>	Equipo		Nombre equipo		Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución		Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución		Subestación Eléctrica		Nomenclatura del equipo		Nivel básico de impulso		Fase de conexión		Relación de transformación		Numero Número de devanados secundario					
Equipo																										
Nombre equipo																										
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución																										
Zona de transmisión Transmisión o Zona de Distribución																										
Subestación Eléctrica																										
Nomenclatura del equipo																										
Nivel básico de impulso																										
Fase de conexión																										
Relación de transformación																										
Numero Número de devanados secundario																										

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>2 Información de Líneas de Transmisión</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Nombre subestación Subestación envío Nombre subestación Subestación recepción (...) Gerencia transmisión Regional Transmisión (...) ¿Comparte estructuras con alguna línea de transmisión Transmisión?</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>3 Información de equipo de transformación</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Nombre subestación Subestación Eléctrica (...) Año de entrada en operación (...) Gerencia transmisión Regional Transmisión División distribución de Distribución</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4 información de equipo de compensación reactiva</p> <p>4.1 Reactores</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Subestación Eléctrica (...) Gerencia transmisión Regional Transmisión División distribución de Distribución (...) Resistencia [ohms] R Impedancia [ohms] X (...)</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>4.2 Capacitores</p> <p><i>(únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones)</i></p> <p>Nombre subestación Subestación Eléctrica (...) Gerencia transmisión Regional Transmisión Zona de operación transmisión Transmisión División distribución de Distribución Zona distribución de Distribución (...) Datos del Banco reactancia Reactancia</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	5 Información de Centrales Eléctricas (...) 5.3 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo térmica (únicamente se muestra texto de la tabla con modificaciones) 32 Tiempo de arranque en frio frío 35 Gcal_arranque_ frio frío 39 Capacidad max máx.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Objetivo Coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) , incluyendo la RNT y las RGD que corresponden al MEM a fin de cumplir con los rangos de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos. Alcance El presente procedimiento es aplicable a: a. Centro Nacional de Control de Energía y sus operadores Operadores (Op- CENAGE Cenace). b. Centros de control Control de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y sus operadores Operadores (Op-RNT). c. Centros de control Control de las Redes Generales de Distribución (RGD) y sus operadores Operadores (Op-RGD). d. Centrales Eléctricas y sus operadores Operadores (Op-CE) / Centro de Control de Generación y a sus operadores (Op-CCG). e. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC).	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN	Descripción de actividades	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016) Se aclaran algunas acciones necesarias para algún equipo específico. Lo anterior solo aplica cuando exista tal equipo. No involucra adquirir o instalar el equipo señalado. Se actualiza y hace referencia a Disposiciones regulatorias vigentes.	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																					
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="451 147 491 167">No.</th> <th data-bbox="497 147 659 167">Responsable</th> <th data-bbox="665 147 1016 167">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="451 172 491 272">1</td> <td data-bbox="497 172 659 272">Op-CENACE Cenace, Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y RDC.</td> <td data-bbox="665 172 1016 272">Detectan que uno o varios nodos de las RNT o las RGD de SEN que correspondan al MEM, tienen tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos en el Manual Código de Estados Operativos de Sistema Eléctrico Nacional Red.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 277 491 329">2</td> <td data-bbox="497 277 659 329">Op-RNT, Op-RGD, y/o Op-CCG y RDC</td> <td data-bbox="665 277 1016 329">Informa al Op-CENACE nivel jerárquico superior la necesidad de efectuar acciones para el control de tensión.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 334 491 407">3</td> <td data-bbox="497 334 659 407">Op-CENACE-Cenace</td> <td data-bbox="665 334 1016 407">Realiza el análisis con los recursos disponibles y determina la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimentando a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión la estrategia que se tomará y los responsables de ejecutarla.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 412 491 542">4</td> <td data-bbox="497 412 659 542">Op-CENACE-Cenace</td> <td data-bbox="665 412 1016 542"> <p>Ajuste de tensión en centrales eléctricas-Centrales Eléctricas para corregir la tensión del SEN</p> <p>Solicita a los distintos Op-CCG, en el entorno de la red del SEN con la problemática de tensión. Ajustar la tensión de excitación de las Unidades de Central Eléctrica para corregir la tensión en el área afectada. Realizar la conexión y/o desconexión de condensadores síncronos.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 547 491 781">5</td> <td data-bbox="497 547 659 781">Op-CCG</td> <td data-bbox="665 547 1016 781"> <p>Ejecución de ajuste de tensión en centrales eléctricas Centrales Eléctricas</p> <p>Ejecutan el ajuste de tensión de excitación, conexión o desconexión de condensadores síncronos, solicitado por el Op-CENACE-Cenace, en las Unidades de Central Eléctrica bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-CENACE-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p> <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación elevadores, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 786 491 1430">6</td> <td data-bbox="497 786 659 1430">Op-CENACE-Cenace</td> <td data-bbox="665 786 1016 1430"> <p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>En coordinación con el El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <p>Ajuste del set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's).</p> <p>Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores.</p> <p>Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación.</p> <p>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable</p> <p>Desconexión controlada de carga.</p> <p>Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN</p> <p>Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <p>Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores capacitores o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <p>En caso de requerir conexión o desconexión de capacitores en circuitos de Distribución, si el Centro de Control de Distribución manifiesta oportunamente que incumplirá el factor de potencia después de la acción según lo estipulado en el inciso 19.3.3 "Compensación de Potencia Reactiva", de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y RGD, y si después de manifestarlo se ratificara la instrucción para mantener la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, se ejecutará la acción.</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>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>(...)</p> </td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Op- CENACE Cenace , Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y RDC.	Detectan que uno o varios nodos de las RNT o las RGD de SEN que correspondan al MEM , tienen tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos en el Manual Código de Estados Operativos de Sistema Eléctrico Nacional Red .	2	Op-RNT, Op-RGD, y/o Op-CCG y RDC	Informa al Op-CENACE nivel jerárquico superior la necesidad de efectuar acciones para el control de tensión.	3	Op- CENACE-Cenace	Realiza el análisis con los recursos disponibles y determina la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimentando a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión la estrategia que se tomará y los responsables de ejecutarla.	4	Op- CENACE-Cenace	<p>Ajuste de tensión en centrales eléctricas-Centrales Eléctricas para corregir la tensión del SEN</p> <p>Solicita a los distintos Op-CCG, en el entorno de la red del SEN con la problemática de tensión. Ajustar la tensión de excitación de las Unidades de Central Eléctrica para corregir la tensión en el área afectada. Realizar la conexión y/o desconexión de condensadores síncronos.</p>	5	Op-CCG	<p>Ejecución de ajuste de tensión en centrales eléctricas Centrales Eléctricas</p> <p>Ejecutan el ajuste de tensión de excitación, conexión o desconexión de condensadores síncronos, solicitado por el Op-CENACE-Cenace, en las Unidades de Central Eléctrica bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-CENACE-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p> <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación elevadores, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación.</p>	6	Op- CENACE-Cenace	<p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>En coordinación con el El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <p>Ajuste del set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's).</p> <p>Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores.</p> <p>Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación.</p> <p>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable</p> <p>Desconexión controlada de carga.</p> <p>Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN</p> <p>Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <p>Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores capacitores o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <p>En caso de requerir conexión o desconexión de capacitores en circuitos de Distribución, si el Centro de Control de Distribución manifiesta oportunamente que incumplirá el factor de potencia después de la acción según lo estipulado en el inciso 19.3.3 "Compensación de Potencia Reactiva", de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y RGD, y si después de manifestarlo se ratificara la instrucción para mantener la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, se ejecutará la acción.</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>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>(...)</p>		DACG acceso abierto y prestación del servicio RNT RGD (DOF 16/02/2016)		
No.	Responsable	Actividad																									
1	Op- CENACE Cenace , Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y RDC.	Detectan que uno o varios nodos de las RNT o las RGD de SEN que correspondan al MEM , tienen tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos en el Manual Código de Estados Operativos de Sistema Eléctrico Nacional Red .																									
2	Op-RNT, Op-RGD, y/o Op-CCG y RDC	Informa al Op-CENACE nivel jerárquico superior la necesidad de efectuar acciones para el control de tensión.																									
3	Op- CENACE-Cenace	Realiza el análisis con los recursos disponibles y determina la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimentando a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión la estrategia que se tomará y los responsables de ejecutarla.																									
4	Op- CENACE-Cenace	<p>Ajuste de tensión en centrales eléctricas-Centrales Eléctricas para corregir la tensión del SEN</p> <p>Solicita a los distintos Op-CCG, en el entorno de la red del SEN con la problemática de tensión. Ajustar la tensión de excitación de las Unidades de Central Eléctrica para corregir la tensión en el área afectada. Realizar la conexión y/o desconexión de condensadores síncronos.</p>																									
5	Op-CCG	<p>Ejecución de ajuste de tensión en centrales eléctricas Centrales Eléctricas</p> <p>Ejecutan el ajuste de tensión de excitación, conexión o desconexión de condensadores síncronos, solicitado por el Op-CENACE-Cenace, en las Unidades de Central Eléctrica bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-CENACE-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p> <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación elevadores, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación.</p>																									
6	Op- CENACE-Cenace	<p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>En coordinación con el El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <p>Ajuste del set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's).</p> <p>Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores.</p> <p>Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación.</p> <p>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable</p> <p>Desconexión controlada de carga.</p> <p>Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN</p> <p>Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <p>Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores capacitores o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <p>En caso de requerir conexión o desconexión de capacitores en circuitos de Distribución, si el Centro de Control de Distribución manifiesta oportunamente que incumplirá el factor de potencia después de la acción según lo estipulado en el inciso 19.3.3 "Compensación de Potencia Reactiva", de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y RGD, y si después de manifestarlo se ratificara la instrucción para mantener la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, se ejecutará la acción.</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>Conexión y/o desconexión de líneas de transmisión Transmisión.</p> <p>(...)</p>																									

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>7 Op-RNT Op-Cenace</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>Ejecuta las acciones definidas en el punto anterior en los equipos de la RNT bajo su responsabilidad. Op- CENACE Cenace, verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p>				
		<p>8 Operador-del-Centro-de-Control-de-la-RGD Op-RGD y Op-RNT</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de las RGD para corregir tensión en el área afectada del-SEN.</p> <p>Op-RGD ejecuta las acciones definidas en el punto seis en los equipos de las RGD bajo su responsabilidad. Op-RNT verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión e informar a Op-CenaceE para determinar en forma conjunta las acciones a tomar. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso.</p>				
		<p>9 Op- CENACE Cenace.</p> <p>Ajuste de tensión en Centros de Carga para corregir la tensión del SEN</p> <p>(...)</p>				
		<p>10 Op-CENACE, Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG, y Op-RDC</p> <p>Documentación de Acciones para control de tensión.</p> <p>Documentan en el sistema de información de operación (Relatorio), las acciones realizadas para corregir la tendencia o la problemática de tensión detectada y corregida</p>				
		<p>11 Op- CENACE Cenace.</p> <p>Confirmación de Documentación de acciones para control de tensión.</p> <p>Integra en el Relatorio la información registrada por los operadores Operadores, de la RNT, RGD, CCG y/o RDC compartiéndola a las entidades involucradas.</p>				
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS	<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS (...)</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE Cenace);</p> <p>b. Zona de Operación de Transmisión (ZOT);</p> <p>c. Centro de control Control de Distribución (CCD);</p> <p>d. Central Eléctrica (CE) / centro de control Centro de Control de Generación (CCG);</p> <p>e. Centro de control Control del Usuario Calificado (CCUC), y</p> <p>f. Centro de Control del Suministrador, (CCS)</p> <p>g. Entidad Responsable de Carga (RDC).</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS	<p>Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional</p> <p>Los centros Centros de Control del Transportista y Distribuidor organizarán la totalidad de solicitudes de licencias en su ámbito y gestionarán su autorización con el CENACE Cenace de acuerdo a los siguientes criterios:</p> <p>a. Cualquier requerimiento de salida de equipo (sin potencial), que implique dejar indisponibles Centrales Eléctricas Unidades de Central Eléctrica, equipo eléctrico primario como líneas de transmisión Transmisión o distribución Distribución, equipo de transformación, interruptores, CEV, reactores y capacitores, barras, Unidades Terminales Remotas (UTR), Unidades Terminales</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y Solicitud de Licencias</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Maestras (UTM), Sistema de Administración de Energía (EMS) ...”, Unidades de Medición Fasorial (PMU), Recursos de Demanda Controlable (RDC), equipo y canales de comunicación (incluyendo aquellos que afecten la observabilidad de la red desde el GENAGE Cenace), Esquemas de Acción Remedia (EAR) y Esquemas de Protección del Sistema (EPS).</p> <p>b.Licencias sin potencial en servicios propios, planta de emergencia y bancos de baterías de subestaciones Centrales Eléctricas.</p> <p>c.Licencias en vivo en líneas equipos de transmisión la RNT y distribución las RGD del MEM, barras, equipos de transformación y CEV.</p> <p>d.Licencia en muerto de las RGD que pertenecen al MEM.</p> <p>Los centros Centros de control Control del Transportista y Distribuidor podrán coordinar, gestionar y autorizar de manera local:</p> <p>i. Las licencias en vivo en UPS, servicios propios, planta de emergencia, bancos de baterías, cargadores de baterías de las subestaciones; así como también licencias en muerto en cargadores de batería considerando la autonomía de los bancos de baterías.</p> <p>ii.Las licencias en vivo de EAR, EPS, UTR, UTM, PMU, EMS, equipo y canales de comunicación, siempre y cuando no afecten protecciones, servicios de voz y datos hacia el GENAGE Cenace.</p> <p>iii. Servicios de mantenimiento: deshierbe, pintado, alumbrado, obra civil ajena a equipo primario, equipo de medición, tableros de control y medición, cable de control, equipo diverso que no tengan riesgo de disparo ni afecten la confiabilidad y seguridad de subestaciones de 69 a 400 y 230 kV. (...)</p> <p>Así mismo y en cumplimiento a lo establecido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, únicamente se deberá fincar una sola Solicitud por elemento al GENAGE Cenace.</p> <p>Los centros de control plantearán solo una solicitud de licencia por elemento o equipo de la red a los centros de control del GENAGE 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 Centros de control Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.</p> <p>El GENAGE Cenace solo autorizará una licencia por elemento o equipo librado y por centro-de-control Centro de Control. El Tercer nivel operativo una vez recibida la licencia correspondiente podrá generar una serie de licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre vinculadas a la única licencia otorgada por el</p>		https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>CENACE Cenace. Solo cuando se tengan licencias que involucren un equipo de la RGD que pertenezca al MEM.</p> <p>El operador Operador del Distribuidor se coordinará con el operador de la zona de operación Operación de Transmisión y este a su vez con el operador del CENACE Cenace.</p>				
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS	<p>Descripción de actividades</p> <p>Durante la primera quincena A más tardar, el 31 del mes de mayo de cada año las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores Transportista, Distribuidor y Entidades Responsables Entidad Responsable de Carga, presentarán ante el CENACE 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. Las solicitudes deberán estar previamente filtradas por los centros Centros de control Control correspondientes o por el personal de los Participantes del Mercado con base en criterios aprobados, el programa resultante será revisado y aprobado por el CENACE Cenace a más tardar el 31 de julio del mismo año. Posteriormente, acorde al "Manual de Programación de Salidas", dicho programa debe ser revisado de manera trimestral, por las entidades involucradas y el CENACE Cenace.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p> <p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363</p> <p>https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla		Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		No.	Responsable	Actividad			
		1.a	Personal de la RNT y RGD responsable del equipo primario.	<p>Detección de necesidades de mantenimiento</p> <p>Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas en servicio o modificaciones y realiza la solicitud al centro de control Centro de Control del Transportista o Distribuidor correspondiente.</p>			
		1.b	Personal de Generación y Suministrador de Servicios y Entidad Responsable de Carga Usuarios Finales o sus representantes con Recursos de Demanda Controlable responsables de equipo primario	<p>Detección de necesidades de mantenimiento</p> <p>Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas en servicio o modificaciones y realiza la solicitud al CENACE Cenace.</p>			
		2	Personal del centro de control Centro de Control de la RNT, RGD	<p>Análisis preliminar de la solicitud</p> <p>Organiza la totalidad de solicitudes de licencia en su ámbito y aplica lo establecido en el Punto 4 los criterios de este Procedimiento filtrado y autorización de licencias.</p>			
		3	Personal del centro Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Envío de Solicitud de licencia</p> <p>Envía al CENACE Cenace las solicitudes de licencia para su evaluación y autorización, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de "Licencias programadas" del "Manual de Programación de Salidas".</p>			
		4	Personal del CENACE Cenace	<p>Evaluación preliminar de solicitud</p> <p>Realiza la evaluación preliminar de la solicitud de licencia en el escenario solicitado, en su ámbito de responsabilidad.</p>			
		5	Personal del CENACE Cenace	<p>Análisis de Seguridad</p> <p>Realiza el análisis de seguridad de primera contingencia en la red asociada a la solicitud de licencia.</p>			
		6	Personal del CENACE Cenace	<p>Autorización de Solicitud</p> <p>En caso de ser factible, autoriza la solicitud de licencia en las condiciones requeridas, notificando al solicitante a través del centro de control Centro de Control del Transportista, Distribuidor, Suministrador y/o personal de los participantes Participantes del MEM.</p>			
		7	Personal del CENACE Cenace , RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Reprogramación o Cancelación de Solicitud-cancelación de solicitud</p> <p>Si no es factible autorizar la solicitud, el CENACE Cenace reprograma la solicitud, en común acuerdo con el solicitante a través del centro de control Centro de Control del Transportista, Distribuidor, Suministrador o personal de los participantes Participantes del MEM según corresponda. En caso de no ser posible la reprogramación, el CENACE Cenace notificará por escrito y la solicitud será cancelada, por lo que deberá gestionarse una nueva solicitud.</p>			
		8	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.	<p>Definición de inicio de maniobras</p> <p>Define el momento en que están preparados para el inicio de trabajos en VIVO o en MUERTO que requiera sacar de servicio el equipo y/o solicita iniciar maniobras al centro de control Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, según corresponda y conforme al programa autorizado o si es un caso de emergencia.</p>			
		9	Operador del centro de control Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC.	<p>Solicitud de autorización para ejecución de maniobras</p> <p>Verifica condiciones operativas previas y solicita al operador del CENACE Cenace, la autorización del inicio de ejecución de maniobras asociadas a la solicitud, ya sea programada o de emergencia.</p>			
		10	Operador del CENACE Cenace	<p>Ajuste de condiciones operativas</p> <p>(...)</p>			
		11	Operador del CENACE Cenace .	<p>Autorización de ejecución de maniobras</p> <p>Previo a iniciar maniobras, el CENACE Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. En caso necesario, el CENACE Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG y RDC, para la ejecución de maniobras dejar sin potencial el Elemento.</p>			
		12	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC.	<p>Ejecución de maniobras</p> <p>(...)</p>			
		13	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC	<p>Notificación de Terminación de Maniobras.</p> <p>Notifican al Operador del CENACE Cenace, la terminación de maniobras de la licencia.</p>			

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 172 1018 191">Otorgamiento de licencias.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="449 196 485 272">14</td> <td data-bbox="485 196 636 272">Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="636 196 1018 272">Los centros de control 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 Cenace del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección</td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 277 485 337">15</td> <td data-bbox="485 277 636 337">Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.</td> <td data-bbox="636 277 1018 337">Realiza los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 342 485 380">16</td> <td data-bbox="485 342 636 380">Operador de CENACE Cenace.</td> <td data-bbox="636 342 1018 380">Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad durante la licencia.</td> </tr> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 384 1018 404">Notificación de terminación de trabajos de la licencia.</th> </tr> <tr> <td data-bbox="449 409 485 446">17</td> <td data-bbox="485 409 636 446">Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos</td> <td data-bbox="636 409 1018 446">Informa la culminación de trabajos, y solicita autorización para iniciar maniobras para normalizar el equipo en licencia.</td> </tr> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 451 1018 470">Retiro de licencias.</th> </tr> <tr> <td data-bbox="449 475 485 519">18</td> <td data-bbox="485 475 636 519">Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="636 475 1018 519">Verifica condiciones operativas previas para normalización del equipo y retiran todas y cada una de sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse).</td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 524 485 561">19</td> <td data-bbox="485 524 636 561">Operador del CENACE Cenace.</td> <td data-bbox="636 524 1018 561">Confirma con cada centro de control de la RNT, RGD y/o personal de la CCG y RDC involucrado, trabajos terminados y retira las licencias</td> </tr> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 566 1018 586">Autorización de maniobras de normalización.</th> </tr> <tr> <td data-bbox="449 591 485 683">20</td> <td data-bbox="485 591 636 683">Operador del CENACE Cenace.</td> <td data-bbox="636 591 1018 683">Verifica y realiza el ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo, y autoriza la realización de maniobras o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, para la ejecución de maniobras.</td> </tr> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 688 1018 708">Normalización de elementos</th> </tr> <tr> <td data-bbox="449 712 485 805">21</td> <td data-bbox="485 712 636 805">Operador de los centros de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="636 712 1018 805">Normaliza los equipos ejecutando las maniobras de acuerdo al Catálogo de maniobras Maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUMS y RDC, para energizar el equipo, y solicita al Cenace el retiro de la Licencia. Al concluir notifica al Cenace y solicita el retiro de la licencia.</td> </tr> <tr> <th colspan="3" data-bbox="449 842 1018 862">Licencia de emergencia por salida forzada</th> </tr> <tr> <td data-bbox="449 867 485 992">22</td> <td data-bbox="485 867 636 992">Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos</td> <td data-bbox="636 867 1018 992">Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta al centro de control Centro de Control correspondiente, para solicitar el retiro de su licencia Programada y al concluir el tiempo programado, se le otorgue una Licencia de emergencia Emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 997 485 1105">23</td> <td data-bbox="485 997 636 1105">Operador del CENACE Cenace.</td> <td data-bbox="636 997 1018 1105">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 Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los centros de control Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="449 1143 1018 1243">Nota: Para los enlaces internacionales el CENACE Cenace es la entidad responsable de coordinar las solicitudes de licencia y maniobras con la entidad correspondiente y de igual manera entre Zonas de Operación de Transmisión.</p>	Otorgamiento de licencias.			14	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Los centros de control 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 Cenace del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección	15	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.	Realiza los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia.	16	Operador de CENACE Cenace .	Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad durante la licencia.	Notificación de terminación de trabajos de la licencia.			17	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Informa la culminación de trabajos, y solicita autorización para iniciar maniobras para normalizar el equipo en licencia.	Retiro de licencias.			18	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Verifica condiciones operativas previas para normalización del equipo y retiran todas y cada una de sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse).	19	Operador del CENACE Cenace .	Confirma con cada centro de control de la RNT, RGD y/o personal de la CCG y RDC involucrado, trabajos terminados y retira las licencias	Autorización de maniobras de normalización.			20	Operador del CENACE Cenace .	Verifica y realiza el ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo, y autoriza la realización de maniobras o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, para la ejecución de maniobras.	Normalización de elementos			21	Operador de los centros de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Normaliza los equipos ejecutando las maniobras de acuerdo al Catálogo de maniobras Maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUMS y RDC, para energizar el equipo, y solicita al Cenace el retiro de la Licencia. Al concluir notifica al Cenace y solicita el retiro de la licencia.	Licencia de emergencia por salida forzada			22	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta al centro de control Centro de Control correspondiente, para solicitar el retiro de su licencia Programada y al concluir el tiempo programado, se le otorgue una Licencia de emergencia Emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas.	23	Operador del CENACE 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 Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los centros de control Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.				
Otorgamiento de licencias.																																																						
14	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Los centros de control 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 Cenace del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección																																																				
15	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.	Realiza los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia.																																																				
16	Operador de CENACE Cenace .	Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad durante la licencia.																																																				
Notificación de terminación de trabajos de la licencia.																																																						
17	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Informa la culminación de trabajos, y solicita autorización para iniciar maniobras para normalizar el equipo en licencia.																																																				
Retiro de licencias.																																																						
18	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Verifica condiciones operativas previas para normalización del equipo y retiran todas y cada una de sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse).																																																				
19	Operador del CENACE Cenace .	Confirma con cada centro de control de la RNT, RGD y/o personal de la CCG y RDC involucrado, trabajos terminados y retira las licencias																																																				
Autorización de maniobras de normalización.																																																						
20	Operador del CENACE Cenace .	Verifica y realiza el ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo, y autoriza la realización de maniobras o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, para la ejecución de maniobras.																																																				
Normalización de elementos																																																						
21	Operador de los centros de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Normaliza los equipos ejecutando las maniobras de acuerdo al Catálogo de maniobras Maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUMS y RDC, para energizar el equipo, y solicita al Cenace el retiro de la Licencia. Al concluir notifica al Cenace y solicita el retiro de la licencia.																																																				
Licencia de emergencia por salida forzada																																																						
22	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta al centro de control Centro de Control correspondiente, para solicitar el retiro de su licencia Programada y al concluir el tiempo programado, se le otorgue una Licencia de emergencia Emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas.																																																				
23	Operador del CENACE 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 Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los centros de control Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.																																																				
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DEL DESPACHO DE GENERACIÓN	<p data-bbox="449 1292 1018 1317">Objetivo</p> <p data-bbox="449 1341 1018 1438">Satisfacer la demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) considerando las restricciones de red vigentes y los lineamientos de la Ley de la Industria Eléctrica.</p> <p data-bbox="449 1463 1018 1484">Alcance</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.																																																	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																								
		<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE Cenace) y sus operadores.</p> <p>b. Operador de Central Eléctrica (CE) / centro de control Centro de Control de Generación (CCG).</p> <p>c. Operador del centro de control Centro de Control del Usuario Calificado / Centro de Control de Usuario Calificado.</p>																												
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS	<p>Descripción de actividades</p> <table border="1" data-bbox="457 415 1031 945"> <thead> <tr> <th data-bbox="457 415 506 435">No.</th> <th data-bbox="506 415 667 435">Responsable</th> <th data-bbox="667 415 1031 435">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="457 435 506 537">1</td> <td data-bbox="506 435 667 537">Personal del CENACE Cenace</td> <td data-bbox="667 435 1031 537">Publica diariamente el programa de generación Generación mediante el software de Mercado del Día en Adelanto y Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad e indica las instrucciones por medios electrónicos el sincronismo y/o paro de Centrales Eléctricas, así como los ajustes de generación de las Centrales Eléctricas al SEN.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 537 506 565">2</td> <td data-bbox="506 537 667 565">Operador del CCG</td> <td data-bbox="667 537 1031 565">Recibe la instrucción electrónica enviada por el CENACE Cenace, procediendo a cumplir las instrucciones recibidas.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 565 506 659">3</td> <td data-bbox="506 565 667 659">Operador del CENACE Cenace</td> <td data-bbox="667 565 1031 659">Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas y se registra en el Sistema de Información para la Operación (Relatoo) el cambio en la generación Generación solicitada y en caso de no llevarse a cabo parcial o totalmente, se registra la causa y se asigna la Licencia correspondiente.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 659 506 792">4</td> <td data-bbox="506 659 667 792">Operador del CENACE Cenace</td> <td data-bbox="667 659 1031 792">De manera permanente por medio del software de Mercado en Tiempo Real (MTR) se realiza ajuste a los programas de generación Generación debido a cambios en disponibilidad de Centrales Eléctricas, cambios en la demanda pronosticada, en los pronósticos de generación Generación intermitente, Licencias de emergencia Emergencia en la RNT y la RGD. De acuerdo al Software software MTR se instruye por medios electrónicos el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación Generación de las Centrales Eléctricas del SEN.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 792 506 878">5</td> <td data-bbox="506 792 667 878">Operador del CENACE Cenace</td> <td data-bbox="667 792 1031 878">En caso de falla en el software de Mercado de día Día en adelanto Adelanto o en el sistema electrónico de envío de instrucciones (RID) o por emergencia, solicita ajustes de generación de manera telefónica a través de las Gerencias de Control Regionales.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 878 506 906">6</td> <td data-bbox="506 878 667 906">Operador del CCG</td> <td data-bbox="667 878 1031 906">Recibe la instrucción telefónica enviada por el CENACE Cenace procediendo a realizar los ajustes solicitados.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="457 906 506 945">7</td> <td data-bbox="506 906 667 945">Operador del CENACE Cenace</td> <td data-bbox="667 906 1031 945">Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas, y registra el estado del cumplimiento de las instrucciones.</td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Personal del CENACE Cenace	Publica diariamente el programa de generación Generación mediante el software de Mercado del Día en Adelanto y Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad e indica las instrucciones por medios electrónicos el sincronismo y/o paro de Centrales Eléctricas, así como los ajustes de generación de las Centrales Eléctricas al SEN.	2	Operador del CCG	Recibe la instrucción electrónica enviada por el CENACE Cenace, procediendo a cumplir las instrucciones recibidas.	3	Operador del CENACE Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas y se registra en el Sistema de Información para la Operación (Relatoo) el cambio en la generación Generación solicitada y en caso de no llevarse a cabo parcial o totalmente, se registra la causa y se asigna la Licencia correspondiente.	4	Operador del CENACE Cenace	De manera permanente por medio del software de Mercado en Tiempo Real (MTR) se realiza ajuste a los programas de generación Generación debido a cambios en disponibilidad de Centrales Eléctricas, cambios en la demanda pronosticada, en los pronósticos de generación Generación intermitente, Licencias de emergencia Emergencia en la RNT y la RGD. De acuerdo al Software software MTR se instruye por medios electrónicos el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación Generación de las Centrales Eléctricas del SEN.	5	Operador del CENACE Cenace	En caso de falla en el software de Mercado de día Día en adelanto Adelanto o en el sistema electrónico de envío de instrucciones (RID) o por emergencia, solicita ajustes de generación de manera telefónica a través de las Gerencias de Control Regionales.	6	Operador del CCG	Recibe la instrucción telefónica enviada por el CENACE Cenace procediendo a realizar los ajustes solicitados.	7	Operador del CENACE Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas, y registra el estado del cumplimiento de las instrucciones.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
No.	Responsable	Actividad																												
1	Personal del CENACE Cenace	Publica diariamente el programa de generación Generación mediante el software de Mercado del Día en Adelanto y Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad e indica las instrucciones por medios electrónicos el sincronismo y/o paro de Centrales Eléctricas, así como los ajustes de generación de las Centrales Eléctricas al SEN.																												
2	Operador del CCG	Recibe la instrucción electrónica enviada por el CENACE Cenace, procediendo a cumplir las instrucciones recibidas.																												
3	Operador del CENACE Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas y se registra en el Sistema de Información para la Operación (Relatoo) el cambio en la generación Generación solicitada y en caso de no llevarse a cabo parcial o totalmente, se registra la causa y se asigna la Licencia correspondiente.																												
4	Operador del CENACE Cenace	De manera permanente por medio del software de Mercado en Tiempo Real (MTR) se realiza ajuste a los programas de generación Generación debido a cambios en disponibilidad de Centrales Eléctricas, cambios en la demanda pronosticada, en los pronósticos de generación Generación intermitente, Licencias de emergencia Emergencia en la RNT y la RGD. De acuerdo al Software software MTR se instruye por medios electrónicos el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación Generación de las Centrales Eléctricas del SEN.																												
5	Operador del CENACE Cenace	En caso de falla en el software de Mercado de día Día en adelanto Adelanto o en el sistema electrónico de envío de instrucciones (RID) o por emergencia, solicita ajustes de generación de manera telefónica a través de las Gerencias de Control Regionales.																												
6	Operador del CCG	Recibe la instrucción telefónica enviada por el CENACE Cenace procediendo a realizar los ajustes solicitados.																												
7	Operador del CENACE Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas, y registra el estado del cumplimiento de las instrucciones.																												
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD	<p>PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD</p> <p>Objetivo</p> <p>Establecer los lineamientos y criterios operativos para reducir generación de manera coordinada, ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia de una contingencia o Disturbio en el Sistema Eléctrico de Nacional (SEN) debido a variaciones de frecuencia por arriba de los valores permitidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE Cenace) y sus operadores.</p> <p>b. Centro de Control de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y sus operadores Operadores.</p> <p>c. Centro de Control de las Redes Generales de Distribución</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.																									

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																					
		(RGD) y sus operadores Operadores. d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus operadores Operadores. e. Centro de Control del Usuario Calificado.																									
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="449 293 478 310">No.</th> <th data-bbox="478 293 646 310">Responsable</th> <th data-bbox="646 293 1018 310">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="449 326 478 483">1</td> <td data-bbox="478 326 646 483">Operador del GENACE Cenace, RNT, RGD, RDC.</td> <td data-bbox="646 326 1018 483"> 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 ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de: Disparo o apertura de líneas de transmisión Transmisión, o transformadores. Desconexión súbita de carga por operación de Esquemas de Acción Remedial, Esquemas de protección Protección de Sistemas o fallas en instalaciones de centros de consumo. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 488 478 711">2</td> <td data-bbox="478 488 646 711">Operador del GENACE Cenace</td> <td data-bbox="646 488 1018 711"> Determinación del monto de generación Generación a disminuir Evalúa el Estado Operativo del SEN y en su caso, determina la cantidad de generación Generación a disminuir a nivel sistema o en una zona específica del SEN. Instruye a los operadores Operadores del CCG el cambio de generación Generación requerido. El orden para disminución de generación Generación será el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Generación hidroeléctrica. • Generación térmica de acuerdo a su costo. • Generación Firme no despachable (Geotérmica, Nuclear). • Generación intermitente. • Generación leuada (de autoabastecimiento). </td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 716 478 781">3</td> <td data-bbox="478 716 646 781">Operador de CCG</td> <td data-bbox="646 716 1018 781"> Disminución de generación Generación Realiza la desconexión o disminución de generación Generación acorde con las instrucciones del operador Operador del GENACE Cenace. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 786 478 850">4</td> <td data-bbox="478 786 646 850">Operador de GENACE Cenace.</td> <td data-bbox="646 786 1018 850"> Estabilización de Variables Supervisa que las instrucciones de desconexión o disminución de generación Generación ordenadas se hayan cumplido y verifica que la frecuencia del SEN o flujos en enlaces estén estables y dentro de sus límites operativos. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 855 478 943">5</td> <td data-bbox="478 855 646 943">Operador de RNT, RGD, CCG, RDC</td> <td data-bbox="646 855 1018 943"> 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. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="449 948 478 1079">6</td> <td data-bbox="478 948 646 1079">Operador de GENACE Cenace.</td> <td data-bbox="646 948 1018 1079"> Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el sistema-de-información-de-la-operación Sistema Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los operadores 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. </td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Operador del GENACE 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 Operativos. Estas variaciones de frecuencia pueden ser ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de: Disparo o apertura de líneas de transmisión Transmisión, o transformadores. Desconexión súbita de carga por operación de Esquemas de Acción Remedial, Esquemas de protección Protección de Sistemas o fallas en instalaciones de centros de consumo.	2	Operador del GENACE Cenace	Determinación del monto de generación Generación a disminuir Evalúa el Estado Operativo del SEN y en su caso, determina la cantidad de generación Generación a disminuir a nivel sistema o en una zona específica del SEN. Instruye a los operadores Operadores del CCG el cambio de generación Generación requerido. El orden para disminución de generación Generación será el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Generación hidroeléctrica. • Generación térmica de acuerdo a su costo. • Generación Firme no despachable (Geotérmica, Nuclear). • Generación intermitente. • Generación leuada (de autoabastecimiento). 	3	Operador de CCG	Disminución de generación Generación Realiza la desconexión o disminución de generación Generación acorde con las instrucciones del operador Operador del GENACE Cenace.	4	Operador de GENACE Cenace.	Estabilización de Variables Supervisa que las instrucciones de desconexión o disminución de generación Generación ordenadas se hayan cumplido y verifica que la frecuencia del SEN o flujos en enlaces estén estables y dentro de sus límites operativos.	5	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.	6	Operador de GENACE Cenace.	Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el sistema-de-información-de-la-operación Sistema Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los operadores 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.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
No.	Responsable	Actividad																									
1	Operador del GENACE 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 Operativos. Estas variaciones de frecuencia pueden ser ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de: Disparo o apertura de líneas de transmisión Transmisión, o transformadores. Desconexión súbita de carga por operación de Esquemas de Acción Remedial, Esquemas de protección Protección de Sistemas o fallas en instalaciones de centros de consumo.																									
2	Operador del GENACE Cenace	Determinación del monto de generación Generación a disminuir Evalúa el Estado Operativo del SEN y en su caso, determina la cantidad de generación Generación a disminuir a nivel sistema o en una zona específica del SEN. Instruye a los operadores Operadores del CCG el cambio de generación Generación requerido. El orden para disminución de generación Generación será el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Generación hidroeléctrica. • Generación térmica de acuerdo a su costo. • Generación Firme no despachable (Geotérmica, Nuclear). • Generación intermitente. • Generación leuada (de autoabastecimiento). 																									
3	Operador de CCG	Disminución de generación Generación Realiza la desconexión o disminución de generación Generación acorde con las instrucciones del operador Operador del GENACE Cenace.																									
4	Operador de GENACE Cenace.	Estabilización de Variables Supervisa que las instrucciones de desconexión o disminución de generación Generación ordenadas se hayan cumplido y verifica que la frecuencia del SEN o flujos en enlaces estén estables y dentro de sus límites operativos.																									
5	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.																									
6	Operador de GENACE Cenace.	Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el sistema-de-información-de-la-operación Sistema Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los operadores 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.																									
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO	PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO Objetivo Establecer los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones operativas del Sistema Eléctrico de Nacional (SEN), después de la ocurrencia de un disturbio, para recuperar en la medida de lo posible con la disponibilidad de recursos, la condición de operación normal del SEN, minimizando el tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los Usuarios Finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos.	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.																						

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta															
		<p>Proteger los elementos que componen el Sistema Eléctrico Nacional SEN de daños significativos que pongan en riesgo la operación respetando los límites de seguridad y proteger al personal operativo.</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE Cenace) y sus operadores Operadores.</p> <p>b. Centro de Control de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y sus operadores Operadores.</p> <p>c. Centro de Control de las Redes Generales de Distribución (RGD) y sus operadores Operadores.</p> <p>d. Central Eléctrica (CE) / Centro de control Control de Generación (CCG) y sus operadores Operadores.</p> <p>e. Centro de Control del Usuario Calificado y sus operadores Suministrador (SUM).</p> <p>f. Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y Recursos de Demanda Controlable (RDC).</p>																			
Editorial Redacción	PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO	<p>Descripción de actividades</p> <table border="1" data-bbox="464 711 1026 1404"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 711 506 735">No.</th> <th data-bbox="506 711 653 735">Responsable</th> <th data-bbox="653 711 1026 735">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 735 506 935">1</td> <td data-bbox="506 735 653 935">Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="653 735 1026 935"> <p>Detección del Disturbio</p> <p>Detectan la ocurrencia de un disturbio cuando se presenta uno o varios de los siguientes eventos: Disparo y/o apertura de interruptores de uno o varios elementos del SEN. Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR). Operación de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). Operación de esquemas de protección de los diferentes elementos del SEN. Cambios repentinos en las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, de uno o varios elementos del SEN. Notificación del Suministrador</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 935 506 1105">2</td> <td data-bbox="506 935 653 1105">Operador de: CENACE-Cenace.</td> <td data-bbox="653 935 1026 1105"> <p>Determinación del estado del SEN</p> <p>De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, el operador del CENACE-Cenace determina el estado operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple. Ante un Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo Restaurativo el CENACE-Cenace podrá determinar, de acuerdo a los criterios establecidos, la suspensión de las operaciones del MEM, informando a todos los participantes Participantes del Mercado por los conductos establecidos.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 1105 506 1260">3</td> <td data-bbox="506 1105 653 1260">Operador de: CENACE</td> <td data-bbox="653 1105 1026 1260"> <p>Estabilización de Variables</p> <p>Verifica que los operadores Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM, RDC de acuerdo a los procedimientos operativos aplicables, ejecuten las acciones necesarias para estabilizar las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva, que sufrieron cambios por la ocurrencia del disturbio, para mantenerlas en la medida de lo posible, dentro de sus límites operativos de acuerdo a la disponibilidad de los recursos, utilizando las herramientas disponibles de tiempo real.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 1260 506 1404">4</td> <td data-bbox="506 1260 653 1404">Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="653 1260 1026 1404"> <p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El operador del CENACE-Cenace en coordinación con los operadores Operadores involucrados en el evento, analizan la información disponible en los diferentes sistemas EMS, para ubicar y/o aislar, el elemento que originó el disturbio.</p> </td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Detección del Disturbio</p> <p>Detectan la ocurrencia de un disturbio cuando se presenta uno o varios de los siguientes eventos: Disparo y/o apertura de interruptores de uno o varios elementos del SEN. Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR). Operación de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). Operación de esquemas de protección de los diferentes elementos del SEN. Cambios repentinos en las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, de uno o varios elementos del SEN. Notificación del Suministrador</p>	2	Operador de: CENACE-Cenace .	<p>Determinación del estado del SEN</p> <p>De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, el operador del CENACE-Cenace determina el estado operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple. Ante un Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo Restaurativo el CENACE-Cenace podrá determinar, de acuerdo a los criterios establecidos, la suspensión de las operaciones del MEM, informando a todos los participantes Participantes del Mercado por los conductos establecidos.</p>	3	Operador de: CENACE	<p>Estabilización de Variables</p> <p>Verifica que los operadores Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM, RDC de acuerdo a los procedimientos operativos aplicables, ejecuten las acciones necesarias para estabilizar las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva, que sufrieron cambios por la ocurrencia del disturbio, para mantenerlas en la medida de lo posible, dentro de sus límites operativos de acuerdo a la disponibilidad de los recursos, utilizando las herramientas disponibles de tiempo real.</p>	4	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El operador del CENACE-Cenace en coordinación con los operadores Operadores involucrados en el evento, analizan la información disponible en los diferentes sistemas EMS, para ubicar y/o aislar, el elemento que originó el disturbio.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p>	No genera costo adicional	
No.	Responsable	Actividad																			
1	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Detección del Disturbio</p> <p>Detectan la ocurrencia de un disturbio cuando se presenta uno o varios de los siguientes eventos: Disparo y/o apertura de interruptores de uno o varios elementos del SEN. Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR). Operación de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). Operación de esquemas de protección de los diferentes elementos del SEN. Cambios repentinos en las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, de uno o varios elementos del SEN. Notificación del Suministrador</p>																			
2	Operador de: CENACE-Cenace .	<p>Determinación del estado del SEN</p> <p>De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, el operador del CENACE-Cenace determina el estado operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple. Ante un Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo Restaurativo el CENACE-Cenace podrá determinar, de acuerdo a los criterios establecidos, la suspensión de las operaciones del MEM, informando a todos los participantes Participantes del Mercado por los conductos establecidos.</p>																			
3	Operador de: CENACE	<p>Estabilización de Variables</p> <p>Verifica que los operadores Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM, RDC de acuerdo a los procedimientos operativos aplicables, ejecuten las acciones necesarias para estabilizar las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva, que sufrieron cambios por la ocurrencia del disturbio, para mantenerlas en la medida de lo posible, dentro de sus límites operativos de acuerdo a la disponibilidad de los recursos, utilizando las herramientas disponibles de tiempo real.</p>																			
4	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El operador del CENACE-Cenace en coordinación con los operadores Operadores involucrados en el evento, analizan la información disponible en los diferentes sistemas EMS, para ubicar y/o aislar, el elemento que originó el disturbio.</p>																			

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta												
		<table border="1"> <tr> <td data-bbox="464 142 499 253">5</td> <td data-bbox="499 142 653 253">Operadores de: CENACE, RNT, RGD y/o personal de CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="653 142 1024 253"> <p>Definición de estrategia de restablecimiento</p> <p>El operador Operador del CENACE-Cenace, en coordinación con los operadores Operadores involucrados y con base en la información analizada, determinan el Estado Operativo del SEN y establecen la estrategia para el proceso de restablecimiento.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 253 499 423">6</td> <td data-bbox="499 253 653 423">Operador de: CENACE-Cenace.</td> <td data-bbox="653 253 1024 423"> <p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Coordina y verifica la correcta ejecución de los procedimientos de restablecimiento aplicables y en su caso emite las instrucciones necesarias en el o los elementos que salieron de servicio durante el disturbio, al operador de RNT, RGD, CCG, SUM y RDC. Para los casos no contemplados en los procedimientos se realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir, respetando el orden jerárquico.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 423 499 724">7</td> <td data-bbox="499 423 653 724">Operadores de CENACE RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="653 423 1024 724"> <p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Documentan en el sistema de información SIO de la operación, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer los elementos del SEN, especificando lo que aplique de la siguiente información: Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas con su respectivo monto de carga y usuarios importantes afectados. Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. Restablecimiento de usuarios importantes afectados incluyendo horarios de cada instalación. Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 724 499 829">8</td> <td data-bbox="499 724 653 829">Operadores de: CENACE-Cenace.</td> <td data-bbox="653 724 1024 829"> <p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el sistema de información de la operación SIO, los eventos registrados por los operadores Operadores, de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, y retroalimenta a los involucrados.</p> </td> </tr> </table>	5	Operadores de: CENACE, RNT, RGD y/o personal de CCG, SUM y RDC	<p>Definición de estrategia de restablecimiento</p> <p>El operador Operador del CENACE-Cenace, en coordinación con los operadores Operadores involucrados y con base en la información analizada, determinan el Estado Operativo del SEN y establecen la estrategia para el proceso de restablecimiento.</p>	6	Operador de: CENACE-Cenace .	<p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Coordina y verifica la correcta ejecución de los procedimientos de restablecimiento aplicables y en su caso emite las instrucciones necesarias en el o los elementos que salieron de servicio durante el disturbio, al operador de RNT, RGD, CCG, SUM y RDC. Para los casos no contemplados en los procedimientos se realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir, respetando el orden jerárquico.</p>	7	Operadores de CENACE RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Documentan en el sistema de información SIO de la operación, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer los elementos del SEN, especificando lo que aplique de la siguiente información: Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas con su respectivo monto de carga y usuarios importantes afectados. Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. Restablecimiento de usuarios importantes afectados incluyendo horarios de cada instalación. Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio.</p>	8	Operadores de: CENACE-Cenace .	<p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el sistema de información de la operación SIO, los eventos registrados por los operadores Operadores, de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, y retroalimenta a los involucrados.</p>				
5	Operadores de: CENACE, RNT, RGD y/o personal de CCG, SUM y RDC	<p>Definición de estrategia de restablecimiento</p> <p>El operador Operador del CENACE-Cenace, en coordinación con los operadores Operadores involucrados y con base en la información analizada, determinan el Estado Operativo del SEN y establecen la estrategia para el proceso de restablecimiento.</p>																
6	Operador de: CENACE-Cenace .	<p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Coordina y verifica la correcta ejecución de los procedimientos de restablecimiento aplicables y en su caso emite las instrucciones necesarias en el o los elementos que salieron de servicio durante el disturbio, al operador de RNT, RGD, CCG, SUM y RDC. Para los casos no contemplados en los procedimientos se realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir, respetando el orden jerárquico.</p>																
7	Operadores de CENACE RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Documentan en el sistema de información SIO de la operación, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer los elementos del SEN, especificando lo que aplique de la siguiente información: Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas con su respectivo monto de carga y usuarios importantes afectados. Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. Restablecimiento de usuarios importantes afectados incluyendo horarios de cada instalación. Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio.</p>																
8	Operadores de: CENACE-Cenace .	<p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el sistema de información de la operación SIO, los eventos registrados por los operadores Operadores, de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, y retroalimenta a los involucrados.</p>																
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>Objetivo</p> <p>Definir la prioridad en la atención a la Operación por parte de los operadores Operadores de los diferentes centros de control Centros de Control, considerando al CENACE, Transportistas, Distribuidores y Participantes Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).</p> <p>Definir la interacción entre Operadores en cuanto a la notificación e intercambio de información, referente a la operación preventiva, planeación de la operación, administración de licencias, eventos operativos, disturbios y restablecimiento de equipo bajo la responsabilidad del Operador en su ámbito.</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Operador del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE-Cenace).</p> <p>b. Operador del Centro de Control de la Red Nacional de Transmisión (RNT).</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y Solicitud de Licencias https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p> <p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador,</p>	<p>No genera costo adicional</p> <p>Trámite https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p>													

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>c. Operador del Centro de Control de las Redes Generales de Distribución (RGD).</p> <p>d. Operador de Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG).</p> <p>e. Operador del Centro de Control del Usuario Calificado (UC).</p> <p>f. Operador del Centro de Control del Suministrador (SUM)</p> <p>fg. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC) solicitante de los trabajos.</p>		Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II		
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1. Lineamientos</p> <p>a. La comunicación operativa debe hacerse en base al Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.</p> <p>b. Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC informar oportunamente al Operador del CENACE Cenace de manera verbal de los eventos relevantes relacionados con la Operación de la red eléctrica bajo del SEN su responsabilidad (bajo cualquier Estado Operativo del SEN).</p> <p>c. Es responsabilidad del Operador del CENACE y de los Centros de Control de la RNT, RGD y Personal de la CCG, SUM y RDC, registrar en el Sistema de Información de la Operación-SIO, los eventos relacionados con la operación de la red eléctrica del SEN bajo su responsabilidad e intercambiarla con oportunidad con los Centros de Control involucrados.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>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 Cenace para realizar maniobras de conexión y/o desconexión de elementos que modifiquen la topología o condición operativa de la red eléctrica.</p> <p>b. Toda solicitud de licencia Licencia programada autorizada o licencia de emergencia Emergencia en la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, definida en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa y en los procedimientos aplicables, debe ser gestionada por el operador Operador correspondiente obteniendo la aprobación de la ejecución de maniobras con el operador del CENACE Cenace.</p> <p>c. Es responsabilidad del CENACE Cenace en coordinación con el operador Operador de la RNT, RGD, CCG, RDC, mantener la operación de los equipos bajo su responsabilidad, dentro de los límites operativos, de acuerdo a sus capacidades nominales, de diseño y/o restricciones operativas. Cualquier violación de este tipo se debe notificar al operador del CENACE Cenace.</p> <p>d. El personal operativo de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC debe notificar y enviar al personal operativo del CENACE</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Los requerimientos de Salidas se encuentran contempladas por el CENACE con los Trámites:</p> <p><i>Solicitud de Salida de Elementos y Equipos Asociados</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=7363 y <i>Solicitud de Licencias</i> https://conamer.gob.mx/tramites/buscador/?Id=8767</p> <p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Cenace la información técnica actualizada de los equipos del SEN bajo su responsabilidad tal como diagramas unifilares, capacidades nominales, límites de operación, manual de operación de la instalación, curvas de capacidad, ajuste de protecciones, etc. antes de la entrada en operación de los equipos o cuando se realicen modificaciones a los mismos, de acuerdo a la información establecida en el procedimiento de puesta en servicio.</p> <p>e. El Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC, debe habilitar o deshabilitar los Esquemas de Acción Remedial o los Esquemas de Protección del Sistema de su ámbito, solamente a solicitud del Operador del GENAGE Cenace, asimismo debe informar en forma verbal de la operación de alarmas relacionadas a estos esquemas.</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>g. Los Operadores del Centro de Control del GENAGE Cenace, RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada y ordenada, las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, considerando la jerarquía del Manual Regulatorio de Coordinación operativa Operativa y sujetándose a los procedimientos operativos y de restablecimiento que apliquen.</p> <p>h. El restablecimiento de carga, generación Generación y/o equipos afectados por la operación de los Esquemas de Acción Remedial o de los Esquemas de Protección del Sistema, se harán con la autorización del Operador del GENAGE Cenace.</p> <p>i. Toda falla en equipo primario o auxiliar, que afecte la confiabilidad del sistema ó decremente la capacidad de algún equipo primario, bajo la responsabilidad de los operadores del centro de control Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC debe informarse oportunamente al Operador del GENAGE Cenace de forma verbal respetando el nivel jerárquico.</p> <p>j. Cualquier disturbio o situación relevante deberá ser atendido de acuerdo a los procedimientos aplicables, asegurando en primer término la integridad del personal que se encuentra laborando en dichas instalaciones y posteriormente la comunicación a nivel superior.</p> <p>k. La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste de generación Generación de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del GENAGE Cenace, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, RDC.</p> <p>l. El restablecimiento de carga y/o generación Generación, debe ser autorizada y coordinada por el Operador del GENAGE Cenace, los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC deben</p>		<p>Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>informar los montos y tiempos de carga y/o generación afectados en cada evento.</p> <p>m. La normalización de red, carga y/o generación afectada por la operación de Esquemas de Acción Remedial y/o Esquemas de Protección de Sistema, según corresponda, debe ser autorizada y coordinada por el Operador del GENAGE Cenace. Los operadores Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC deben informar los montos y tiempos de carga y/o generación Generación afectados en cada evento.</p>				
Editorial Aclaración	PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA	<p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, se dividirán los disturbios en cuatro categorías y quedarán agrupados de la siguiente forma:</p> <p>Disturbios de alta relevancia: Disparo con afectaciones de carga mayos a 100 MW o generación iguales o superiores a 30 600 MW, Barridas independientemente del tiempo de barras, Inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD. CCG ó de Usuario Calificado, Torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como Huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de elementos, operación de esquemas de Baja Frecuencia, Disparos de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual y explosiones de equipo primario duración.</p> <p>Disturbios de media relevancia: Disturbios con afectaciones de carga mayor a 30 MW y menor a 100 MW o generación menores menor a 30 60 MW, pero iguales o mayores a igual o mayor a 50 MW, independientemente del tiempo de duración.</p> <p>También se consideran disturbios de media relevancia, los disturbios con afectación de carga o generación de entre 10 MW, Disparos múltiples sin afectaciones de carga, operación de esquemas de Bajo Voltaje, Fallas permanentes en líneas de transmisión y Disparos 50 MW, ambos valores incluidos, con una duración mayor a 5 minutos; disparos múltiples con y sin afectación de carga y disparos de CEV.</p> <p>Disturbios de baja relevancia: Disturbios con afectaciones de carga menor a 30 MW o generación menor a 50 MW, que no se hayan registrado ya como Disturbios de media relevancia.</p> <p>Disturbios sin afectación de carga o generación: Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas superiores o iguales a 230 kV y sismos mayores a 5°R sin afectaciones.</p> <p>Disturbios Disparo de mínima relevancia: Disturbios con</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclaran los rangos considerando las condiciones operativas de dos sistemas eléctricos no interconectados (Baja California y Mulegé)</p> <p>En lo correspondiente a la información, la obligación se adquiere al momento de Registrarse y Acreditarse como Participante del Mercado.</p> <p>En este sentido, para alcanzar el estado de Aprobado, se les requiere deberá entregar al CENACE toda la información de telemetría, conectividad y demás parámetros técnicos establecidos en el Manual de Requerimientos de Tecnología de Información (DOF 4/12/2017)</p> <p>Se integra una Tabla (sin título) para mayor claridad.</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>afectaciones elemento o equipo asociado sin afectación de carga o generación menores a 10 MW, disparo transitorio de capacitores, disparo transitorio de GEVs y disparo transitorio de reactores debido a vandalismo y sismos.</p> <p>El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:</p> <p>Disturbios de alta relevancia</p> <p>a. Los Operadores del GENACE Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del Sistema de Información de la Operación SIO, operado por el Cenace, informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.</p> <p>b. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM elaborará el reporte preliminar involucrados elaborarán el Reporte Preliminar del Disturbio escrito a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y lo registrarán en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.</p> <p>c. El GENACE 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 Reporte Completo del Disturbio evento, el cual deberá estar concluido a más tardar 72 horas después de la ocurrencia del mismo, 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 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. En caso de petición de prórroga, el reporte completo del disturbio se deberá entregar a más tardar 120 horas después de la ocurrencia del disturbio. De forma posterior a las 120 horas, en caso de prórroga, la CRE podrá solicitar información adicional sobre la justificación de la petición de 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 evento disturbio, enviará el reporte definitivo 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>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																			
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th data-bbox="659 147 814 194">Horas después de la ocurrencia del mismo</th> <th data-bbox="821 147 919 194">Realizado por</th> <th data-bbox="926 147 1024 194">Entregado a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="470 199 653 263">Información de lo ocurrido</td> <td data-bbox="659 199 814 263">Lo antes posible</td> <td data-bbox="821 199 919 263">CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="926 199 1024 263">SIO</td> </tr> <tr> <td data-bbox="470 267 653 375">Reporte Preliminar</td> <td data-bbox="659 267 814 375">Antes de 2</td> <td data-bbox="821 267 919 375">Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</td> <td data-bbox="926 267 1024 375">SRD</td> </tr> <tr> <td data-bbox="470 380 653 600" rowspan="2">Reporte Completo</td> <td data-bbox="659 380 814 479">(sin prórroga) Antes de 72</td> <td data-bbox="821 380 919 479">Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</td> <td data-bbox="926 380 1024 479">SRD</td> </tr> <tr> <td data-bbox="659 483 814 600">(con prórroga) Antes de 120 y petición de prórroga antes de las 72 horas, junto con la información</td> <td data-bbox="821 483 919 600">Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado</td> <td data-bbox="926 483 1024 600">SRD</td> </tr> </tbody> </table>		Horas después de la ocurrencia del mismo	Realizado por	Entregado a	Información de lo ocurrido	Lo antes posible	CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	SIO	Reporte Preliminar	Antes de 2	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD	Reporte Completo	(sin prórroga) Antes de 72	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD	(con prórroga) Antes de 120 y petición de prórroga antes de las 72 horas, junto con la información	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD				
	Horas después de la ocurrencia del mismo	Realizado por	Entregado a																						
Información de lo ocurrido	Lo antes posible	CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	SIO																						
Reporte Preliminar	Antes de 2	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD																						
Reporte Completo	(sin prórroga) Antes de 72	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD																						
	(con prórroga) Antes de 120 y petición de prórroga antes de las 72 horas, junto con la información	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD																						
		<p>Disturbios de media relevancia</p> <p>a. Los Operadores del CENACE Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del Sistema de Información de la Operación SIO informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.</p> <p>b. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todos los eventos ocurridos en su ámbito y enviarán un reporte completo Reporte Completo del Disturbio al CENACE Cenace semanalmente, de todos los eventos que clasifiquen en esta categoría, por medio del SRD.</p> <p>c. El CENACE Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un reporte completo Reporte Completo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>																							
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th data-bbox="659 1052 758 1073">Cuándo</th> <th data-bbox="764 1052 863 1073">Realizado por</th> <th data-bbox="869 1052 1024 1073">Entregado a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="470 1078 653 1177">Reporte Completo</td> <td data-bbox="659 1078 758 1177">Semanalmente</td> <td data-bbox="764 1078 863 1177">Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC</td> <td data-bbox="869 1078 1024 1177">Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado SIO SRD</td> </tr> <tr> <td data-bbox="470 1182 653 1235">Reporte Definitivo</td> <td data-bbox="659 1182 758 1235">24 horas después de recibir el Reporte Completo</td> <td data-bbox="764 1182 863 1235">CENACE</td> <td data-bbox="869 1182 1024 1235">Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado</td> </tr> </tbody> </table>		Cuándo	Realizado por	Entregado a	Reporte Completo	Semanalmente	Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado SIO SRD	Reporte Definitivo	24 horas después de recibir el Reporte Completo	CENACE	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado											
	Cuándo	Realizado por	Entregado a																						
Reporte Completo	Semanalmente	Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado SIO SRD																						
Reporte Definitivo	24 horas después de recibir el Reporte Completo	CENACE	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado																						
		<p>Disturbios de baja relevancia</p> <p>a. Los Operadores del CENACE Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del Sistema de Información de la Operación SIO informará informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos no se generará ningún reporte escrito del disturbio.</p> <p>b. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC registrarán semanalmente esta información en el SRD.</p>																							

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>de todos los disturbios de baja relevancia.</p> <p>Disturbios de mínima relevancia</p> <p>a. Los Operadores del CENACE Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, a través del Sistema de Información de la Operación SIO, informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos no requiere generar reportes escritos.</p> <p>b. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC registrarán lo ocurrido en el disturbio de mínima relevancia a las entidades involucradas semanalmente en el SRD, de todos los disturbios de mínima relevancia.</p>				
Editorial Complemento	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN	<p>PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE- TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN</p> <p>Antecedentes</p> <p>El presente procedimiento se elabora atendiendo a lo establecido en los criterios OP - 95 y OP - 96 de las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional de este Código de Red.</p> <p>Estos criterios establecen concordancia con las obligaciones y derechos contenidos en el Modelo de Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador celebrado con el Cenace, que refiere en sus cláusulas Quinta, Sexta y Séptima lo siguiente</p> <p><i>“QUINTA. Obligaciones del Suministrador. El Suministrador tendrá las siguientes obligaciones: e) Operar, probar y mantener las instalaciones y equipos, protocolos y sistema de comunicaciones, así como las instalaciones del sistema de adquisición de datos requerido por el CENACE y descrito en la guía operativa adquisición de datos de tiempo real de manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN. g) Contar con el personal calificado y capacitado por el CENACE para recibir las instrucciones, envío y recepción de ofertas al MEM, antes de llevar a cabo operaciones. La coordinación ante el Cenace debe ser a través del Centro de Control del Transportista. v) Atender los lineamientos emitidos por el CENACE para la elaboración de programas de mantenimiento de las UCE a su cargo, para la modernización y ampliación de su capacidad de generación y de sus instalaciones, para garantizar que no se violen los criterios de confiabilidad ni lo dispuesto en las RM. SEXTA. Obligaciones del CENACE. El CENACE tendrá las siguientes obligaciones: a) Actuar de conformidad con todos los criterios de confiabilidad aplicables, así como publicar y notificar a los Suministradores del Mercado de los estándares aplicables a</i></p>	Obligación	<p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p> <p>Modelo de Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador Cláusulas Quinta, Sexta y Séptima</p> <p>Este manual pretende aumentar la confiabilidad a través de una mejor coordinación entre los usuarios en Alta Tensión.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p><i>su modalidad establecida en este Contrato.</i></p> <p><i>b)Notificar al Suministrador de los cambios operativos o decisiones que puedan tener un impacto en las operaciones, instalaciones o equipos propios o de sus representadas.</i></p> <p><i>c)Informar al Suministrador las órdenes de despacho para los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable, así como para las UCE que represente.</i></p> <p><i>h) Llevar a cabo el registro de la medición de energía eléctrica y Servicios Conexos que reciban los Centros de Carga y las UCE que estén representados por el Suministrador, así como la energía eléctrica y Servicios Conexos que entreguen los Recursos de Demanda Controlable.</i></p> <p><i>j) Desarrollar e implementar los programas de capacitación del Suministrador.</i></p> <p><i>k)Responder ante el Suministrador por la suspensión del servicio público de transmisión o distribución ordenada por el CENACE, aun cuando posteriormente se determine improcedente.</i></p> <p><i>m) Orientar al Suministrador en el cumplimiento de las obligaciones en virtud del presente Contrato y de los cambios operativos o decisiones que puedan tener un impacto en sus operaciones, instalaciones o equipos.</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>SÉPTIMA. Derechos del Suministrador.</i></p> <p><i>El Suministrador tendrá los siguientes derechos:</i></p> <p><i>b)Ser notificado de los cambios operativos o decisiones que pudieran tener un impacto en sus operaciones, así como en las instalaciones o equipos de su propiedad o de aquellas que represente.</i></p> <p><i>c)Recibir acceso a los sistemas de comunicaciones, así como bases de datos y archivos que el CENACE le proporcione, mediante los cuales se garantice la confiabilidad de las comunicaciones y la transmisión de bases de datos y archivos que se requieran para el adecuado cumplimiento de las obligaciones derivadas de este Contrato.</i></p> <p><i>e)Conocer, ya sea mediante mecanismos físicos o electrónicos, los procedimientos operativos e instructivos actualizados y disponibles para ser consultados en todo momento.”</i></p> <p>Objetivo</p> <p>Establecer los lineamientos para la coordinación e interacción operativa y técnica al realizar el Control Operativo y el Control Físico en la infraestructura que conecta a los Usuarios en Alta Tensión (Usuario Final) con la RNT, minimizando el tiempo de interrupción del suministro eléctrico de su Centro de Carga, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo; cumpliendo con la normatividad y lineamientos vigentes, para mantener</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>la Integridad, Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico del SEN.</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>A. Supervisor de Operación del Cenace (SO-Cenace). B. Operador de la Zona de Operación de Transmisión (OZOT). C. Operador del Suministrador de Servicios (OSS). D. Usuario Conectado en Alta Tensión (UCAT). E. Operador de Centro de Control de Generación (OCCG) F. Operador del Centro de Control de Distribución (OCCD)</p> <p>1. Lineamientos</p> <p>La coordinación e interacción operativa técnica debe hacerse con base al Manual de Coordinación Operativa, Manual de Programación de Salidas para Mantenimiento, el Código de Red, y los procedimientos que emanan de ellos. Es responsabilidad del OZOT y del OSS informar oportunamente al SO-Cenace de los sucesos operativos que se presenten en las instalaciones bajo su responsabilidad, a fin de que el Cenace determine las acciones a realizar conforme a su responsabilidad en el Control Operativo (administración de licencias, control de tensión y restablecimiento del SEN ante ocurrencia de disturbios). Es responsabilidad del SO-Cenace, del OZT y del OSS, registrar en el SIO, los eventos relacionados con la operación, e intercambiarla con oportunidad con los Centros de Control involucrados.</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. 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. El SO-Cenace informará al OZT los términos y condiciones de la solicitud de Licencia que se programará en el punto de conexión de la RNT asociada a las necesidades del UCAT, por si requiere realizar trabajos de mantenimiento. 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>En cumplimiento al punto 5.1.11 del Manual de Coordinación</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																														
		<p>Operativa, el Suministrador de Servicios deberá entregar al Cenace y al Transportista el “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos”, bajo su responsabilidad, previo a la entrada en operación como Usuario Calificado.</p> <p>En caso de presentarse un disturbio en las RGD que afecten los parámetros del suministro de los usuarios representados por el Suministrador de Servicios, éste podrá comunicarse directamente con el OCCD para solicitar información y atención del mismo.</p> <p>2 Descripción de actividades</p> <p>A continuación, se establecen 3 grupos de actividades, las cuales consideran las responsabilidades del Cenace (Control Operativo) y las correspondientes al Transportista (Control Físico) y Suministrador de Servicios (Control Físico).</p> <p>i. Actividades para la Administración de Licencias:</p> <table border="1" data-bbox="464 613 1024 1318"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 613 506 646">No.</th> <th data-bbox="506 613 657 646">Responsable</th> <th data-bbox="657 613 1024 646">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 646 506 716">1</td> <td data-bbox="506 646 657 716">Personal del UCAT</td> <td data-bbox="657 646 1024 716">Detección de necesidades de mantenimiento Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, y las manifiesta al Suministrador de Servicios de acuerdo a los tiempos señalados en el Manual de Programación de Salidas.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 716 506 776">2</td> <td data-bbox="506 716 657 776">OSS</td> <td data-bbox="657 716 1024 776">Elabora una solicitud de Licencia con base a las necesidades del UCAT y la plantea al C60866. Cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 776 506 846">3</td> <td data-bbox="506 776 657 846">Personal del C60866</td> <td data-bbox="657 776 1024 846">Análisis preliminar de la solicitud Realiza una evaluación preliminar de la solicitud de licencia e informa al personal de la ZOT, para que programen una solicitud de Licencia en el punto de conexión de la RNT en caso de que requiera dar mantenimiento.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 846 506 932">4</td> <td data-bbox="506 846 657 932">Personal de la ZOT correspondiente</td> <td data-bbox="657 846 1024 932">Envío de solicitud de licencia Envía al C60866 la solicitud de Licencia asociada a la Licencia solicitada por el Suministrador de Servicios, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 932 506 992">5</td> <td data-bbox="506 932 657 992">Personal del C60866</td> <td data-bbox="657 932 1024 992">Análisis de Seguridad Realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 992 506 1062">6</td> <td data-bbox="506 992 657 1062">SO-C60866</td> <td data-bbox="657 992 1024 1062">Autorización de Solicitud En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a C60866 de la OZOT.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 1062 506 1133">7</td> <td data-bbox="506 1062 657 1133">OSS y OZOT</td> <td data-bbox="657 1062 1024 1133">Autorización de Solicitud Convocan respectivamente al personal del UCAT y del Transportista, para ejecutar maniobras en campo sobre los elementos, considerando los plazos y términos de la solicitud de Licencia.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 1133 506 1214">8</td> <td data-bbox="506 1133 657 1214">SO-C60866 y OSS</td> <td data-bbox="657 1133 1024 1214">Reprogramación o Cancelación de Solicitud Si no es factible autorizar la solicitud, el C60866 reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El C60866 notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 1214 506 1318">9</td> <td data-bbox="506 1214 657 1318">OSS</td> <td data-bbox="657 1214 1024 1318">Definición de inicio de maniobras Informa al C60866 el momento en que el personal del UCAT está listo para hacer maniobras para librar el equipo necesario e iniciar los trabajos programados Lo anterior conforme a la solicitud de licencia autorizada por el C60866, o si es un caso de emergencia.</td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Personal del UCAT	Detección de necesidades de mantenimiento Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, y las manifiesta al Suministrador de Servicios de acuerdo a los tiempos señalados en el Manual de Programación de Salidas.	2	OSS	Elabora una solicitud de Licencia con base a las necesidades del UCAT y la plantea al C60866. Cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.	3	Personal del C60866	Análisis preliminar de la solicitud Realiza una evaluación preliminar de la solicitud de licencia e informa al personal de la ZOT, para que programen una solicitud de Licencia en el punto de conexión de la RNT en caso de que requiera dar mantenimiento.	4	Personal de la ZOT correspondiente	Envío de solicitud de licencia Envía al C60866 la solicitud de Licencia asociada a la Licencia solicitada por el Suministrador de Servicios, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.	5	Personal del C60866	Análisis de Seguridad Realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.	6	SO-C60866	Autorización de Solicitud En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a C60866 de la OZOT.	7	OSS y OZOT	Autorización de Solicitud Convocan respectivamente al personal del UCAT y del Transportista, para ejecutar maniobras en campo sobre los elementos, considerando los plazos y términos de la solicitud de Licencia.	8	SO-C60866 y OSS	Reprogramación o Cancelación de Solicitud Si no es factible autorizar la solicitud, el C60866 reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El C60866 notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.	9	OSS	Definición de inicio de maniobras Informa al C60866 el momento en que el personal del UCAT está listo para hacer maniobras para librar el equipo necesario e iniciar los trabajos programados Lo anterior conforme a la solicitud de licencia autorizada por el C60866, o si es un caso de emergencia.				
No.	Responsable	Actividad																																		
1	Personal del UCAT	Detección de necesidades de mantenimiento Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, y las manifiesta al Suministrador de Servicios de acuerdo a los tiempos señalados en el Manual de Programación de Salidas.																																		
2	OSS	Elabora una solicitud de Licencia con base a las necesidades del UCAT y la plantea al C60866. Cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.																																		
3	Personal del C60866	Análisis preliminar de la solicitud Realiza una evaluación preliminar de la solicitud de licencia e informa al personal de la ZOT, para que programen una solicitud de Licencia en el punto de conexión de la RNT en caso de que requiera dar mantenimiento.																																		
4	Personal de la ZOT correspondiente	Envío de solicitud de licencia Envía al C60866 la solicitud de Licencia asociada a la Licencia solicitada por el Suministrador de Servicios, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.																																		
5	Personal del C60866	Análisis de Seguridad Realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.																																		
6	SO-C60866	Autorización de Solicitud En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a C60866 de la OZOT.																																		
7	OSS y OZOT	Autorización de Solicitud Convocan respectivamente al personal del UCAT y del Transportista, para ejecutar maniobras en campo sobre los elementos, considerando los plazos y términos de la solicitud de Licencia.																																		
8	SO-C60866 y OSS	Reprogramación o Cancelación de Solicitud Si no es factible autorizar la solicitud, el C60866 reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El C60866 notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.																																		
9	OSS	Definición de inicio de maniobras Informa al C60866 el momento en que el personal del UCAT está listo para hacer maniobras para librar el equipo necesario e iniciar los trabajos programados Lo anterior conforme a la solicitud de licencia autorizada por el C60866, o si es un caso de emergencia.																																		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		10 SO-C&O&C&C	Verifica previamente las condiciones de la red eléctrica involucrada y verifica con el OZOT que el personal del Transportista esté listo para iniciar maniobras en el punto de conexión			
		11 SO-C&O&C&C	Ajuste de condiciones operativas Evalúa y ajusta las condiciones operativas que se requieren para ejecutar las maniobras asociadas a la solicitud programada o de emergencia. Si no es posible ajustar las condiciones operativas requeridas para la licencia se reprograma y/o cancela la solicitud con la debida justificación. Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado el análisis de seguridad determinístico N-1, se ajustan las condiciones del control operativo requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.			
		12 SO-C&O&C&C	Autorización de Licencia del C&O&C&C y ejecución de maniobras Entrega las licencias correspondientes y coordina al OSS y al OZOT en la ejecución de maniobras asociadas a la solicitud.			
		13 SO-C&O&C&C	Ejecución de maniobras Coordina las maniobras de libranza al OZOT y al OSS y estos a su vez al personal ubicado en la instalación perteneciente a la RNT y al personal de campo del UCAT respectivamente, con la finalidad de asegurar la comunicación en sitio y, por ende, la integridad física del personal y de los elementos pertenecientes a la RNT, para librar el equipo solicitado en la licencia Registrando en los Registros correspondientes los horarios de la secuencia de la maniobra realizada.			
		14 OZOT OSS	Notificación de Terminación de Maniobras Notifican al SO-C&O&C&C los horarios de maniobras y bloqueo de protecciones asociados a la Licencia.			
		15 OZOT OSS	Otorgamiento de Licencias Otorgarán sus Licencias locales (una Licencia por cada trabajo a realizarse) con la finalidad de coordinar la totalidad de los trabajos en campo asociados al punto de conexión.			
		16 Personal de campo del UCAT, Personal de campo del Transportista	Trabajos durante la Licencia Realizan los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia ante el C&O&C&C y/o Licencias locales.			
		17 SO-C&O&C&C	Control operativo durante la Licencia Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad y seguridad durante la Licencia.			
		18 Personal de campo del UCAT Personal de campo del Transportista	Notificación de terminación de trabajos de la Licencia Notifican al OSS y al OZOT respectivamente, la terminación de los trabajos.			
		19 OSS y OZOT	Retiro de Licencias Verifican las condiciones operativas previas a la normalización del equipo y retiran todos y cada uno de los equipos de puesta a tierra provisional y las Licencias locales, para posteriormente notificar al SO-C&O&C&C la terminación de los trabajos y solicitar la autorización para iniciar maniobras de normalización.			
		20 SO-C&O&C&C	Confirmación del retiro de Licencias Confirma con el OSS y con el OZOT que se hayan concluidos los trabajos y retirado todas las licencias locales.			
		21 SO-C&O&C&C	Verificación de condiciones para realizar maniobras de normalización Verifica y realiza ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo y se prepara para coordinar al OSS y al OZOT en la realización de maniobras de normalización o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras para asegurar la confiabilidad y seguridad del SEN.			
		22 SO-C&O&C&C	Normalización de elementos Coordina a los OSS y OZOT dictando las maniobras de normalización de las instalaciones perteneciente a la RNT y del UCAT, con la finalidad de asegurar la comunicación en sitio y por ende la integridad física del personal y de los elementos pertenecientes a la RNT, para normalizar el equipo solicitado en la Licencia.			
		23 SO-C&O&C&C, OSS, OZOT	Registran en los SIO los horarios de la secuencia de la maniobra realizada y verifican con el C&O&C&C que tenga los horarios de maniobras completos			
		24 SO-C&O&C&C	Retiro de Licencia del C&O&C&C Retira la Licencia del C&O&C&C al concluir las maniobras y quedar disponible el equipo			

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																					
		<table border="1"> <tr> <td data-bbox="464 152 499 224">25</td> <td data-bbox="499 152 632 224">OZOT, OSS</td> <td data-bbox="632 152 1024 224"> Licencia de Emergencia por salida forzada Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la Licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta, al SO-CG0868. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 224 499 295">26</td> <td data-bbox="499 224 632 295">OSS, OZOT</td> <td data-bbox="632 224 1024 295"> Licencia de Emergencia por salida forzada En cuanto se concluya el tiempo de Licencia programada deberá notificar al SO-CG0868 del retraso que existirá en el horario de término fijado por el solicitante, solicitando la Licencia de Emergencia por salida forzada e informando del tiempo tentativo de la misma. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 295 499 402">27</td> <td data-bbox="499 295 632 402">SO-CG0868</td> <td data-bbox="632 295 1024 402"> Licencia de Emergencia por salida forzada Retirá la Licencia programada y concederá una nueva licencia de emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, indicando el tiempo tentativo de la Licencia de Emergencia por salida forzada. Regresar al punto 17 de este procedimiento. </td> </tr> </table>	25	OZOT, OSS	Licencia de Emergencia por salida forzada Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la Licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta, al SO- CG0868 .	26	OSS, OZOT	Licencia de Emergencia por salida forzada En cuanto se concluya el tiempo de Licencia programada deberá notificar al SO- CG0868 del retraso que existirá en el horario de término fijado por el solicitante, solicitando la Licencia de Emergencia por salida forzada e informando del tiempo tentativo de la misma.	27	SO- CG0868	Licencia de Emergencia por salida forzada Retirá la Licencia programada y concederá una nueva licencia de emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, indicando el tiempo tentativo de la Licencia de Emergencia por salida forzada. Regresar al punto 17 de este procedimiento.																
25	OZOT, OSS	Licencia de Emergencia por salida forzada Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la Licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta, al SO- CG0868 .																									
26	OSS, OZOT	Licencia de Emergencia por salida forzada En cuanto se concluya el tiempo de Licencia programada deberá notificar al SO- CG0868 del retraso que existirá en el horario de término fijado por el solicitante, solicitando la Licencia de Emergencia por salida forzada e informando del tiempo tentativo de la misma.																									
27	SO- CG0868	Licencia de Emergencia por salida forzada Retirá la Licencia programada y concederá una nueva licencia de emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, indicando el tiempo tentativo de la Licencia de Emergencia por salida forzada. Regresar al punto 17 de este procedimiento.																									
Editorial Complemento	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN	<p>ii. Actividades para el Control de Tensión:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="451 435 478 456">No.</th> <th data-bbox="478 435 632 456">Responsable</th> <th data-bbox="632 435 1024 456">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="451 456 478 527">1</td> <td data-bbox="478 456 632 527">Personal del UCAT</td> <td data-bbox="632 456 1024 527"> Detección de tendencia a violación de tensión Detectan tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos e informa al Operador del Suministrador de Servicios. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 527 478 581">2</td> <td data-bbox="478 527 632 581">OSS</td> <td data-bbox="632 527 1024 581"> Detección de tendencia a violación de tensión Informa al SO-CG0868 la condición de la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 581 478 727">3</td> <td data-bbox="478 581 632 727">OZOT</td> <td data-bbox="632 581 1024 727"> Detección de tendencia a violación de tensión Informa a la brevedad al SO-CG0868, 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. Informa a la brevedad al SO-CG0868 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. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 727 478 824">4</td> <td data-bbox="478 727 632 824">SO-CG0868</td> <td data-bbox="632 727 1024 824"> Análisis de los recursos disponibles para control de tensión Realiza el análisis con los recursos disponibles, determina la estrategia y acciones a realizar para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, considerando el entorno de la red eléctrica con la problemática de tensión. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 824 478 906">5</td> <td data-bbox="478 824 632 906">SO-CG0868</td> <td data-bbox="632 824 1024 906"> Acciones para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión Realiza ajustes necesarios en los parámetros en Centrales Eléctricas o coordina la modificación del despacho de Generación, esto mediante instrucciones al OCCG. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 906 478 1026">6</td> <td data-bbox="478 906 632 1026">OCCG</td> <td data-bbox="632 906 1024 1026"> Acciones de control en Centrales Eléctricas para corregir tensión Realiza los ajustes instruidos por el SO-CG0868, en las unidades bajo su responsabilidad. Reporta al SO-CG0868 la aplicación de las acciones de control realizadas, así como los parámetros actuales de los sistemas de excitación de las Centrales Eléctricas, considerando el cumplimiento de los límites operativos. Registra en el SIO la acción de control tomada. </td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Personal del UCAT	Detección de tendencia a violación de tensión Detectan tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos e informa al Operador del Suministrador de Servicios.	2	OSS	Detección de tendencia a violación de tensión Informa al SO- CG0868 la condición de la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga.	3	OZOT	Detección de tendencia a violación de tensión Informa a la brevedad al SO- CG0868 , 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. Informa a la brevedad al SO- CG0868 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.	4	SO- CG0868	Análisis de los recursos disponibles para control de tensión Realiza el análisis con los recursos disponibles, determina la estrategia y acciones a realizar para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, considerando el entorno de la red eléctrica con la problemática de tensión.	5	SO- CG0868	Acciones para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión Realiza ajustes necesarios en los parámetros en Centrales Eléctricas o coordina la modificación del despacho de Generación, esto mediante instrucciones al OCCG.	6	OCCG	Acciones de control en Centrales Eléctricas para corregir tensión Realiza los ajustes instruidos por el SO- CG0868 , en las unidades bajo su responsabilidad. Reporta al SO- CG0868 la aplicación de las acciones de control realizadas, así como los parámetros actuales de los sistemas de excitación de las Centrales Eléctricas, considerando el cumplimiento de los límites operativos. Registra en el SIO la acción de control tomada.	Obligación	<p>En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p> <p>Modelo de Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador Cláusulas Quinta, Sexta y Séptima</p> <p>Este manual pretende aumentar la confiabilidad a través de una mejor coordinación entre los usuarios en Alta Tensión.</p>	No genera costo adicional	
No.	Responsable	Actividad																									
1	Personal del UCAT	Detección de tendencia a violación de tensión Detectan tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos e informa al Operador del Suministrador de Servicios.																									
2	OSS	Detección de tendencia a violación de tensión Informa al SO- CG0868 la condición de la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga.																									
3	OZOT	Detección de tendencia a violación de tensión Informa a la brevedad al SO- CG0868 , 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. Informa a la brevedad al SO- CG0868 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.																									
4	SO- CG0868	Análisis de los recursos disponibles para control de tensión Realiza el análisis con los recursos disponibles, determina la estrategia y acciones a realizar para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, considerando el entorno de la red eléctrica con la problemática de tensión.																									
5	SO- CG0868	Acciones para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión Realiza ajustes necesarios en los parámetros en Centrales Eléctricas o coordina la modificación del despacho de Generación, esto mediante instrucciones al OCCG.																									
6	OCCG	Acciones de control en Centrales Eléctricas para corregir tensión Realiza los ajustes instruidos por el SO- CG0868 , en las unidades bajo su responsabilidad. Reporta al SO- CG0868 la aplicación de las acciones de control realizadas, así como los parámetros actuales de los sistemas de excitación de las Centrales Eléctricas, considerando el cumplimiento de los límites operativos. Registra en el SIO la acción de control tomada.																									

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>7 SO-CENACE</p> <p>Verificación de las acciones de control de tensión en Centrales Eléctricas</p> <p>Verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 4 de este grupo de actividades, o utilizar otro recurso.</p>				
		<p>8 SO-CENACE</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"> • Ajuste del set point de los compensadores Estáticos de Voltaje (SEV.S). • Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. • Corte controlado de carga. 				
		<p>9 SO-CENACE</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"> • Conexión y/o desconexión de capacitores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Corte controlado de carga. • Transferencia de carga por la RGD. • Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de set posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación que no sean bajo carga, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación con el equipo desenergizado. 				
		<p>10 OZOT</p> <p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión</p> <p>Ejecuta la acción de control instruida por el SO-CENACE, de las definidas en el punto 8 de este grupo de actividades, sobre los elementos que conforman la RNT.</p> <p>Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el registro de Operación.</p>				
		<p>11 OZOT</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>12 OCCD</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 Informáticos), los horarios de ejecución.</p>				
		<p>13 SO-CENACE</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"> • Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Conexión y/o desconexión de RDC. • Corte controlado de carga. • Corrección del factor de potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad. 				
		<p>14 OZOT, OSS</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.</p> <p>Asimismo, notifica al SO-CENACE vía voz y/o mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>				
		<p>15 SO-CENACE</p> <p>Evaluación de efectividad de las acciones para corregir tensión</p> <p>Evalúa que las acciones sean efectivas y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir desde la actividad 4 de este grupo de actividades.</p>				
		<p>16 SO-CENACE</p> <p>Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión</p> <p>Solicita al OZOT la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó la anomalía de tensión, verificando que se encuentra la tensión dentro de los límites operativos establecidos.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																		
		<table border="1"> <tr> <td data-bbox="451 149 485 228">17</td> <td data-bbox="485 149 632 228">OSS</td> <td data-bbox="632 149 1016 228"> Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para corregir o mitigar la problemática en la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga y verifica que se encuentre la tensión dentro de los límites operativos establecidos. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 228 485 282">18</td> <td data-bbox="485 228 632 282">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 228 1016 282"> Registro de acciones para control de tensión Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG y/o ORDC. </td> </tr> </table>	17	OSS	Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para corregir o mitigar la problemática en la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga y verifica que se encuentre la tensión dentro de los límites operativos establecidos.	18	SO-CENACE	Registro de acciones para control de tensión Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG y/o ORDC.																
17	OSS	Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para corregir o mitigar la problemática en la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga y verifica que se encuentre la tensión dentro de los límites operativos establecidos.																						
18	SO-CENACE	Registro de acciones para control de tensión 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 data-bbox="443 293 1024 342">iii. Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="451 370 485 391">No.</th> <th data-bbox="485 370 632 391">Responsable</th> <th data-bbox="632 370 1016 391">Actividad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="451 391 485 602">1</td> <td data-bbox="485 391 632 602">Personal del UCAT</td> <td data-bbox="632 391 1016 602"> Detección del disturbio Detecta la ocurrencia de un disturbio mediante la presencia de uno o varios de los siguientes eventos: <ul style="list-style-type: none"> • Apertura de interruptor (es) de (los) equipo (s) primario (s) de Alta Tensión. • Operación de protecciones eléctricas en los equipos primarios de Alta Tensión. • Falta de continuidad del suministro eléctrico a su Centro de Carga. • Cambios repentinos en las variables de Tensión, Frecuencia, Potencia Activa y Reactiva, dentro de su instalación particular. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 602 485 656">2</td> <td data-bbox="485 602 632 656">Personal del UCAT</td> <td data-bbox="632 602 1016 656"> Detección del disturbio Informa al OSS la detección del disturbio, indicando con la mayor precisión posible la anomalía que identifica en su Centro de Carga. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 656 485 792">3</td> <td data-bbox="485 656 632 792">OSS</td> <td data-bbox="632 656 1016 792"> Detección del disturbio 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 RGD en el punto de conexión del Usuario Final. Informa al SO-CENACE las protecciones eléctricas operadas, violación de límites operativos establecidos y posición de interruptores y cuchillas de la instalación que conforma la RNT. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 792 485 883">4</td> <td data-bbox="485 792 632 883">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 792 1016 883"> Determinación del estado del SEN De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, determina el Estado Operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple, esto considerando la información disponible en el Sistema EMS y de los reportes que emitan con oportunidad los OZOT y/o OSS. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 883 485 964">5</td> <td data-bbox="485 883 632 964">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 883 1016 964"> Estabilización de variables Estabilizará con los recursos disponibles, las variables de tensión y/o flujos de potencia, esto ante la pérdida de carga del Usuario Final, considerando en todo momento los límites operativos establecidos en la RNT. </td> </tr> </tbody> </table>	No.	Responsable	Actividad	1	Personal del UCAT	Detección del disturbio Detecta la ocurrencia de un disturbio mediante la presencia de uno o varios de los siguientes eventos: <ul style="list-style-type: none"> • Apertura de interruptor (es) de (los) equipo (s) primario (s) de Alta Tensión. • Operación de protecciones eléctricas en los equipos primarios de Alta Tensión. • Falta de continuidad del suministro eléctrico a su Centro de Carga. • Cambios repentinos en las variables de Tensión, Frecuencia, Potencia Activa y Reactiva, dentro de su instalación particular. 	2	Personal del UCAT	Detección del disturbio Informa al OSS la detección del disturbio, indicando con la mayor precisión posible la anomalía que identifica en su Centro de Carga.	3	OSS	Detección del disturbio 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 RGD en el punto de conexión del Usuario Final. Informa al SO-CENACE las protecciones eléctricas operadas, violación de límites operativos establecidos y posición de interruptores y cuchillas de la instalación que conforma la RNT.	4	SO-CENACE	Determinación del estado del SEN De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, determina el Estado Operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple, esto considerando la información disponible en el Sistema EMS y de los reportes que emitan con oportunidad los OZOT y/o OSS.	5	SO-CENACE	Estabilización de variables Estabilizará con los recursos disponibles, las variables de tensión y/o flujos de potencia, esto ante la pérdida de carga del Usuario Final, considerando en todo momento los límites operativos establecidos en la RNT.	Obligación	<p data-bbox="1192 370 1535 683">En lo correspondiente a obligaciones contraídas, estas se establecen en el Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Declaraciones I.II</p> <p data-bbox="1192 711 1535 802">Modelo de Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador Cláusulas Quinta, Sexta y Séptima</p> <p data-bbox="1192 829 1535 920">Este manual aumentar la confiabilidad a través de una mejor coordinación entre los usuarios en Alta Tensión.</p>	No genera costo adicional	
No.	Responsable	Actividad																						
1	Personal del UCAT	Detección del disturbio Detecta la ocurrencia de un disturbio mediante la presencia de uno o varios de los siguientes eventos: <ul style="list-style-type: none"> • Apertura de interruptor (es) de (los) equipo (s) primario (s) de Alta Tensión. • Operación de protecciones eléctricas en los equipos primarios de Alta Tensión. • Falta de continuidad del suministro eléctrico a su Centro de Carga. • Cambios repentinos en las variables de Tensión, Frecuencia, Potencia Activa y Reactiva, dentro de su instalación particular. 																						
2	Personal del UCAT	Detección del disturbio Informa al OSS la detección del disturbio, indicando con la mayor precisión posible la anomalía que identifica en su Centro de Carga.																						
3	OSS	Detección del disturbio 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 RGD en el punto de conexión del Usuario Final. Informa al SO-CENACE las protecciones eléctricas operadas, violación de límites operativos establecidos y posición de interruptores y cuchillas de la instalación que conforma la RNT.																						
4	SO-CENACE	Determinación del estado del SEN De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, determina el Estado Operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple, esto considerando la información disponible en el Sistema EMS y de los reportes que emitan con oportunidad los OZOT y/o OSS.																						
5	SO-CENACE	Estabilización de variables Estabilizará con los recursos disponibles, las variables de tensión y/o flujos de potencia, esto ante la pérdida de carga del Usuario Final, considerando en todo momento los límites operativos establecidos en la RNT.																						

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																								
		<table border="1"> <tr> <td data-bbox="451 149 485 228">6</td> <td data-bbox="485 149 632 228">SO-CENACE, OZOT, OSS y OCCD</td> <td data-bbox="632 149 1016 228"> <p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El SO-CENACE, en coordinación con los Operadores involucrados en el evento, analizarán la información disponible en los diferentes sistemas para ubicar y/o aislar el elemento que originó el disturbio y define la estrategia para el restablecimiento.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 228 485 305">7</td> <td data-bbox="485 228 632 305">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 228 1016 305"> <p>Proceso de restablecimiento</p> <p>Determina e instruye en forma coordinada al OZOT, al OSS y al OCCD las acciones de control físico necesarias para el restablecimiento con la finalidad de alcanzar el estado operativo normal.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 305 485 423">8</td> <td data-bbox="485 305 632 423">OZOT, OSS y OCCD</td> <td data-bbox="632 305 1016 423"> <p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Realizan las acciones de control físico instruidas por el SO-CENACE sobre los equipos del punto de conexión y/o elementos que conforman la RNT o RGD, al que se conecta el Usuario Final que reportó el disturbio o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda.</p> <p>Asimismo, notifican al SO-CENACE vía voz y mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 423 485 542">9</td> <td data-bbox="485 423 632 542">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 423 1016 542"> <p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Solicita al OZOT, al OSS y/o al OCCD las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentren las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 542 485 613">10</td> <td data-bbox="485 542 632 613">OSS</td> <td data-bbox="632 542 1016 613"> <p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para restablecer el suministro eléctrico en su Centro de Carga.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 613 485 685">11</td> <td data-bbox="485 613 632 685">OZOT, OSS y/o OCCD</td> <td data-bbox="632 613 1016 685"> <p>En caso de que exista falla permanente en alguno de los elementos involucrados y no se tengan las condiciones para restablecer al estado normal; deberán aplicar el grupo de actividades para la Administración de Licencias del presente procedimiento.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 685 485 997">12</td> <td data-bbox="485 685 632 997">SO-CENACE, OZOT, OSS y/o OCCD</td> <td data-bbox="632 685 1016 997"> <p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio.</p> <p>Documentan en el SIO, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control operativo y físico realizadas para restablecer la red eléctrica a su estado operativo normal, especificando lo que aplique de la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. • Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas. • Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. • Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio. <p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al Procedimiento CFE-DO-CNC-01.-"Procedimiento de identificación de la causa raíz de los eventos operativos o disturbios que ocasionen interrupción del suministro eléctrico a los usuarios finales, para la determinación de acciones correctivas, preventivas y predictivas, y asignación de responsabilidades"</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 997 485 1068">14</td> <td data-bbox="485 997 632 1068">SO-CENACE</td> <td data-bbox="632 997 1016 1068"> <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> </td> </tr> </table>	6	SO-CENACE, OZOT, OSS y OCCD	<p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El SO-CENACE, en coordinación con los Operadores involucrados en el evento, analizarán la información disponible en los diferentes sistemas para ubicar y/o aislar el elemento que originó el disturbio y define la estrategia para el restablecimiento.</p>	7	SO-CENACE	<p>Proceso de restablecimiento</p> <p>Determina e instruye en forma coordinada al OZOT, al OSS y al OCCD las acciones de control físico necesarias para el restablecimiento con la finalidad de alcanzar el estado operativo normal.</p>	8	OZOT, OSS y OCCD	<p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Realizan las acciones de control físico instruidas por el SO-CENACE sobre los equipos del punto de conexión y/o elementos que conforman la RNT o RGD, al que se conecta el Usuario Final que reportó el disturbio o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda.</p> <p>Asimismo, notifican al SO-CENACE vía voz y mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>	9	SO-CENACE	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Solicita al OZOT, al OSS y/o al OCCD las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentren las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.</p>	10	OSS	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para restablecer el suministro eléctrico en su Centro de Carga.</p>	11	OZOT, OSS y/o OCCD	<p>En caso de que exista falla permanente en alguno de los elementos involucrados y no se tengan las condiciones para restablecer al estado normal; deberán aplicar el grupo de actividades para la Administración de Licencias del presente procedimiento.</p>	12	SO-CENACE, OZOT, OSS y/o OCCD	<p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio.</p> <p>Documentan en el SIO, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control operativo y físico realizadas para restablecer la red eléctrica a su estado operativo normal, especificando lo que aplique de la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. • Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas. • Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. • Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio. <p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al Procedimiento CFE-DO-CNC-01.-"Procedimiento de identificación de la causa raíz de los eventos operativos o disturbios que ocasionen interrupción del suministro eléctrico a los usuarios finales, para la determinación de acciones correctivas, preventivas y predictivas, y asignación de responsabilidades"</p>	14	SO-CENACE	<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>				
6	SO-CENACE, OZOT, OSS y OCCD	<p>Determinación del origen del disturbio</p> <p>El SO-CENACE, en coordinación con los Operadores involucrados en el evento, analizarán la información disponible en los diferentes sistemas para ubicar y/o aislar el elemento que originó el disturbio y define la estrategia para el restablecimiento.</p>																												
7	SO-CENACE	<p>Proceso de restablecimiento</p> <p>Determina e instruye en forma coordinada al OZOT, al OSS y al OCCD las acciones de control físico necesarias para el restablecimiento con la finalidad de alcanzar el estado operativo normal.</p>																												
8	OZOT, OSS y OCCD	<p>Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Realizan las acciones de control físico instruidas por el SO-CENACE sobre los equipos del punto de conexión y/o elementos que conforman la RNT o RGD, al que se conecta el Usuario Final que reportó el disturbio o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda.</p> <p>Asimismo, notifican al SO-CENACE vía voz y mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>																												
9	SO-CENACE	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Solicita al OZOT, al OSS y/o al OCCD las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentren las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.</p>																												
10	OSS	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento</p> <p>Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para restablecer el suministro eléctrico en su Centro de Carga.</p>																												
11	OZOT, OSS y/o OCCD	<p>En caso de que exista falla permanente en alguno de los elementos involucrados y no se tengan las condiciones para restablecer al estado normal; deberán aplicar el grupo de actividades para la Administración de Licencias del presente procedimiento.</p>																												
12	SO-CENACE, OZOT, OSS y/o OCCD	<p>Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio.</p> <p>Documentan en el SIO, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control operativo y físico realizadas para restablecer la red eléctrica a su estado operativo normal, especificando lo que aplique de la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. • Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas. • Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. • Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio. <p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al Procedimiento CFE-DO-CNC-01.-"Procedimiento de identificación de la causa raíz de los eventos operativos o disturbios que ocasionen interrupción del suministro eléctrico a los usuarios finales, para la determinación de acciones correctivas, preventivas y predictivas, y asignación de responsabilidades"</p>																												
14	SO-CENACE	<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>																												
Editorial Complemento	PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN LAS INSTALACIONES DEL MEM QUE OCASIONEN INTERRUPTIÓN PROLONGADA	<p>PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN LAS INSTALACIONES DEL MEM QUE OCASIONEN INTERRUPTIÓN PROLONGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO</p> <p>Introducción</p> <p>Con este procedimiento se introduce una herramienta para que los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en disturbios de alta o media relevancia identifiquen responsabilidades que resultasen de las interrupciones del suministro eléctrico en la RNT y las RGD, por parte de Transportista, Distribuidor, Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador y Cenace u otro Integrante de la Industria Eléctrica, cuando en el disturbio estén involucrados 2 o más Usuarios del SEN y existan discrepancias entre</p>	Nueva Obligación	Establecer un mecanismo para que los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en disturbios de alta o media relevancia identifiquen responsabilidades que resultasen de las interrupciones del suministro eléctrico en la RNT y las RGD, por parte de Transportista, Distribuidor, Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador y Cenace u otro Integrante de la Industria Eléctrica	No genera costo adicional.																									

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	<p>ellos.</p> <p>Objetivo</p> <p>Definir el procedimiento para la identificación de la Causa Raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que causen interrupción de suministro eléctrico, implementación de acciones correctivas y preventivas por medio de un plan de acción que coadyuve a evitar su recurrencia y asignación de responsabilidades. Para ello, se obtendrá como resultado final de este procedimiento un Informe Final del Disturbio, elaborado por un Grupo de Trabajo conformado por las partes involucradas en el disturbio, la CRE y el Centro de Control de más alta jerarquía relativa en el disturbio.</p> <p>La Causa Raíz que originó el disturbio, la evolución del mismo y las contribuciones a la duración de la interrupción serán la base para la asignación de las responsabilidades. La adecuada aplicación de este procedimiento estará a cargo de la CRE y la administración de su herramienta informática SRD estará a cargo del Cenace.</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento aplica a Cenace, Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Centro de Carga y Suministrador.</p> <p>Aplica para disturbios de alta y media relevancia en elementos que pertenezcan al MEM; con afectación del suministro eléctrico, en los que estuvieron involucrados dos o más Usuarios del SEN entre los que existen discrepancias.</p> <p>1. Procedimiento</p> <p>El documento que deberá ser elaborado en aplicación de este procedimiento es el Informe Final del Disturbio integrado por al menos los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reporte Definitivo del Disturbio (realizado por el Cenace, conforme al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa del Código de Red). • Análisis Causa Raíz (realizado por el Grupo de Trabajo). • Plan de acciones correctivas y preventivas (realizado por el Grupo de Trabajo). • Cédula de asignación de responsabilidades (realizado por el Grupo de Trabajo). <p>Y que realizará el Grupo de Trabajo correspondiente.</p> <p>a)El Reporte Definitivo del Disturbio será emitido por el Cenace, de acuerdo con Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa de este Código de Red. Los Centros de Control de los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el mismo, deberán proporcionar al Centro de Control de mayor jerarquía, la secuencia de eventos,</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>afectaciones de carga, generación o información complementaria en su ámbito, según se especifica más adelante.</p> <p>b)En el Análisis de la Causa Raíz se deben utilizar metodologías disponibles para investigar, resolver y prevenir su recurrencia en apego al sistema de calidad de cada entidad en alcance de este procedimiento, registrándose la evidencia de los resultados y acciones correctivas y preventivas que deriven. Se citan, de forma enunciativa, las siguientes metodologías sin ser limitativas: Factores Causales, Análisis Causa – Efecto, Árbol de Fallas, entre otras.</p> <p>c)Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos que pudiesen exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1, se deberá notificar a la CRE, especificando la causa y la extensión del tiempo requerido.</p> <p>d)Dada la controversia entre las entidades involucradas en el disturbio, estas entidades deben enviar sus Reportes de Disturbios a la Gerencia de Control Regional en la que tuvo lugar el disturbio y a su vez se reunirán y deben asentar en la minuta las razones motivadas y fundamentadas de sus posicionamientos.</p> <p>e)Para la asignación de responsabilidades, se procederá a la elaboración y formalización de los documentos establecidos en el punto 1 de estos lineamientos, cargando cada una de las partes involucradas en el disturbio su respectiva información en el SRD, apegándose a los tiempos especificados en la Tabla 1.</p> <p>f) Una vez identificada la Causa Raíz por el Grupo de Trabajo, este determinará las acciones correctivas y preventivas, que formarán el Plan de Acción, teniendo en cuenta la opinión de implementación por parte de las entidades involucradas, y un seguimiento permanente hasta que todas estas acciones se hayan concluido.</p> <p>g)El Grupo de Trabajo deberá de agotar todos los recursos para determinar la Causa Raíz y establecer los acuerdos que deriven para la realización de las acciones correctivas y preventivas, y la asignación de responsabilidades consecuentes del disturbio en alcance de este procedimiento. No está permitido que, en caso de controversia en el Grupo de Trabajo, el reporte del evento sea enviado para su resolución a un nivel jerárquico superior.</p> <p>h)De acuerdo a lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF el 16 de febrero de</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																								
		<p>2016, cada entidad participante, deberá enviar a la CRE un informe de interrupciones de manera trimestral.</p> <table border="1" data-bbox="464 220 1024 938"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 220 621 248">RESPONSABLE</th> <th data-bbox="621 220 764 248">TIEMPO MÁXIMO DE EJECUCIÓN</th> <th data-bbox="764 220 1024 248">ACCIÓN A REALIZAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 248 621 407">Un solo integrante de la Industria Eléctrica involucrado en el disturbio.</td> <td data-bbox="621 248 764 407">1 día natural desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 248 1024 326">En el mismo momento que realiza el registro en el SRD del Disturbio, o máximo antes del final de un día natural desde que este ocurre y por el mismo medio, informar de la auto asignación de responsabilidad.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 326 621 407"></td> <td data-bbox="621 326 764 407">2 días hábiles desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 326 1024 407">Elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 407 621 591">Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que no presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo .</td> <td data-bbox="621 407 764 501">1 día natural desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 407 1024 501">En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro de periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades del mismo.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 501 621 591"></td> <td data-bbox="621 501 764 591">3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 501 1024 591">Llevar a cabo una reunión y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 591 621 721">Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo.</td> <td data-bbox="621 591 764 721">1 día natural desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 591 1024 721">En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro del periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades de mismo y la controversia con el otro/s Integrantes de la Industria Eléctrica involucrado/s.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 721 621 850"></td> <td data-bbox="621 721 764 850">3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.</td> <td data-bbox="764 721 1024 850">Llevar a cabo una reunión con las otras partes involucradas en el disturbio y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen sus puntos de discrepancia, así como informar a la GCR correspondiente.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 850 621 938">Cenace.</td> <td data-bbox="621 850 764 938">4 días naturales después de ocurrido el evento</td> <td data-bbox="764 850 1024 938">Emitir un reporte sobre el Disturbio y compartirlo en el SDR a las partes involucradas.</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="443 967 1024 1015">Tabla 1.1 Responsable, tiempo de máximo de ejecución y acciones a realizar</p> <p data-bbox="443 1040 1024 1187">Nota: Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos se pueden exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1.1, se debe notificar a la CRE de esta necesidad y la interrupción será registrada a responsabilidad propia de cada entidad, la cual será reclasificada una vez emitido el Informe Final del Disturbio.</p> <p data-bbox="443 1213 1024 1235">2. Integración y operación del Grupo de Trabajo</p> <p data-bbox="443 1261 1024 1474">El Grupo de Trabajo será convocado por el Centro de Control de mayor jerarquía en el ámbito donde tuvo lugar el disturbio. Este estará conformado por: Comisión Reguladora de Energía (invitado permanente) Cenace Transportista (cuando haya estado involucrado en el disturbio) Distribuidor (cuando haya estado involucrado en el disturbio) Suministrador (cuando el disturbio involucre un Centro de Carga) Generador (cuando haya estado involucrado en el disturbio)</p>	RESPONSABLE	TIEMPO MÁXIMO DE EJECUCIÓN	ACCIÓN A REALIZAR	Un solo integrante de la Industria Eléctrica involucrado en el disturbio.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realiza el registro en el SRD del Disturbio, o máximo antes del final de un día natural desde que este ocurre y por el mismo medio, informar de la auto asignación de responsabilidad.		2 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.	Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que no presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo .	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro de periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades del mismo.		3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.	Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro del periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades de mismo y la controversia con el otro/s Integrantes de la Industria Eléctrica involucrado/s.		3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión con las otras partes involucradas en el disturbio y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen sus puntos de discrepancia, así como informar a la GCR correspondiente.	Cenace.	4 días naturales después de ocurrido el evento	Emitir un reporte sobre el Disturbio y compartirlo en el SDR a las partes involucradas.				
RESPONSABLE	TIEMPO MÁXIMO DE EJECUCIÓN	ACCIÓN A REALIZAR																												
Un solo integrante de la Industria Eléctrica involucrado en el disturbio.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realiza el registro en el SRD del Disturbio, o máximo antes del final de un día natural desde que este ocurre y por el mismo medio, informar de la auto asignación de responsabilidad.																												
	2 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.																												
Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que no presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo .	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro de periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades del mismo.																												
	3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.																												
Dos o más integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro del periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades de mismo y la controversia con el otro/s Integrantes de la Industria Eléctrica involucrado/s.																												
	3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión con las otras partes involucradas en el disturbio y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen sus puntos de discrepancia, así como informar a la GCR correspondiente.																												
Cenace.	4 días naturales después de ocurrido el evento	Emitir un reporte sobre el Disturbio y compartirlo en el SDR a las partes involucradas.																												

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>involucrado en el disturbio)</p> <p>Las funciones a realizar por el Grupo de Trabajo son: realizar el Análisis Causa Raíz, determinar las acciones correctivas y preventivas y plan de acción que las implemente y así se eviten su recurrencia y la asignación de responsabilidades de la interrupción. Para ello, se debe elaborar una minuta y la integración del Informe Final del disturbio conforme a lo definido en el apartado 7 de los Lineamientos de este Procedimiento.</p> <p>3. Clasificación de las interrupciones del suministro eléctrico</p> <p>Las interrupciones del suministro eléctrico causadas por un disturbio se clasifican de manera enunciativa pero no limitativa de la siguiente manera:</p> <p>A. Atribuibles a los Integrantes de la Industria Eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transportista • Distribuidor • CENACE • Suministrador • Centros de Carga • Generador <p>B. Atribuibles a las funciones inherentes a cada participante de la Industria Eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento • Operación • Modernización • Ampliación • Planeación • Factor Humano <p>C. Por tipo de Evento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disparo de equipo • Apertura de equipo • Libranza de Emergencia • Libranza Programada con interrupción no notificada de acuerdo con la legislación vigente. <p>D. Por tipo de disturbio.</p> <p>De acuerdo a las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, los disturbios se clasifican en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disturbios de alta relevancia • Disturbios de media relevancia <p>E. Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.</p> <p>De acuerdo a las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, Caso Fortuito o de Fuerza Mayor incluirá de manera enunciativa pero no limitativa los siguientes actos o eventos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fenómenos de la naturaleza tales como tsunamis, terremotos. • Actos de terrorismo, sabotajes, actos de vandalismo y disturbios civiles. • Guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países. • Desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos. • Huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada. • Incendios. • Actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerada como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada. • Cambio en el Marco Regulatorio. • Interrupciones no intencionales provocadas por un tercero tales como: choque a estructura, derribo de antenas, de anuncios espectaculares, contactos eléctricos accidentales por trabajos en instalaciones cercanas a las instalaciones eléctricas, etc. <p>F.Casos Excepcionales</p> <p>Las interrupciones por disturbios en los activos de la RNT y RGD que no sean atribuibles a sus funciones de operación o mantenimiento serán tipificadas como excepcionales, enunciándose de manera no limitativa las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla de equipo por Diseño dentro de su periodo de garantía, debiéndose contar con un dictamen del fabricante, proveedor autorizado por el fabricante o laboratorio reconocido. • Falta de infraestructura eléctrica para soportar la primera contingencia (N-1), de acuerdo con los criterios establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, que no sea atribuible al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente, siempre y cuando esta haya sido gestionada en el PRODESEN o en el Manual Regulatorio de Planeación. • Falta de infraestructura eléctrica para soportar la demanda máxima, que no sea atribuible al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente, siempre y cuando esta haya sido gestionada en el PRODESEN o en el manual de planeación. • Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) instruidos por el CENACE como medida suplementaria por falta de red. • Falta de capacidad en la infraestructura eléctrica derivado del diferimiento de las obras programadas en el PRODESEN 				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>por causas no atribuibles al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Afectación de carga por modernización, ampliación, mantenimiento, sustitución o modificaciones derivadas de inversiones para mejorar la RNT o RGD, siempre y cuando se de aviso a los usuarios finales afectados en apego a lo establecido en el artículo 41 fracción II de la LIE y lo correspondiente al capítulo VIII de Título Segundo del RLIE. • Interrupciones al suministro eléctrico originadas por disturbios fuera del territorio nacional y que afecten instalaciones de la RNT y/o RGD. • <p>Las interrupciones por disturbios en los activos de los integrantes de la industria eléctrica ocasionados por casos fortuitos o de fuerza mayor y excepcionales deberán ser notificados a la CRE de acuerdo con la normatividad vigente y no se considerarán para la evaluación de los indicadores de los integrantes de la Industria Eléctrica.</p> <p>Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante del Grupo de Trabajo deberá integrar Comité(s) conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operadas. • Montos y tiempos de afectación de carga. • Análisis del disturbio. • Medidas Correctivas inmediatas. • Anexos: Diagramas Unifilares de la Zona afectada, Registros de Eventos, etc. <p>Este reporte será la base para continuar con el Análisis Causa Raíz que originó el disturbio.</p> <p>4. Identificación de la causa raíz del disturbio (Segundo documento del Análisis final del disturbio)</p> <p>Las metodologías usadas para el Análisis Causa Raíz partirá de una investigación estructurada en apego al sistema de calidad de cada entidad en alcance de este procedimiento, que identifique la causa real del disturbio y con base a esto se deben determinar las acciones correctivas y preventivas necesarias para evitar su recurrencia.</p> <p>Para llevar a cabo este análisis causa raíz se tiene que tener en cuenta el Reporte Definitivo del Disturbio, emitido por el Cenace.</p> <p>El responsable y sus especialistas de trabajo invitados en el alcance de este procedimiento que se encuentren involucradas en el disturbio deberán:</p> <ul style="list-style-type: none"> • participar en la reunión para el análisis; • aportar las evidencias técnicas; • desarrollar la secuencia de los hechos; • analizar las causas aparentes; • determinar la causa raíz; • determinar la asignación de responsabilidades y llenar la cédula correspondiente. <p>5. Generación del informe final del disturbio</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Una vez concluido el Análisis Causa Raíz, determinada y validada la causa raíz y propuestas las acciones correctivas y preventivas correspondientes, se debe organizar la información que sirvió como soporte para el desarrollo del análisis y utilizarla para generar el informe final del disturbio.</p> <p>Las hojas de trabajo de la metodología de análisis causan raíz aplicada, se debe agregar a este informe final, según el punto Identificación de la causa raíz del disturbio.</p> <p>Deben de firmar este informe el responsable de la especialidad o especialidades involucradas en el disturbio y los participantes en la realización del análisis causa raíz, a los que se refiere el punto Identificación de la causa raíz del disturbio.</p> <p>6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico</p> <p>6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN</p> <p>La asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico podrá ser total o parcial, dependiendo de la causa del disturbio, su ubicación, la evolución del libramiento y las contribuciones a la duración de la interrupción.</p> <p>La interrupción del suministro eléctrico debe ser registrada en el sistema informático establecido por la CRE y formar parte del Informe Final del Disturbio, para el análisis y la estadística de las diferentes entidades enunciadas en el alcance de este procedimiento que intervinieron con sus procesos en el o disturbio.</p> <p>La responsabilidad de la interrupción ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional será con responsabilidad para el dueño del activo donde se originó la falla, excepto para los casos en el que un Centro de Control haya ejecutado o instruido una maniobra física indebida, debiéndose cargar a esta entidad dicha responsabilidad.</p> <p>La asignación de responsabilidades ocasionada por falla de estructuras multicircuitos pertenecientes a diferentes entidades debe ser con cargo al responsable del activo que dio origen a la falla.</p> <p>La responsabilidad de la interrupción del suministro eléctrico ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional, provocado por contratistas, prestadores de servicios o particulares en asociación, será con cargo a la entidad dueña del activo que formalizó el contrato o convenio o a la entidad que recibirá dicho activo, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.</p> <p>La responsabilidad por el retraso en el restablecimiento del</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>suministro eléctrico por elementos no afectados por falla permanente y que no se puedan energizar debido a anomalías, fallas o por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control necesarios para ejercer su Control Físico, así como fallas en sus equipos asociados; será con cargo a la entidad dueña del elemento no afectado que no es posible restablecer.</p> <p>La responsabilidad de interrupción del suministro eléctrico ocasionada por operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) y/o Esquemas de Protección del Sistema (EPS), será con cargo a la entidad que generó el disturbio.</p> <p>En caso de que se realice una si la libranza y esta modifique las condiciones normales de operación de la RNT o RGD y ante la ocurrencia de una falla, se viera afectada la carga, la afectación será con cargo dueño del activo que falló, siempre y cuando el Centro del Control que autorizó dicha libranza haya informado de este riesgo, en caso contrario la responsabilidad será para el Centro de Control que autorizó la libranza, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.</p> <p>6. 2. Responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico originado por disturbios.</p> <p>Cuando la Interrupción sea causada por disturbios en la RNT y/o RGD, la responsabilidad de interrupción del suministro eléctrico será asignada al responsable del equipo donde se generó el disturbio. En caso de evolución del disturbio por libramiento incorrecto de la falla, las afectaciones adicionales deberán ser responsabilidad de los propietarios de los elementos que operaron incorrectamente.</p> <p>Cuando la interrupción del suministro eléctrico sea causada por disturbios en las instalaciones de particulares, la responsabilidad de la interrupción será del propietario de la instalación.</p> <p>6.3. Criterios específicos para la asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico a cada entidad de las enunciadas en el alcance de este procedimiento</p> <p><u>La Responsabilidad de Interrupción del suministro eléctrico es asignada a los Transportistas</u></p> <p>a) Por el incumplimiento en la fecha de entrega de las obras comprometidas con el Integrante de la Industria Eléctrica correspondiente, salvo las excepciones establecidas en el código de red como caso fortuito o de fuerza mayor.</p> <p>b) Por fallas en las instalaciones a cargo del Transportista, salvo que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.</p> <p>c) Por fallas en las instalaciones a cargo del Transportista,</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>que interrumpa el suministro de energía eléctrica a la RGD.</p> <p>d) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción y/o maniobra indebida, tardía u omisión del operador de los Centros de Control del Transportista.</p> <p>e) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por la ejecución de una maniobra indebida, tardía u omisión del personal de campo del Transportista.</p> <p>f) Por retraso en el restablecimiento de la RNT por estar fuera de servicio la estación maestra de alguno de sus Centros de Control.</p> <p><u>La Responsabilidad de Interrupción del suministro eléctrico es asignada al Distribuidor</u></p> <p>a) Por fallas en las instalaciones a cargo del Distribuidor, salvo que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.</p> <p>b) Por disturbios en la RGD que evolucionen en afectaciones a instalaciones que estén a cargo de Transportista, siempre y cuando las operaciones de respaldo operen correctamente.</p> <p>c) Por retraso en el restablecimiento de la RGD por estar fuera de servicio alguna estación maestra de sus Centros de Control.</p> <p>d) Por retraso en el restablecimiento de la RNT y/o RGD por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control que estén dentro de los activos del Distribuidor.</p> <p>e) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción y/o maniobra indebida, tardía u omisión del operador de alguno de los Centros de Control del Distribuidor.</p> <p>f) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por la ejecución de una maniobra indebida, tardía u omisión del personal de campo perteneciente al Distribuidor.</p> <p><u>Interrupción del suministro eléctrico debido al Cenace</u></p> <p>a) Cuando la interrupción del servicio sea causada por eventos operativos o disturbios de la RNT y/o RGD, cuyo origen pueda demostrarse que fue generado por la planeación inadecuada del Control Operativo del Sistema.</p> <p>b) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción incorrecta, tardía u omisión del operador del Cenace.</p> <p>c) Si la interrupción se origina por una falla provocada por omisión o deficiencia en la programación de licencias en la RNT y/o RGD, administradas por el Cenace.</p> <p>d) Si el retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>es ocasionado por estar fuera de servicio la estación maestra del Cenace.</p> <p>e) Cuando la interrupción del suministro eléctrico sea causada por eventos operativos o disturbios en el SEN, cuyo origen fue generado por deficiencias en el despacho de las unidades disponibles del sistema.</p> <p><u>Interrupción del suministro eléctrico debido al Generador</u></p> <p>a) Si por salida forzada y/o disparo originado por falla propia de una o varias unidades de generación se causa un disturbio que implique tiro de carga manual o la operación de un EPS y/o EAR.</p> <p>b) Por retraso durante el arranque y sincronización de una o varias unidades generadoras especificadas para arranque negro con el sistema eléctrico listo para iniciar el proceso de restablecimiento.</p> <p>c) Por retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico debido a los tiempos de maniobra para restituir las instalaciones de las unidades de Generación a su condición normal de operación después de un disturbio.</p> <p>d) Por retraso en la entrada de generación, una vez emitida la instrucción del Cenace.</p> <p>e) Si se ocasiona la interrupción del suministro eléctrico por la ocurrencia de deficiencias en el suministro de los energéticos.</p> <p><u>Interrupción del suministro eléctrico debida a los Centros de Carga o Suministradores.</u></p> <p>a) Si la Interrupción del suministro eléctrico es originada dentro de sus instalaciones y afecta la RNT y/o RGD, a menos que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.</p> <p>b) Por retraso debido a la ejecución inadecuada y/o inoportuna de maniobras por los Centros de Carga instruidas por el Centro de Control.</p> <p>Elaboración de la cédula de asignación de responsabilidades (cuarto documento del análisis final del disturbio). Con base a los criterios de asignación establecidos se concilian las responsabilidades y se elabora y formaliza la cédula de asignación correspondiente con el siguiente formato:</p> <p>(tabla nueva)</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																															
		<p style="text-align: center;">CÉDULA DE ANÁLISIS Y ACUERDOS DE LOS CARGOS DEL SAIDI EN LA QUE INTERVIENEN DOS O MAS ENTIDADES</p> <p style="text-align: center;">FECHA DEL EVENTO: _____</p> <p>ZONA DE DISTRIBUCIÓN: _____ INSTALACIÓN: _____</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">EVENTO</th> <th rowspan="2">INTERVENCIÓN</th> <th colspan="2">HORARIO</th> <th rowspan="2">DURACIÓN TOTAL EN HORAS</th> <th rowspan="2">PRESENCIA OPERADORA</th> <th rowspan="2">SERVICIOS OPERACIONALES AFECTADOS</th> <th rowspan="2">CARGA APLICADA EN MW</th> <th rowspan="2">SERVIDORES AFECTADOS</th> <th rowspan="2">PUNTO DE VENTA</th> <th rowspan="2">DAÑOS A LA ENTIDAD</th> </tr> <tr> <th>INICIO</th> <th>FIN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">CAUSAS DE LA INTERRUPCIÓN DE ACUERDO AL ANÁLISIS CAUSA RAZ:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">REDES OPERATIVAS / COMENTARIOS</th> <th rowspan="2">FECHA</th> <th rowspan="2">PROCESO</th> <th rowspan="2">EFECTOS</th> <th rowspan="2">REQUERIMIENTOS</th> <th rowspan="2">ESTADO</th> </tr> <tr> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">ASIGNACIÓN DE LAS APORTACIONES EN MINUTOS USUARIO Y SAIDI</p> <p>CARGO A DISTRIBUCIÓN: DNI: _____ CARGO A TRANSMISIÓN: DNI: _____ CARGO A GENERACIÓN: DNI: _____ CARGO A CENACE: DNI: _____</p> <p style="text-align: center;">VISTO BUENO DE LAS PARTES</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR DISTRIBUCIÓN Nombre: _____ Puesto: _____ </td> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR TRANSMISIÓN Nombre: _____ Puesto: _____ </td> </tr> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR GENERACIÓN Nombre: _____ Puesto: _____ </td> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR CENACE Nombre: _____ Puesto: _____ </td> </tr> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR CENTRO DE CARGA Nombre: _____ Puesto: _____ </td> <td style="width: 50%; text-align: center;"> POR SUMINISTRADOR Nombre: _____ Puesto: _____ </td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">LUGAR Y FECHA DE ELABORACIÓN: _____</p>	EVENTO	INTERVENCIÓN	HORARIO		DURACIÓN TOTAL EN HORAS	PRESENCIA OPERADORA	SERVICIOS OPERACIONALES AFECTADOS	CARGA APLICADA EN MW	SERVIDORES AFECTADOS	PUNTO DE VENTA	DAÑOS A LA ENTIDAD	INICIO	FIN												REDES OPERATIVAS / COMENTARIOS	FECHA	PROCESO	EFECTOS	REQUERIMIENTOS	ESTADO												POR DISTRIBUCIÓN Nombre: _____ Puesto: _____	POR TRANSMISIÓN Nombre: _____ Puesto: _____	POR GENERACIÓN Nombre: _____ Puesto: _____	POR CENACE Nombre: _____ Puesto: _____	POR CENTRO DE CARGA Nombre: _____ Puesto: _____	POR SUMINISTRADOR Nombre: _____ Puesto: _____				
EVENTO	INTERVENCIÓN	HORARIO			DURACIÓN TOTAL EN HORAS	PRESENCIA OPERADORA								SERVICIOS OPERACIONALES AFECTADOS	CARGA APLICADA EN MW	SERVIDORES AFECTADOS	PUNTO DE VENTA	DAÑOS A LA ENTIDAD																																			
		INICIO	FIN																																																		
REDES OPERATIVAS / COMENTARIOS	FECHA	PROCESO	EFECTOS	REQUERIMIENTOS	ESTADO																																																
POR DISTRIBUCIÓN Nombre: _____ Puesto: _____	POR TRANSMISIÓN Nombre: _____ Puesto: _____																																																				
POR GENERACIÓN Nombre: _____ Puesto: _____	POR CENACE Nombre: _____ Puesto: _____																																																				
POR CENTRO DE CARGA Nombre: _____ Puesto: _____	POR SUMINISTRADOR Nombre: _____ Puesto: _____																																																				
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p> <p>Disposiciones Generales</p> <p>4 Objetivo</p> <p>El presente Manual Regulatorio tiene como objetivo definir los requerimientos técnicos para la interconexión de las Centrales Eléctricas al SEN, manteniendo en todo momento la eficiencia, Calidad, Confiabilidad y, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, así como garantizar condiciones justas de competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM.</p> <p>2 Aspectos regulatorios</p> <p>Los requerimientos de aplicación general que debe establecer el GENACE Cenace de conformidad con el presente Manual están sujetos a la aprobación de la CRE.</p> <p>En la aplicación del presente Manual Regulatorio, se buscan alcanzar los siguientes objetivos específicos:</p>	Obligación	No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.																																																

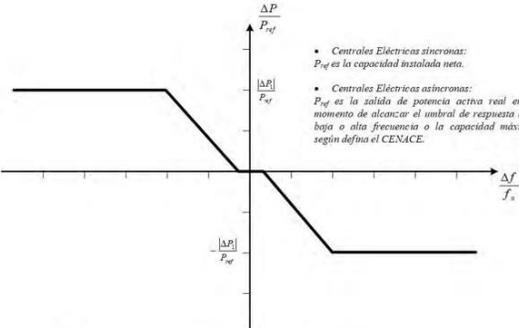
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Aplicar los principios de proporcionalidad y no discriminación; Garantizar la transparencia; Aplicar el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor costo total para todas las partes implicadas; Respetar la responsabilidad asignada al GENAGE Cenace para garantizar la seguridad de la red, incluidas las disposiciones requeridas por la legislación nacional; Consultar al Transportista o Distribuidor y tener en cuenta el posible impacto en sus redes; y Tener en cuenta las especificaciones técnicas y las normas técnicas aplicables.</p> <p>3 Obligaciones de confidencialidad</p> <p>Cualquier información recibida, intercambiada o transmitida en virtud del presente Manual Regulatorio estará sujeta a las obligaciones de confidencialidad y secreto profesional.</p> <p>La obligación de secreto profesional será aplicable a toda persona, la CRE o entidad sujeta a las disposiciones del presente Manual Regulatorio.</p> <p>La información confidencial recibida por las personas, la CRE o entidades mencionadas en el apartado anterior durante el ejercicio de sus deberes no podrá divulgarse a ninguna otra persona u autoridad, sin perjuicio de los casos cubiertos por el derecho nacional, el resto de disposiciones del presente Manual Regulatorio u otra legislación nacional pertinente.</p> <p>Sin perjuicio de los casos cubiertos por el derecho nacional, la CRE, las entidades o las personas que reciban información confidencial con arreglo al presente Manual Regulatorio podrán utilizarla únicamente a efectos del ejercicio de sus deberes.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>TÍTULO 1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS</p> <p>Estructura</p> <p>Este Manual Regulatorio consta de 9 capítulos referidos en este orden:</p> <p>Capítulo 1: Alcance y aplicación Capítulo 2: Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red y regulación primaria. Capítulo 3: Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red Capítulo 4: Requerimientos de interconexión para control de tensión en condiciones dinámicas o de falla Capítulo 5: Requerimientos de interconexión para restauración del SEN Capítulo 6: Requerimientos de</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la referencia a las obligaciones de las Centrales Eléctricas tipo A De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica” (DOF 11/08/2014), las Bases del Mercado (DOF 08/09/2015), el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW (DOF 15/12/2016) y Las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la</p>	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>interconexión para administración del SEN Capítulo 7: Requerimientos de interconexión relativos a la Calidad de la Potencia Capítulo 8: Monitorio de Conformidad Capítulo 9: Tecnologías Emergentes</p> <p>Capítulo 1. Alcance y aplicación</p> <p>1.1 Aplicabilidad de los requerimientos</p> <p>De manera transitoria, los proyectos Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todas las Centrales Eléctricas que pretendan la interconexión al SEN.</p> <p>Las Centrales Eléctricas que, a la fecha de la publicación en el DOF del presente Código de Red, hayan sido informados notificadas, por el CENACE Cenace de los resultados de su Estudio de Instalaciones como parte del proceso de interconexión, no estarán sujetas sujetas a los requerimientos de este Manual Regulatorio.</p> <p>La Central Eléctrica de tipo A, que se define en el punto 1.2 de este Manual Regulatorio, debe cumplir con los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, además de cualquier requerimiento que le aplique conforme a la "Ley de la Industria Eléctrica" publicada en el DOF del 11/08/2014, las "Bases del Mercado" publicadas en el DOF del 08/09/2015, el "Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW" publicado en el DOF del 15/12/2016 y la Resolución RES/142/2017 publicada en el DOF del 07/03/2017. Por lo tanto, los requerimientos de este Manual Regulatorio son de obligación para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D.</p> <p>Finalmente, las Centrales Eléctricas por contar con tecnología limitada y deberá estar justificado al Cenace y tecnologías emergentes, a las que se refiere el Título 2 de este Manual Regulatorio.</p> <p>1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas</p> <p>La Central Eléctrica debe cumplir los requerimientos según su capacidad instalada Capacidad Instalada Neta de conformidad con las categorías mostradas en la Tabla 1.2, y según sea síncrona o asíncrona.</p>		<p>metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (DOF 7/03/2017).</p> <p>Se modifica el orden y numeración de Tablas y Figuras</p> <p>ANTES: Tabla 1.2: Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta AHORA: Tabla 1: Clasificación de una Central Eléctrica según su capacidad.</p> <p>ANTES: Tabla 2.1: Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse AHORA: Tabla 2: Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red.</p> <p>ANTES: Figura 1: Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante alta frecuencia. AHORA: Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica</p> <p>ANTES: Figura 2: Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante baja frecuencia. AHORA: Eliminada</p> <p>ANTES: Figura 3: Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica. AHORA: Figura 2.2.2.A</p> <p>ANTES: Figura 4: Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia. AHORA: Eliminada</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																									
		<table border="1" data-bbox="464 151 1024 399"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 151 562 224">Áreas sincronas</th> <th data-bbox="562 151 667 224">Central Eléctrica tipo A</th> <th data-bbox="667 151 793 224">Central Eléctrica tipo B</th> <th data-bbox="793 151 919 224">Central Eléctrica tipo C</th> <th data-bbox="919 151 1024 224">Central Eléctrica tipo D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 224 562 264">Sistema Interconectado Nacional</td> <td data-bbox="562 224 667 264">$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="667 224 793 264">$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="793 224 919 264">$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="919 224 1024 264">$P \geq 30 \text{ MW}$</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 264 562 305">Sistema Baja California</td> <td data-bbox="562 264 667 305">$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="667 264 793 305">$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="793 264 919 305">$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="919 264 1024 305">$P \geq 20 \text{ MW}$</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 305 562 345">Sistema Baja California Sur</td> <td data-bbox="562 305 667 345">$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="667 305 793 345">$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="793 305 919 345">$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="919 305 1024 345">$P \geq 10 \text{ MW}$</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 345 562 399">Sistema Interconectado Mulegé</td> <td data-bbox="562 345 667 399">$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="667 345 793 399">$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="793 345 919 399">$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$</td> <td data-bbox="919 345 1024 399">$P \geq 3 \text{ MW}$</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 427 1024 475">Tabla 1.2: Clasificación de una Central Eléctrica según su capacidad Capacidad Instalada Neta</p> <p data-bbox="457 500 1024 646">A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), a la salida de los bornes de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015).</p> <p data-bbox="457 670 1024 719">Capítulo 2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red y regulación primaria</p> <p data-bbox="457 743 1024 792">2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A</p> <p data-bbox="457 816 1024 889">La Central Eléctrica de tipo A debe cumplir con los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia.</p> <p data-bbox="457 914 1024 938">Rangos de frecuencia:</p> <p data-bbox="457 963 1024 1011">2.1 Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la red</p> <p data-bbox="457 1036 1024 1182">Por área sincrona, distinguiendo 2 áreas sincronas, la primera conformada por los sistemas SIN y SIBCA, y la segunda por los sistemas SIBCS y SIM, se determinan los tiempos mínimos que la Central Eléctrica debe de permanecer en operación, sin desconectarse, según la Tabla 2.1:</p>	Áreas sincronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D	Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$	Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$	Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$	Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$		<p data-bbox="1203 151 1524 199">Se simplifican y requerimientos al reagrupar Tablas nuevas.</p> <p data-bbox="1203 224 1524 760">Se modifica la Tabla 2.1.2: se eliminan los rangos de frecuencia de 61.8-62.8 Hz y 57-58.2 Hz con un tiempo mínimo de operación de 15 minutos, en las áreas sincronas SIN y SIBC. También se modificaron los rangos de frecuencia de 61.2-61.8 Hz y 58.2-58.8 Hz por 61.2-62 Hz y 57.5-58.8 Hz, respectivamente, por un tiempo mínimo de 30 minutos a 10 min, para las mismas áreas sincronas, para alinear estos valores con los valores que se utilizan en las pruebas de desempeño que realiza el Cenace. También se añade el nombre de las Zonas 1, 2 y 3 para los 2 grupos de zonas sincronas (SIN y SIBC por un lado y SIBCS y SIM por otro), donde la Zona 1 es la Zona de operación de forma ilimitada.</p> <p data-bbox="1203 784 1524 857">Se modifica redacción para relacionar las nuevas Figuras y las nuevas Tablas.</p>		
Áreas sincronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D																											
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$																											
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$																											
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$																											
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW}$	$500 \text{ kW} / 0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$																											

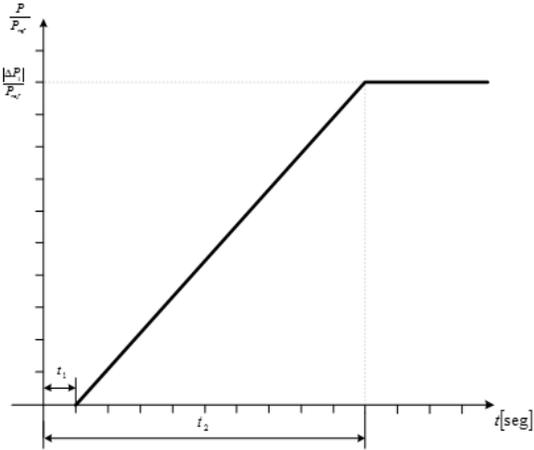
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																				
		<table border="1" data-bbox="464 152 1024 529"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 152 583 199">Área sincrona</th> <th data-bbox="583 152 779 199">Rango de frecuencias</th> <th data-bbox="779 152 898 199">Tiempo mínimo de operación</th> <th data-bbox="898 152 1024 199">Zona</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 199 583 246">Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California</td> <td data-bbox="583 199 779 246">$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 199 898 246">10 minutos</td> <td data-bbox="898 199 1024 246">Zona 2</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 246 583 293"></td> <td data-bbox="583 246 779 293">$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 246 898 293">ilimitado</td> <td data-bbox="898 246 1024 293">Zona 1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 293 583 341"></td> <td data-bbox="583 293 779 341">$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 293 898 341">10 minutos</td> <td data-bbox="898 293 1024 341">Zona 2</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 341 583 388">Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé</td> <td data-bbox="583 341 779 388">$61.8 \text{ Hz} \leq f < 63.0 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 341 898 388">15 minutos</td> <td data-bbox="898 341 1024 388">Zona 3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 388 583 435"></td> <td data-bbox="583 388 779 435">$61.3 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 388 898 435">30 minutos</td> <td data-bbox="898 388 1024 435">Zona 2</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 435 583 482"></td> <td data-bbox="583 435 779 482">$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 435 898 482">ilimitado</td> <td data-bbox="898 435 1024 482">Zona 1</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 482 583 529"></td> <td data-bbox="583 482 779 529">$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 482 898 529">30 minutos</td> <td data-bbox="898 482 1024 529">Zona 2</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 529 583 576"></td> <td data-bbox="583 529 779 576">$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$</td> <td data-bbox="779 529 898 576">15 minutos</td> <td data-bbox="898 529 1024 576">Zona 3</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 560 1024 630">Tabla 2.1: Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse</p> <p data-bbox="457 657 1024 727">La Central Eléctrica, durante su vida útil, debe mantenerse interconectada a la red y operando dentro de los rangos de frecuencia y tiempo definidos en la Tabla 2;</p> <p data-bbox="457 732 1024 776">i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia; y</p> <p data-bbox="457 781 1024 922">ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles rangos más amplios, de frecuencia o tiempo, a los indicados en la Tabla 2.1, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE Cenace para preservar o restablecer la seguridad del sistema; y</p> <p data-bbox="457 927 1024 1047">Los rangos de frecuencia y tiempo por evento en los que las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red, serán definidos por el CENACE mediante sus esquemas de baja y alta frecuencia, los cuales respetarán los rangos especificados en la Tabla 2.</p>	Área sincrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zona	Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2		$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$	ilimitado	Zona 1		$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2	Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 63.0 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3		$61.3 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2		$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	ilimitado	Zona 1		$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2		$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3				
Área sincrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zona																																							
Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2																																							
	$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$	ilimitado	Zona 1																																							
	$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2																																							
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 63.0 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3																																							
	$61.3 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2																																							
	$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	ilimitado	Zona 1																																							
	$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2																																							
	$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3																																							

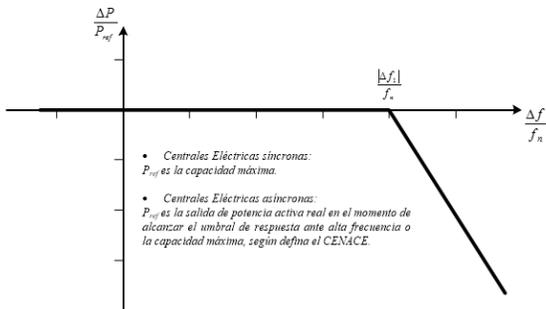
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																									
		<table border="1" data-bbox="470 154 1024 722"> <thead> <tr> <th data-bbox="470 154 625 235">Área síncrona</th> <th data-bbox="625 154 863 235">Rango de frecuencias</th> <th data-bbox="863 154 1024 235">Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="470 235 625 284" rowspan="5">Sistema Interconectado Nacional y Baja California</td> <td data-bbox="625 235 863 284">61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz</td> <td data-bbox="863 235 1024 284">15 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 284 863 332">61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz</td> <td data-bbox="863 284 1024 332">30 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 332 863 381">58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz</td> <td data-bbox="863 332 1024 381">Ilimitado</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 381 863 430">58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz</td> <td data-bbox="863 381 1024 430">30 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 430 863 479">57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz</td> <td data-bbox="863 430 1024 479">15 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="470 479 625 722" rowspan="5">Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegú</td> <td data-bbox="625 479 863 527">61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz</td> <td data-bbox="863 479 1024 527">15 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 527 863 576">61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz</td> <td data-bbox="863 527 1024 576">30 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 576 863 625">58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz</td> <td data-bbox="863 576 1024 625">Ilimitado</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 625 863 673">58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz</td> <td data-bbox="863 625 1024 673">30 minutos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 673 863 722">57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz</td> <td data-bbox="863 673 1024 722">15 minutos</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="470 730 1024 803">Tabla 2: Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red.</p>	Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional y Baja California	61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz	15 minutos	61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado	58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos	Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegú	61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz	15 minutos	61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado	58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos				
Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación																													
Sistema Interconectado Nacional y Baja California	61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz	15 minutos																													
	61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos																													
	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado																													
	58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos																													
	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos																													
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegú	61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz	15 minutos																													
	61.2 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos																													
	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado																													
	58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos																													
	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos																													
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p data-bbox="470 803 1024 885">2.2 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p data-bbox="470 901 1024 933">2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia:</p> <p data-bbox="470 950 1024 1437">Las En relación a la variación de la frecuencia eléctrica en el punto de interconexión, las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando ante razones de cambio de con normalidad aun cuando la frecuencia respecto al tiempo, presente cambios con rapidez (ROCOF, por sus siglas en inglés) de hasta 2 Hz/s para Centrales Eléctricas síncronas y de 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas asíncronas. Para estas últimas, el, determinada por diferencia en mediciones de 1 segundo. Este requerimiento se podrá actualizar si se justifica mediante estudios técnicos, en términos de la seguridad del SEN, y en su caso, la CRE con apoyo del Comité de Confiabilidad establecerá un periodo transitorio para su implementación adecuado en el caso de alguna Central Eléctrica particular que tecnológicamente lo justifique de manera satisfactoria; y Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, es económica y técnicamente factible operar ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo más amplias, éstas no deberán limitarse y podrán ser solicitadas por el</p>	Obligación	<p data-bbox="1199 803 1528 1063">No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p data-bbox="1199 1079 1528 1258">Se aclaran los valores de la relación a la variación de frecuencia eléctrica en el punto de interconexión de las Centrales Eléctricas: de 2.5 Hz/s de las síncronas a 2 Hz/s y de 2 Hz/s de las asíncronas a 2.5 Hz/s.</p>	No genera costo adicional																										

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>CENACE Cenace para preservar o restablecer la seguridad del sistema.</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p>	<p>2.2.2 Control primario de frecuencia</p> <p>i. La Central Eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A y con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.</p> <p>ii. Los rangos definidos en la Tabla 2.2.2.A deben ser configurables o ajustables a solicitud del Cenace; la elección de los parámetros especificados durante los Estudios de Impacto por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;</p>  <p>Donde: P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP. ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. f_n es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y Δf es la desviación de frecuencia de la red.</p> <p>Figura 3 2.2.2.A: Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se simplifican y requerimientos al reagrupar las Tablas nuevas.</p> <p>Se modifica redacción para relacionar las Figuras y Tablas nuevas.</p> <p>Se propone aclarar los rangos de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia, como se muestra en la Tabla 2.2.2 A, para turbina de gas y para ciclo combinado. Para turbina de gas este rango disminuye de 20%-100% a 50%-95%, y para ciclo combinado se elimina este tipo de regulación de potencia ya que este tipo de tecnología no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor.</p>	<p>No genera costo adicional.</p>	

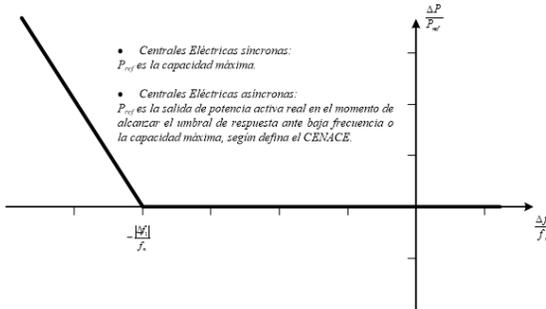
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																	
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 152 737 175">Parámetros</th> <th data-bbox="737 152 890 175">Rangos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 185 737 245">Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia P_{ref}</td> <td data-bbox="737 185 890 245">$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$ 3 – 10 %</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 253 737 386" rowspan="2">Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia</td> <td data-bbox="737 253 890 313">Δf_i 5 – 15 <i>mHz</i></td> </tr> <tr> <td data-bbox="737 321 890 386">$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ 0.008 – 0.025 %</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 394 737 423">Banda muerta de respuesta a la frecuencia</td> <td data-bbox="737 394 890 423">± 30 <i>mHz</i></td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 431 737 461">Característica de regulación</td> <td data-bbox="737 431 890 461">3 – 8 %</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 469 737 498">Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)</td> <td data-bbox="737 469 890 498">2 segundos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 506 737 535">Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)</td> <td data-bbox="737 506 890 535">< 2 segundos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 544 737 573">Tiempo máximo de respuesta</td> <td data-bbox="737 544 890 573">30 segundos</td> </tr> </tbody> </table>	Parámetros	Rangos	Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia P_{ref}	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$ 3 – 10 %	Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_i $ 5 – 15 <i>mHz</i>	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ 0.008 – 0.025 %	Banda muerta de respuesta a la frecuencia	± 30 <i>mHz</i>	Característica de regulación	3 – 8 %	Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)	2 segundos	Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)	< 2 segundos	Tiempo máximo de respuesta	30 segundos				
Parámetros	Rangos																						
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia P_{ref}	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$ 3 – 10 %																						
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_i $ 5 – 15 <i>mHz</i>																						
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ 0.008 – 0.025 %																						
Banda muerta de respuesta a la frecuencia	± 30 <i>mHz</i>																						
Característica de regulación	3 – 8 %																						
Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)	2 segundos																						
Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Síncronas)	< 2 segundos																						
Tiempo máximo de respuesta	30 segundos																						
		<p>Tabla 3 2.2.2.A: Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia.</p> <p>iii. En caso de alta frecuencia, la respuesta de la potencia activa está restringida por el límite mínimo de regulación para cada tecnología, de acuerdo a la Tabla 4-2.2.2.B.</p>																					

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																						
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="466 147 768 224">Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible</th> <th data-bbox="768 147 1024 224">Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="466 224 768 256">Carboeléctrica a base de carbón pulverizado</td> <td data-bbox="768 224 1024 256">35 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 256 768 289">Termoeléctrica a base de combustóleo</td> <td data-bbox="768 256 1024 289">20 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 289 768 321">Termoeléctrica a base de gas</td> <td data-bbox="768 289 1024 321">20 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 321 768 354">Termoeléctrica a base de biogás</td> <td data-bbox="768 321 1024 354">35 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 354 768 386">Termoeléctrica a base de paja o madera</td> <td data-bbox="768 354 1024 386">50 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 386 768 418">Carboeléctrica a base de carbón sólido</td> <td data-bbox="768 386 1024 418">50 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 418 768 451">Termoeléctrica a base de biomasa</td> <td data-bbox="768 418 1024 451">70 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 451 768 483">Motor de gas</td> <td data-bbox="768 451 1024 483">50 (35 % al menos 5 minutos) - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 483 768 516">Turbina de gas</td> <td data-bbox="768 483 1024 516">20 – 100 50-95</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 516 768 667">Ciclo combinado 1/</td> <td data-bbox="768 516 1024 667"> 50-95 (no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor, se propone eliminar) 20% para la turbina de gas – 100 75% para la turbina de vapor – 100 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 667 768 699">Motor Diésel</td> <td data-bbox="768 667 1024 699">50 (20 % al menos 5 minutos) - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 699 768 732">Central Geotérmica</td> <td data-bbox="768 699 1024 732">50 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 732 768 764">Central eólica</td> <td data-bbox="768 732 1024 764">0 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 764 768 797">Central fotovoltaica</td> <td data-bbox="768 764 1024 797">0 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 797 768 829">Hidroeléctrica</td> <td data-bbox="768 797 1024 829">0 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 829 768 862">Nucleoeléctrica</td> <td data-bbox="768 829 1024 862">50 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 862 768 894">Hidroeléctrica</td> <td data-bbox="768 862 1024 894">0 - 100</td> </tr> <tr> <td data-bbox="466 894 768 922">Nucleoeléctrica</td> <td data-bbox="768 894 1024 922">50 - 100</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 954 1024 1027">1/ Los Rangos de Regulación de Potencia Activa cuando la Central Eléctrica esté operando con medio ciclo, serán acordados entre la Central Eléctrica y el CENACE.</p> <p data-bbox="457 1052 1024 1101">Tabla 4-2.2.2.B: Rango de Regulación de Potencia Activa referido a la potencia de referencia de la Central Eléctrica.</p> <p data-bbox="457 1125 1024 1295">iv. En caso de baja frecuencia, la respuesta de potencia activa está limitada por la Capacidad instalada de la Central Eléctrica. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada Instalada Neta ante baja frecuencia y la disponibilidad de la fuente primaria de energía;</p> <p data-bbox="457 1304 1024 1464">v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos e por encima de la línea sólida que se define en la Figura 4-2.2.2.A, de acuerdo con los parámetros especificados por el CENACE Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 5 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el CENACE</p>	Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible	Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)	Carboeléctrica a base de carbón pulverizado	35 - 100	Termoeléctrica a base de combustóleo	20 - 100	Termoeléctrica a base de gas	20 - 100	Termoeléctrica a base de biogás	35 - 100	Termoeléctrica a base de paja o madera	50 - 100	Carboeléctrica a base de carbón sólido	50 - 100	Termoeléctrica a base de biomasa	70 - 100	Motor de gas	50 (35 % al menos 5 minutos) - 100	Turbina de gas	20 – 100 50-95	Ciclo combinado 1/	50-95 (no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor, se propone eliminar) 20% para la turbina de gas – 100 75% para la turbina de vapor – 100	Motor Diésel	50 (20 % al menos 5 minutos) - 100	Central Geotérmica	50 - 100	Central eólica	0 - 100	Central fotovoltaica	0 - 100	Hidroeléctrica	0 - 100	Nucleoeléctrica	50 - 100	Hidroeléctrica	0 - 100	Nucleoeléctrica	50 - 100				
Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible	Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)																																											
Carboeléctrica a base de carbón pulverizado	35 - 100																																											
Termoeléctrica a base de combustóleo	20 - 100																																											
Termoeléctrica a base de gas	20 - 100																																											
Termoeléctrica a base de biogás	35 - 100																																											
Termoeléctrica a base de paja o madera	50 - 100																																											
Carboeléctrica a base de carbón sólido	50 - 100																																											
Termoeléctrica a base de biomasa	70 - 100																																											
Motor de gas	50 (35 % al menos 5 minutos) - 100																																											
Turbina de gas	20 – 100 50-95																																											
Ciclo combinado 1/	50-95 (no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor, se propone eliminar) 20% para la turbina de gas – 100 75% para la turbina de vapor – 100																																											
Motor Diésel	50 (20 % al menos 5 minutos) - 100																																											
Central Geotérmica	50 - 100																																											
Central eólica	0 - 100																																											
Central fotovoltaica	0 - 100																																											
Hidroeléctrica	0 - 100																																											
Nucleoeléctrica	50 - 100																																											
Hidroeléctrica	0 - 100																																											
Nucleoeléctrica	50 - 100																																											

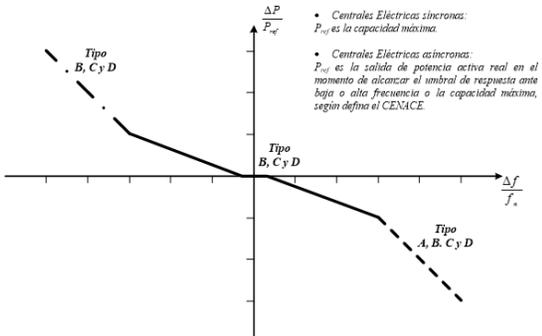
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;</p> <p>(se elimina Figura 4)</p>  <p>Donde: P_{ref} es la potencia de referencia con la que se relaciona ΔP. ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. La Central Eléctrica debe proporcionar una salida de potencia activa ΔP hasta el punto ΔP, de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2, y los valores de ΔP. t_1 y t_2 deberá especificarlos el CENACE según la Tabla 5. t_1 es la demora inicial, y t_2 es el tiempo para la activación total.</p> <p>Figura 4: Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia.</p> <p>vi. — Si el retraso en la activación inicial de la respuesta de frecuencia de potencia activa es superior a 2 segundos, la Central Eléctrica debe proporcionar evidencia técnica que demuestre la limitación;</p> <p>vii vi. Si algunas tecnologías tienen una capacidad de respuesta menor a 2 segundos, el GENAGE Cenace solicitará este tiempo de respuesta para beneficio del SEN; y</p> <p>viii. — La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación y viceversa en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo, el CENACE tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENT	<p>a 2.2.3 Respuesta ante alta frecuencia:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe activar su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	OS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>frecuencia como se muestra en la Figura 4 2.2.2.A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A como en 60.2 Hz, con una característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el GENACE Cenace de acuerdo conforme a la necesidad del sistema. La respuesta de potencia activa debe ser activada en menos de 2 <i>segundos</i>, en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado. La Central Eléctrica debe continuar en operación al nivel mínimo de regulación cuando alcancen este límite o a un nivel inferior si es posible; y</p> <p>ii. La Central Eléctrica debe operar en forma estable durante el modo de respuesta a alta frecuencia. Cuando dicho modo este activo, su valor de consigna debe prevalecer sobre cualquier otro valor de consigna.</p> <p>(se elimina la Figura 1)</p>  <p>• Centrales Eléctricas síncronas: P_{ref} es la capacidad máxima.</p> <p>• Centrales Eléctricas asíncronas: P_{ref} es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante alta frecuencia o la capacidad máxima, según defina el GENACE.</p> <p>Donde: P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP y puede especificarse de forma diferente para las centrales eléctricas síncronas y las Centrales Eléctricas asíncronas. ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. f_N es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red. Δf es la desviación de frecuencia de la red. Cuando Δf es superior a Δf_c, la Central Eléctrica debe proporcionar un cambio en la salida de potencia activa negativo de acuerdo con la característica de regulación indicada en el modo de respuesta ante alta frecuencia.</p> <p>Figura 1: Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante alta frecuencia.-</p> <p>e. Limitación total de potencia activa a solicitud del GENACE:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe estar equipada con una interfaz lógica (puerto de entrada) que permita recibir instrucciones para detener la aportación de potencia activa en menos de 5 segundos. Esta limitación prevalecerá mientras no exista una confirmación del GENACE para reactivar la aportación de potencia activa a la red. Las condiciones de aportación se ajustarán al apartado (2.1) inciso (f).-</p> <p>2.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B-</p>		<p>Se simplifican y requerimientos al reagrupar las Tablas nuevas.</p> <p>Se modifica redacción para relacionar las nuevas Figuras y las nuevas Tablas.</p> <p>Se integra en las nuevas Tablas información contenida en párrafos.</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Aplican los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia para las Centrales Eléctricas de tipo A, más los siguientes:</p> <p>—</p> <p>a.Limitación parcial de potencia a solicitud del CENACE:</p> <p>i. Para poder controlar la potencia de salida, la Central Eléctrica debe estar equipada con una interfaz (puerto de entrada) que permita recibir una instrucción para reducir la aportación de potencia activa.</p> <p>b.Controlabilidad de potencia activa y su rango de control:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe ajustar el valor de consigna de potencia activa como le sea instruido por el CENACE. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa dentro de un periodo y una tolerancia definidos previamente por el CENACE, sujeto a la disponibilidad en tiempo real de recursos de la fuente primaria de energía o a la capacidad instalada de la Central Eléctrica.</p>				
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>e.2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe activar su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe activarse a partir 59.8-Hz que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el CENACE Cenace de acuerdo a la necesidad del sistema SEN y cuando la Central Eléctrica no esté en línea, por ejemplo, en la siguiente salida por mantenimiento. La Central Eléctrica debe proveer un incremento de potencia activa hasta su Capacidad instalada Neta. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada ante baja frecuencia y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía o a la Capacidad instalada de la Central Eléctrica. La respuesta de potencia activa debe ser activada en menos de 2 segundos, en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado; y</p> <p>ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se simplifican y requerimientos al reagrupar la información en las Figuras y Tablas nuevas.</p> <p>Se modifica redacción para relacionar las nuevas Figuras y las nuevas Tablas.</p> <p>Se aclara sobre la característica de regulación de una Central Eléctrica de acuerdo a la necesidad del SEN, se especifica que esto tendría lugar cuando esta no esté en línea (por ejemplo, cuando está en mantenimiento). También se añade el inciso ii. relativo a la interpretación que hizo la CRE sobre el Código de Red y la respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas ante situaciones de la red de baja frecuencia por medio del Oficio UE-240/14073/2018. para disminuir la discrecionalidad.</p>	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema; y</p> <p>ii.iii. Una operación estable durante condiciones de baja frecuencia debe ser asegurada por la Central Eléctrica. Cuando dicho modo este activo, su valor de consigna debe prevalecer sobre cualquier otro valor de consigna.</p> <p>(se elimina Figura 2)</p>  <p>Donde: P_w es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP y puede especificarse de forma diferente para las centrales eléctricas síncronas y las Centrales Eléctricas asíncronas. ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. f_n es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red. Δf es la desviación de frecuencia de la red. Cuando Δf es inferior a f_n, la Central Eléctrica debe proporcionar un cambio en la salida de potencia activa positivo de acuerdo con la característica de regulación indicada en el modo de respuesta ante baja frecuencia.</p> <p>Figura 2: Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante baja frecuencia.</p>				
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>2.2.5 Restricción parcial o total de potencia activa a solicitud del Cenace</p> <p>i. La Central Eléctrica debe estar equipada con una interfaz lógica (puerto de entrada) que permita recibir instrucciones para detener la aportación total de potencia activa en menos de 5 segundos. Esta restricción prevalecerá mientras no exista una confirmación del Cenace para reactivar la aportación de potencia activa a la red. Las condiciones de aportación se ajustarán al apartado 2.2.8 de este Manual Regulatorio.</p>	Nueva Obligación	Se complementa el criterio para recibir instrucciones. El requerimiento de la interfaz lógica se encuentra en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017) Capítulo 6	No genera costo adicional.	
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS	<p>d.2.2.6 Control primario de frecuencia de potencia activa y su rango de control:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe proveer una respuesta ajustar el</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	OS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>valor de consigna de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 3 y con los parámetros especificados por el CENACE dentro de los rangos de la Tabla 3 como le sea instruido por el Cenace. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto.</p> <p>ii. Los rangos definidos en la Tabla 3 deben ser configurables o ajustables a solicitud del CENACE; la elección de los parámetros especificados por el CENACE debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;</p>		Los requerimientos del estudio de Impacto se encuentran en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018). Capítulos Anexo 4, 1.5.38, 1.5.39, 8.2.2 inciso a, 8.4.1 inciso 1, 8.5.4 .		
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>d.2.2.7 Mantener la potencia activa constante respecto a cambios de frecuencia:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe mantener constante su aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos del apartado (2.1) inciso (c) 2.2.3.</p> <p>f. 2.2.8 Condiciones para reconexión automática:</p> <p>i. La Central Eléctrica podrá interconectarse automáticamente a la red bajo las siguientes condiciones:</p> <p>A. Frecuencia en el rango de 58.8 Hz a 60.2 Hz y tensión en el rango de $\pm 10\%$ del valor nominal al menos durante 5 minutos; y</p> <p>B. Una rampa admisible máxima de incremento de potencia de 10 % de la capacidad nominal Capacidad Instalada Neta de la Central Eléctrica por minuto.</p> <p>ii. La interconexión automática es permitida bajo las condiciones anteriores a menos que el CENACE especifique lo contrario.</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional.	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>2.2.9 Desconexión ante baja frecuencia</p> <p>i. La Central Eléctrica que no esté alimentando carga crítica, por ejemplo, plantas con rebombeo, debe desconectar su carga en caso de baja frecuencia de red cumpliendo con los ajustes definidos por el Cenace. El requerimiento mencionado en este inciso no se extiende a sus servicios auxiliares.</p>	Nueva Obligación	Se aclara un caso de excepción.	No genera costo adicional.	
Editorial Simplificación	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS	<p>2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa</p> <p>viii. La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia</p>	Obligación	Se elimina, la información se reorganiza en la Tabla 2.2.2.A	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta															
	OS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación y de potencia activa mostrados en la Tabla 2.2.2.A, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo, el CENACE Cenace tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.</p> <p>La Figura 5 ejemplifica el comportamiento que la Central Eléctrica debe cumplir ante los modos de respuesta de potencia activa ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia.</p> <table border="1" data-bbox="464 521 1026 886"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 521 751 542">Parámetros</th> <th data-bbox="751 521 898 542">-</th> <th data-bbox="898 521 1026 542">Rangos o valores</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 561 751 618">Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia de la Central Eléctrica (intervalo de respuesta a la frecuencia)</td> <td data-bbox="751 561 898 618">$\frac{ \Delta P }{P_{ref}}$</td> <td data-bbox="898 561 1026 618">3 – 10 %</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 646 751 703">En el caso de las Centrales Eléctricas síncronas, la demora inicial máxima admisible t_1, a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vi)</td> <td data-bbox="751 646 898 703"></td> <td data-bbox="898 646 1026 703">2 segundos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 730 751 787">En el caso de las Centrales Eléctricas asíncronas, la demora inicial máxima admisible t_1, a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vii)</td> <td data-bbox="751 730 898 787"></td> <td data-bbox="898 730 1026 787">Menor a 2 segundos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 815 751 872">Tiempo de activación total t_2, a menos que el CENACE permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema</td> <td data-bbox="751 815 898 872"></td> <td data-bbox="898 815 1026 872">30 segundos</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 5: Parámetros de activación de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia resultantes de un cambio en el paso de frecuencia.</p> <p>(se elimina Figura 5)</p>  <p>Donde: P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP. ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. f_n es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, Δf es la desviación de frecuencia de la red.</p>	Parámetros	-	Rangos o valores	Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia de la Central Eléctrica (intervalo de respuesta a la frecuencia)	$\frac{ \Delta P }{P_{ref}}$	3 – 10 %	En el caso de las Centrales Eléctricas síncronas, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vi)		2 segundos	En el caso de las Centrales Eléctricas asíncronas, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vii)		Menor a 2 segundos	Tiempo de activación total t_2 , a menos que el CENACE permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema		30 segundos				
Parámetros	-	Rangos o valores																			
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia de la Central Eléctrica (intervalo de respuesta a la frecuencia)	$\frac{ \Delta P }{P_{ref}}$	3 – 10 %																			
En el caso de las Centrales Eléctricas síncronas, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vi)		2 segundos																			
En el caso de las Centrales Eléctricas asíncronas, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado (2.2), inciso (d), subinciso (vii)		Menor a 2 segundos																			
Tiempo de activación total t_2 , a menos que el CENACE permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema		30 segundos																			

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Figura 5: Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia.</p> <p>e. Desconexión ante baja frecuencia:</p> <p>—</p> <p>i. La Central Eléctrica que esté alimentando carga no prioritaria, por ejemplo plantas con rebombeco, debe desconectar su carga en caso de baja frecuencia cumpliendo con los ajustes definidos por el GENACE. El requerimiento mencionado en este inciso no se extiende a sus servicios auxiliares.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>2.3 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>Aplican los requerimientos de interconexión ante variaciones para Centrales Eléctricas de tipo A y B, excepto los apartados 2.2.5 y 2.2.8, que se refieren a mantener la potencia activa constante ante variaciones de frecuencia y la restricción total y con excepción del apartado (2.1) incisos (e) y (f) y apartado (2.2) inciso (a), más los siguientes parcial de la potencia activa a solicitud del Cenace, respectivamente:-</p> <p>a-2.3.1 Control secundario de frecuencia:</p> <p>i. La Central Eléctrica tipo C debe contar con el equipamiento necesario para participar en la regulación secundaria de acuerdo a las características especificadas en el Manual de TIC, y la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación.</p> <p>b- 2.3.2 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia:</p> <p>i. En base a los estudios de interconexión o los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el GENACE Cenace podrá solicitar el monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de la frecuencia para supervisar la operación de respuesta de potencia activa a la frecuencia, supervisando las siguientes señales indicadas en el apartado (2.4) inciso (a).</p> <p>A. Señal de estado del control primario (activo/inactivo); B. Consigna de potencia activa; C. Valor actual de potencia activa; D. Parámetros de ajuste actuales de respuesta de potencia activa a la frecuencia; E. Rango de potencia activa en relación con la Capacidad instalada; F. Característica de regulación; G. Ajuste de insensibilidad de respuesta a la frecuencia;</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se actualiza conforme al reordenamiento y referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	No genera costo adicional	

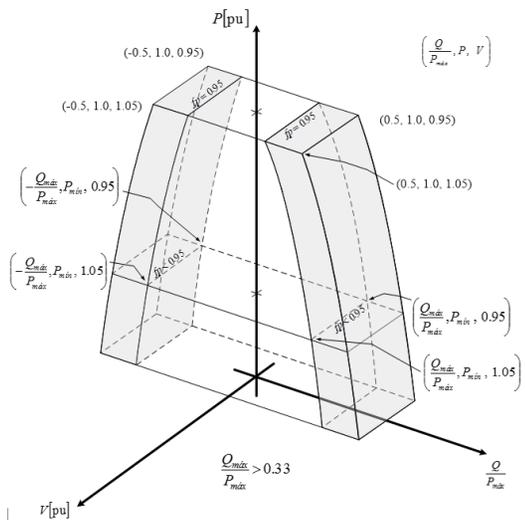
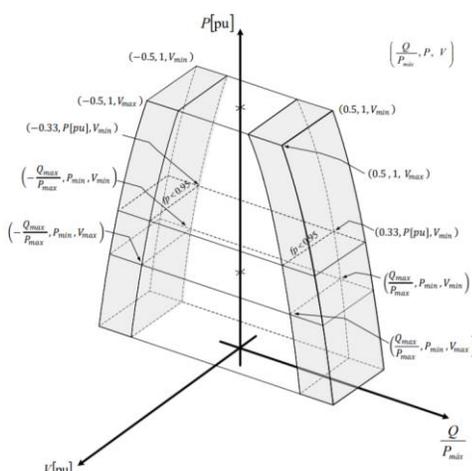
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>H. Banda muerta de frecuencia; I. Umbrales de desactivación de respuesta de potencia activa ante baja o alta frecuencia;</p>				
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p>	<p>2.4 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo D</p> <p>Aplican los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia para las Centrales Eléctricas de tipo A, B y C, con excepción del, excepto el apartado (2.1) incisos (e) y (f), apartado (2.2) inciso (a) y apartado (2.3.2) inciso (b), más los siguientes, relativo al monitoreo en tiempo real del control primario y secundario de frecuencia:</p> <p>a-2.4.1 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia:</p> <p>i. La Central Eléctrica tipo D deberá contar con el equipamiento necesario para el monitoreo y envío en tiempo real y de manera segura al GENACE Cenace la información correspondiente a la regulación primaria y secundaria de acuerdo a las características especificadas en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación el Manual de TIC. Al menos se requieren las siguientes señales definidas en el apartado 2.3.2 de este Manual Regulatorio:</p> <p>A. — Señal de estado del control primario (activo/inactivo); B. — Consigna de potencia activa; C. — Valor actual de potencia activa; D. — Parámetros de ajuste actuales de respuesta de potencia activa a la frecuencia; E. — Rango de potencia activa en relación con la Capacidad instalada; F. Característica de regulación; G. — Ajuste de insensibilidad de respuesta a la frecuencia; H. — Banda muerta de frecuencia; I. Umbrales de desactivación de respuesta de potencia activa ante baja o alta frecuencia;</p> <p>ii. En caso de ser necesario, el GENACE Cenace especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica de acuerdo con las condiciones del SEN, durante el desarrollo de los Estudios de Impacto.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, esta ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se actualiza conforme al reordenamiento. Las partes eliminadas de mueven al apartado 2.4.</p>	<p>No genera costo adicional</p>	
<p>Editorial Aclaración</p>	<p>MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE</p>	<p>Capítulo 3 Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red</p> <p>3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red para Centrales Eléctricas tipo B, C y D</p> <p>La Central Eléctrica de tipo A debe cumplir con los requerimientos relacionados con la estabilidad de tensión.</p>	<p>Obligación</p>	<p>No se modifica la obligación, esta ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se actualiza conforme al reordenamiento y con lo señalado en 1.1 sobre las Centrales</p>	<p>No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																
	CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>a. La Central Eléctrica debe mantenerse interconectada a la red y operar dentro de los rangos de tensión, en los plazos especificados en la Tabla 6.</p> <table border="1" data-bbox="466 277 1026 402"> <thead> <tr> <th>Área sincrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td>$0.90 pu \leq V < 1.10 pu$</td> <td>ilimitado</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 6: Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas de tipo A.</p> <p>3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B, C y D</p> <p>No aplica el requerimiento de interconexión ante variaciones de tensión para Centrales Eléctricas de tipo A, apartado (3.1) inciso (a). Para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D aplican los especificados en la Tabla 7:</p> <table border="1" data-bbox="466 678 1026 915"> <thead> <tr> <th>Área sincrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td>$1.05 pu \leq V < 1.10 pu$</td> <td>30 minutos</td> </tr> <tr> <td>$0.95 pu \leq V < 1.05 pu$</td> <td>ilimitado</td> </tr> <tr> <td>$0.90 pu \leq V < 0.95 pu$</td> <td>30 minutos</td> </tr> </tbody> </table> <p>Para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D aplican los especificados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B:</p> <p>Tabla 7: Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas:</p> <p>a. Rangos de tensión:</p> <p>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 la Tabla 7 las Tablas 3.1.A y 3.1.B;</p> <p>ii. El CENACE podrá establecer periodos más cortos de tiempo durante los cuales la Central Eléctrica debe permanecer interconectada a la red en caso de sobretensión y baja frecuencia o baja tensión y alta frecuencia simultáneas;</p> <p>iii.-ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en la Tabla 7 las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE-Cenace para</p>	Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$0.90 pu \leq V < 1.10 pu$	ilimitado	Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$1.05 pu \leq V < 1.10 pu$	30 minutos	$0.95 pu \leq V < 1.05 pu$	ilimitado	$0.90 pu \leq V < 0.95 pu$	30 minutos		Eléctricas Tipo A.		
Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																				
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$0.90 pu \leq V < 1.10 pu$	ilimitado																				
Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																				
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$1.05 pu \leq V < 1.10 pu$	30 minutos																				
	$0.95 pu \leq V < 1.05 pu$	ilimitado																				
	$0.90 pu \leq V < 0.95 pu$	30 minutos																				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																				
		<p>preservar o restablecer la seguridad del sistema SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.</p> <table border="1" data-bbox="468 277 1020 505"> <thead> <tr> <th>Área síncrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td>$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$</td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td>$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$</td> <td>ilimitado</td> </tr> <tr> <td>$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$</td> <td>30 minutos*</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC</p> <table border="1" data-bbox="468 594 1020 821"> <thead> <tr> <th>Área síncrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td>$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$</td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td>$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$</td> <td>ilimitado</td> </tr> <tr> <td>$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$</td> <td>30 minutos*</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura 1</p> <p>$V_{\text{máx}} = 1.05 V_{\text{nominal}}$ $V_{\text{mín}} = 0.95 V_{\text{nominal}}$</p>	Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$	ilimitado	$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$	30 minutos*	Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$	ilimitado	$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$	30 minutos*				
Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																								
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$	30 minutos*																								
	$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$	ilimitado																								
	$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$	30 minutos*																								
Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																								
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\text{DQX}} \leq V < V_2$	30 minutos*																								
	$V_{\text{min}} \leq V < V_{\text{DQX}}$	ilimitado																								
	$V_1 \leq V < V_{\text{min}}$	30 minutos*																								
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>4-3.2 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva 4.1 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas síncronas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica síncrona de Síncrona tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos relacionados con el control de tensión y potencia reactiva.</p> <p>a-3.2.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B:</p> <p>i. La Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo B debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto.</p> <p>b- 3.2.2 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B:</p> <p>ii. i. En relación con el sistema de control de tensión, la Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo B debe estar</p>	Obligación	<p>Se recorre y reordena numeración.</p> <p>Antes 4, Ahora 3.2 Antes a, ahora 3.2.1 Antes b, ahora 3.2.2 Antes 4.2, ahora 3.3 Antes a, ahora 3.3.1 Antes b, ahora 3.3.2 Antes c, ahora 3.3.3 Antes d, ahora 3.3.4</p> <p>Se aclara que los requerimientos técnicos de las Centrales Eléctricas se realizan a nivel punto de interconexión, y no en las terminales de la Central Eléctrica.</p> <p>Se aclara lo correspondiente a las Centrales Eléctricas Síncronas tipo C.</p>																						

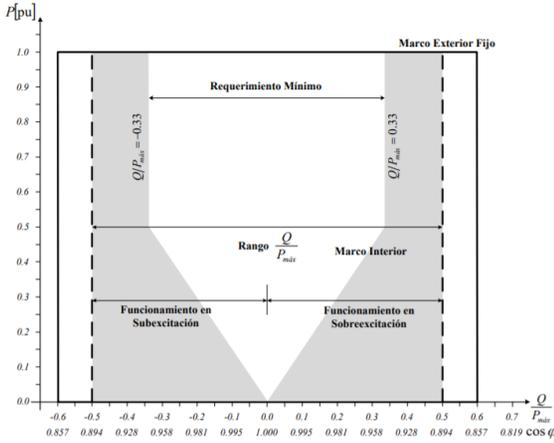
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>equipada con un sistema de control automático de excitación permanente que pueda proporcionar una tensión constante en las terminales de la Central Eléctrica el punto de interconexión a una consigna seleccionable, sin causar inestabilidad en todo el rango de operación.</p> <p>4-2 3.3 Requerimientos específicos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas tipo C</p> <p>Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas de tipo B, más los siguientes:</p> <p>a- 3.3.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C:</p> <p>i. En base a los estudios de interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE podrá especificar la potencia reactiva complementaria que debe facilitar una Central Eléctrica síncrona.</p> <p>i. Además de que la Central Eléctrica Síncrona tipo C deba tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelanto en el punto de interconexión, durante la solicitud del Estudio de Impacto la Central Eléctrica podrán proponer aumentar este rango de potencia reactiva, teniendo en cuenta su interés en ofertar este Servicio Conexo al MEM. También el Cenace podrá proponer aumentar este rango teniendo en cuenta los requerimientos del MEM.</p> <p>b- 3.3.2 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C:</p> <p>i. La Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C debe cumplir el perfil V-Q/P_{máx} de conformidad con los siguientes principios la Figura 3.3.2 y la Tabla 3.3.2.:</p> <p>A. — Las dimensiones de la envolvente del perfil V-Q/P_{máx} deben estar dentro del rango especificado en la Tabla 8; —</p> <p>B. — La posición del marco interior del perfil V-Q/P_{máx}, debe estar dentro de los límites de la envolvente fijados en el marco exterior fijo de la Figura 6; y</p> <p>C. — Para perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión, en la Tabla 8, representa los valores máximos y mínimos.</p> <p>ii. La Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/P_{máx} en el tiempo definido por el GENACE Cenace durante los Estudios de Impacto.</p>		<p>Se actualizan Tablas y Figuras. Se cambia el título de Figura 7 a Figura 3.3.3</p> <p>Se modifica la forma de presentar los parámetros en coordenadas (x,y), no se modifican los parámetros de la Figura 3.3.3</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta									
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="468 152 688 212">Área síncrona</th> <th data-bbox="688 152 810 212">Rango máximo de Q/P_{PMAX}</th> <th data-bbox="810 152 1024 212">Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="468 212 688 261">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td data-bbox="688 212 810 261">± 0.5</td> <td data-bbox="810 212 1024 261">± 0.05</td> </tr> </tbody> </table>	Área síncrona	Rango máximo de Q/P_{PMAX}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	± 0.5	± 0.05							
Área síncrona	Rango máximo de Q/P_{PMAX}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)													
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	± 0.5	± 0.05													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="468 302 688 362">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</th> <th data-bbox="688 302 810 362">Rango máximo de Q/P_{PMAX}</th> <th data-bbox="810 302 1024 362">Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="468 362 688 422">Límite del Área Gris (opcional y no limitativo)</td> <td data-bbox="688 362 810 422">± 0.5</td> <td data-bbox="810 362 1024 422">(V_{máx}, V_{mín})</td> </tr> <tr> <td data-bbox="468 422 688 483">Área Blanca (requerimiento mínimo obligatorio)</td> <td data-bbox="688 422 810 483">± 0.33</td> <td data-bbox="810 422 1024 483">(V_{máx}, V_{mín})</td> </tr> </tbody> </table>	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	Rango máximo de Q/P_{PMAX}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)	Límite del Área Gris (opcional y no limitativo)	± 0.5	(V _{máx} , V _{mín})	Área Blanca (requerimiento mínimo obligatorio)	± 0.33	(V _{máx} , V _{mín})				
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	Rango máximo de Q/P_{PMAX}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (gg)													
Límite del Área Gris (opcional y no limitativo)	± 0.5	(V _{máx} , V _{mín})													
Área Blanca (requerimiento mínimo obligatorio)	± 0.33	(V _{máx} , V _{mín})													
		<p>Tabla 8 3.3.2: Parámetros del marco interior de la Figura 6 Área Blanca o Requerimiento Mínimo para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas y Asíncronas.</p> <p><i>(se modifica la forma de presentar los parámetros en lcoordenas (x,y), no se modifican los parámetros de la Figura 7)</i></p> <p>Figura 6 3.3.2: Diagrama V-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Síncrona.</p> <p>e. 3.3.3 Capacidad de potencia reactiva debajo de cuando la potencia activa es menor a la potencia activa máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C:</p> <p>i. Cuando se opera la Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C a una salida de potencia activa por debajo de la potencia máxima ($P < P_{máx}$), esta debe operar en cada punto dentro de la curva de Capacidad P-Q de la Central Eléctrica, por lo menos hasta el nivel mínimo de la potencia activa (P_{min}).</p> <p>La Figura 7 3.3.3 ejemplifica el requerimiento de potencia reactiva para una Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C tanto para la potencia máxima $P_{máx}$, como para una potencia activa menor a $P_{máx}$ y hasta P_{min}. La zona obligatoria se encuentra en blanco y corresponde a un factor, acotada por los valores máximos y mínimos del rango de potencia de 0.95 en atraso y adelanto a $P_{máx}$ y un valor de factor de potencia menor a 0.95 en atraso y adelanto a una salida de potencia activa menor a $P_{máx}$ de tensión. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no debe limitarse.</p> <p><i>(se cambia Figura 7 por Figura 3.3.3)</i></p>													

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		 <p>Figura 7: Diagrama V-P-Q/$P_{m\acute{a}x}$ de una Central Eléctrica Síncrona.</p>  <p>Figura 3.3.3: Diagrama V-P-Q/$P_{m\acute{a}x}$ de una Central Eléctrica Síncrona.</p> <p>d. 3.3.4 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C:</p> <p>i. Los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión se acordarán entre la Central Eléctrica</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>y el CENACE Cenace;</p> <p>ii. (...) Este último debe incluir:</p> <p>A. (...)</p> <p>B. Un limitador de baja excitación, para evitar que el AVR reduzca la excitación de la Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C a un nivel que podría poner en peligro la estabilidad síncrona;</p> <p>C. Un limitador de sobreexcitación, que asegure que la Central Eléctrica síncrona Síncrona tipo C está funcionando dentro de sus límites de diseño (curva de Capacidad P-Q); y</p> <p>D. (...)</p> <p>iii. El CENACE Cenace y el propietario de la Central Eléctrica celebrarán un acuerdo con respecto a las capacidades técnicas de la Central Eléctrica Síncrona tipo C para ayudar a la estabilidad angular en condiciones de falla.</p>				
Editorial Redacción	MANUAL REGULADOR DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>4.3 3.4 Requerimientos específicos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas tipo D</p> <p>Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas de tipo B y C, más los siguientes:</p> <p>a- 3.4.1 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D:</p> <p>La Central Eléctrica debe contar con los siguientes sistemas que permitan el funcionamiento continuo en caso de falla del dispositivo principal:</p> <p>i. Un regulador automático de tensión de respaldo (AVR respaldo); y</p> <p>ii. Sistema estabilizador de potencia de doble señal (PSS doble señal).</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes 4.3, Ahora 3.4 Antes a, ahora 3.4.1</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULADOR DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>4.4 3.5 Requerimientos específicos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas asíncronas Asíncronas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos relacionados con el control de tensión y potencia reactiva.</p> <p>a- 3.5.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B:</p> <p>i. La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo B debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 adelanto.</p> <p>b- 3.5.2 Respuesta de corriente ante fallas simétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B:</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Antes 4.3, ahora 3.4 Antes a, ahora 3.4.1 Antes b, ahora 3.5.2 Antes c, ahora 3.5.3</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>i. En caso de ser necesario, durante el CENACE desarrollo de los Estudios de Interconexión el Cenace especificará que una Central Eléctrica asíncrona sea capaz de proporcionar una Asíncrona tipo B proporcione respuesta rápida de corriente de falla en caso de soporte de tensión ante fallas simétricas (3 fases).</p> <p>ii. En base a los estudios Estudios de interconexión Interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, el CENACE Cenace especificará:</p> <p>(...)</p> <p>c. 3.5.3 Respuesta de corriente ante fallas asimétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B:</p> <p>i. En caso de ser necesario, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, el CENACE Cenace especificará que una Central Eléctrica asíncrona sea capaz de proporcionar una Asíncrona tipo B proporcione respuesta rápida de corriente soporte de falla en caso de tensión ante fallas asimétricas (1 fase o 2 fases).</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>4.5 3.6 Requerimientos específicos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas asíncronas Asíncronas tipo C y D</p> <p>Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas de tipo B, excepto el apartado (4.4) inciso (a), más los siguientes:</p> <p>a. Capacidad de potencia reactiva: —</p> <p>i. Con base a los estudios de interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE podrá especificar la potencia reactiva complementaria que debe facilitar una Central Eléctrica asíncrona.</p> <p>b. 3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:</p> <p>i. La Central Eléctrica síncrona debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto en el punto de interconexión.</p> <p>ii. La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/P_{máx} de conformidad con los siguientes principios: la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.3.</p> <p>A. — Las dimensiones de la envolvente del perfil V-Q/P_{máx} deben estar dentro del rango especificado en la Tabla 9; —</p> <p>B. — La posición del marco interior del perfil V-Q/P_{máx}, debe estar dentro de los límites de la envolvente fijados en</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, esta ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Antes 4.5, ahora 3.6 Antes a, ahora eliminado Antes b, ahora 3.6.1 Antes c, ahora 3.5.3</p> <p>Se elimina la necesidad de que el Cenace con base en los requerimientos del MEM especifique qué características de potencia reactiva debe facilitar una Central Eléctrica Asíncrona Se elimina la necesidad de que el Cenace con base en los requerimientos del MEM especifique qué características de potencia reactiva debe facilitar una Central Eléctrica Asíncrona</p> <p>Se actualizan Tablas y Figuras. Se cambia el título de Figura 8 a Figura 3.3.4</p>	No genera costo adicional	

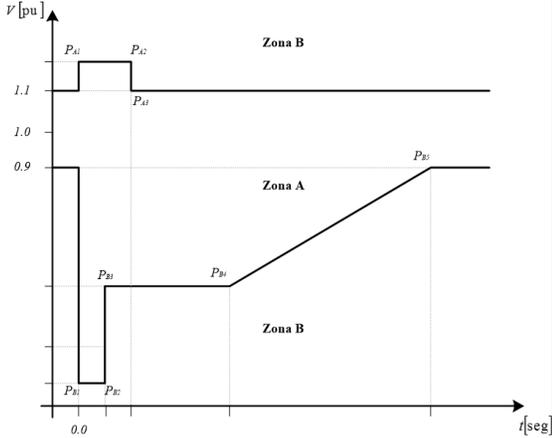
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta						
		<p>el marco exterior fijo de la Figura 6; y</p> <p>C. Para perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión, en la Tabla 9, representa los valores máximos y mínimos.</p> <p>ii. La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona de tipo C o D debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/P_{máx} en el tiempo definido por el CENACE Cenace durante los Estudios de Interconexión.</p> <table border="1" data-bbox="470 399 1024 561"> <thead> <tr> <th data-bbox="470 399 699 488">Area síncrona</th> <th data-bbox="699 399 842 488">Rango máximo de $Q/P_{máx}$</th> <th data-bbox="842 399 1024 488">Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="470 488 699 561">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td data-bbox="699 488 842 561">±0.5</td> <td data-bbox="842 488 1024 561">±0.05</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 9.- Parámetros del marco interior de la Figura 6 para Centrales Eléctricas asíncronas.</p>  <p>Figura-8 Figura 3.3.4: Diagrama P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D</p>	Area síncrona	Rango máximo de $Q/P_{máx}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	±0.5	±0.05				
Area síncrona	Rango máximo de $Q/P_{máx}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)										
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	±0.5	±0.05										
Editorial Aclaración	MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>c. 3.6.2 Capacidad de potencia reactiva debajo de la potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:</p> <p>i. La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C y D debe cumplir el moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil P-Q/P_{máx} (Figura 3.3.5), en el tiempo definido por el Cenace; y de conformidad con los siguientes principios:</p> <p>A. El diagrama P-Q/P_{máx} no debe superar el marco interior del diagrama representado en la Figura 8;</p> <p>B. El rango del marco del diagrama P-Q/P_{máx} se especifica en Tabla 9;</p> <p>C. El rango de potencia activa del marco del diagrama P-</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, esta ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes c, ahora 3.6.2</p> <p>Se elimina y simplifica mediante la referencia a la Figura 3.3.5: Diagrama V-P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D.</p>	No genera costo adicional							

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Q/Pmáx a potencia reactiva cero, debe ser 1 pu; D. — El diagrama P-Q/Pmáx puede tener cualquier forma; y E. — La posición del marco del diagrama P-Q/Pmáx debe estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la Figura 8;</p> <p>ii. Cuando se opere a potencia activa por debajo de la potencia máxima ($P < P_{Máx}$) y hasta P_{min}; la Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe proporcionar la potencia reactiva en cualquier punto de operación dentro de su perfil P-Q/ Pmáx (Figura 8 3.3.5). En caso de que alguna de las Unidades de la Central Eléctrica si todas las unidades de la Central Eléctrica están no esté técnicamente disponibles, es decir, que no están estén fuera de servicio por mantenimiento o bajo falla u otra indisponibilidad, se permite. De lo contrario puede haber una capacidad reducida de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.; y</p> <p>iii. — La Central Eléctrica asíncrona debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil P-Q/ Pmáx (Figura 8), en el tiempo definido por el CENACE. iii. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no deberá limitarse.</p> <p>La Figura 9 ejemplifica el requerimiento de potencia reactiva para una Central Eléctrica Asíncrona tanto para la potencia máxima Pmáx, como para una potencia activa menor a Pmáx. La zona obligatoria se encuentra en blanco y corresponde a un factor de potencia de 0.95 en atraso y adelanto o a un rango Q/Pmáx constante de ±0.33 hasta una potencia activa de 0.5 pu. Para potencias activas menores a 0.5 pu, el requerimiento de potencia reactiva disminuye desde ±0.33 hasta cero con la pendiente que se muestra en la Figura 9.</p> <p>(...)</p> <p>Figura 9 3.3.5: Diagrama V-P-Q/Pmáx de una Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>d. 3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:</p> <p>i. La Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe proporcionar regular la potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los modos de control: control de tensión, control de potencia reactiva o control de factor de potencia; la consigna será enviada por el CENACE de forma remota. El Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión definirá la prioridad de regulación automática en uno de los 3 modos de control;</p> <p>iiA efectos del modo de control de tensión, la Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe contribuir al control automático de la tensión mediante la entrega de potencia reactiva a la red con un rango de consigna de</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, esta ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Antes d, ahora 3.6.3</p> <p>Se elimina la necesidad de que el Cenace con base en los requerimientos del MEM</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>tensión de al menos 0.95 a 1.05 pu, en pasos no superiores a 0.01 pu, con una pendiente definida por el CENACE Cenace, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, en pasos no mayores que 0.5 %,iii.La consigna puede ser operada con o sin una banda muerta definida por el CENACE Cenace en un rango de 0 a $\pm 4.5\%$ de la tensión nominal de la red en pasos no mayores de 0.45 %;</p> <p>ivii. A efectos del modo de control de potencia reactiva, la Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe alcanzar la consigna solicitada por el CENACE Cenace con una configuración de pasos no mayores de 4 10 MVar o 5% (lo que sea menor) de la potencia reactiva máxima;</p> <p>v. iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por el CENACE Cenace, con la zona blanca de la Figura 8 con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.002 0.001; e</p> <p>vi. Independientemente del modo de control, la respuesta ante el cambio de consigna en la Central Eléctrica asíncrona debe lograr el 90% de la consigna dentro de un tiempo t1 máximo de 3 segundos, y debe ubicarse en el valor especificado en un tiempo t2 máximo de 5 segundos, con una tolerancia de consigna en estado estable no mayor que 0.5% para control de tensión, 0.1% para control de factor de potencia, y hasta 2% para control de potencia reactiva. La tolerancia será medida respecto al valor de consigna.</p> <p>iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.</p>		<p>especifique qué características de potencia reactiva debe facilitar una Central Eléctrica Asíncrona Se elimina la necesidad de que el Cenace con base en los requerimientos del MEM especifique qué características de potencia reactiva debe facilitar una Central Eléctrica Asíncrona</p> <p>Se actualizan Tablas y Figuras. Se cambia el título de Figura 8 a Figura 3.3.4</p> <p>Se aclara sobre el el rango de la banda muerta y los pasos de operación de la consigna: de $0\pm 1\%$ a $0\pm 5\%$ de la tensión nominal de la red y en pasos de 0.1 a 0.5%, respectivamente. - los pasos de control de potencia reactiva que debe tener en cuenta una Central Eléctrica Asíncrona de 1 MVar o el 5% (lo que sea mayor) a 10 MVar o el 5% (lo que sea mayor). - Los pasos para alcanzar la consigna de factor de potencia de 0.002 a 0.01.</p> <p>Se elimina la incertidumbre sobre cómo debe comportarse una Central Eléctrica Asíncrona cuando reciba instrucción del Cenace sobre control de potencia reactiva, debiendo esta cumplir con el 90% de la consigna en un tiempo de 1-5 segundos y alcanzar el 100% de la consigna en el tiempo de 5-60 segundos, con una tolerancia de potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5% de la potencia reactiva máxima.</p>		
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO	<p>e- 3.6.4 Prioridad del modo de control de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:-</p> <p>i. El CENACE Cenace especificará el modo de control prioritario durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión. Los modos de control especificados deben estar disponibles y deben ser seleccionables a petición del CENACE Cenace.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes e, ahora 3.6.4</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	NACIONAL					
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>f. 3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:</p> <p>i. El CENACE Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 segundos desde el inicio de la falla.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes f, ahora 3.6.5</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Se aclara sobre cuándo el Cenace debe especificar la prioridad de contribución de la potencia activa o potencia reactiva durante fallas</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>g. 3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D:</p> <p>i. En base a los estudios de interconexión Estudios de Interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, si es requerido por el CENACE Cenace, la Central Eléctrica asíncrona Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes g, ahora 3.6.6</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Se aclara sobre los tiempos en los que la Central Eléctrica Asíncrona debe contribuir a la amortiguación de oscilaciones de potencia.</p>	No genera costo adicional	
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>5 Capítulo 4 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla</p> <p>5.1 4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir con los requerimientos relacionados con el control de tensión en condiciones dinámicas o de falla.</p> <p>a. 4.1.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>i. En cuanto a la respuesta ante condiciones dinámicas o de falla, la Central Eléctrica tipo B debe permanecer</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes Capítulo 5, ahora Capítulo 4</p> <p>Antes a, ahora 4.1.1</p> <p>Antes Tabla 10, ahora Tabla 4.1.1.A</p> <p>Antes Tabla 11, ahora Tabla 4.1.1.B</p> <p>Antes Figura 10, ahora Figura 4.1.1.A</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																						
		<p>interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca dentro la zona permitida (Zona A o zona gris) mostrada en la Figura 10, y la 4.1.1 A (Tabla 10 o la Tabla 11, según corresponda 4.1.1 A):</p> <table border="1" data-bbox="468 272 1024 565"> <thead> <tr> <th>Punto de operación</th> <th>Parámetros de tensión (p.u)</th> <th>Parámetros de tiempo (segundos)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>P_{B1}</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>P_{B2}</td><td>0.00</td><td>0.25</td></tr> <tr><td>P_{B3}</td><td>0.70</td><td>0.25</td></tr> <tr><td>P_{B4}</td><td>0.70</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>P_{B5}</td><td>0.90</td><td>1.50</td></tr> <tr><td>P_{A1}</td><td>1.20</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>P_{A2}</td><td>1.20</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>P_{A3}</td><td>1.10</td><td>0.20</td></tr> </tbody> </table> <p>Tabla 10: Parámetros de la Figura 10 para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas síncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla</p> <table border="1" data-bbox="468 673 1024 954"> <thead> <tr> <th>Punto de operación</th> <th>Parámetros de tiempo t [segundos]</th> <th>Parámetros de tensión V [p.u]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>P_{B1}</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>P_{B2}</td><td>0.25</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>P_{B3}</td><td>0.25</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>P_{B4}</td><td>0.70</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>P_{B5}</td><td>1.50</td><td>0.90</td></tr> <tr><td>P_{A1}</td><td>0.00</td><td>1.20</td></tr> <tr><td>P_{A2}</td><td>0.20</td><td>1.20</td></tr> <tr><td>P_{A3}</td><td>0.20</td><td>1.10</td></tr> </tbody> </table> <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>	Punto de operación	Parámetros de tensión (p.u)	Parámetros de tiempo (segundos)	P _{B1}	0.00	0.00	P _{B2}	0.00	0.25	P _{B3}	0.70	0.25	P _{B4}	0.70	0.70	P _{B5}	0.90	1.50	P _{A1}	1.20	0.00	P _{A2}	1.20	0.20	P _{A3}	1.10	0.20	Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [p.u]	P _{B1}	0.00	0.00	P _{B2}	0.25	0.00	P _{B3}	0.25	0.70	P _{B4}	0.70	0.70	P _{B5}	1.50	0.90	P _{A1}	0.00	1.20	P _{A2}	0.20	1.20	P _{A3}	0.20	1.10		<p>Antes b, ahora 4.1.1.B</p> <p>Se aclara con Figura 4.1.1.B. Se modifica el formato de las coordenadas (x,y)</p> <p>Antes c, ahora</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p>		
Punto de operación	Parámetros de tensión (p.u)	Parámetros de tiempo (segundos)																																																										
P _{B1}	0.00	0.00																																																										
P _{B2}	0.00	0.25																																																										
P _{B3}	0.70	0.25																																																										
P _{B4}	0.70	0.70																																																										
P _{B5}	0.90	1.50																																																										
P _{A1}	1.20	0.00																																																										
P _{A2}	1.20	0.20																																																										
P _{A3}	1.10	0.20																																																										
Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [p.u]																																																										
P _{B1}	0.00	0.00																																																										
P _{B2}	0.25	0.00																																																										
P _{B3}	0.25	0.70																																																										
P _{B4}	0.70	0.70																																																										
P _{B5}	1.50	0.90																																																										
P _{A1}	0.00	1.20																																																										
P _{A2}	0.20	1.20																																																										
P _{A3}	0.20	1.10																																																										

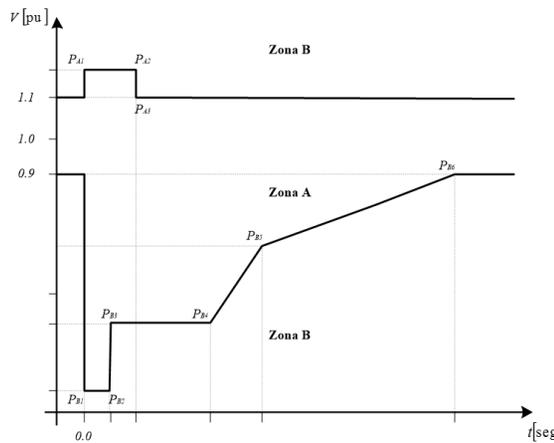
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 159 625 206">Punto de operación</th> <th data-bbox="625 159 821 206">Parámetros de tensión (%)</th> <th data-bbox="821 159 1016 206">Parámetros de tiempo (segundos)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 206 625 253">P_{E1}</td> <td data-bbox="625 206 821 253">0.00</td> <td data-bbox="821 206 1016 253">0.00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 253 625 300">P_{E2}</td> <td data-bbox="625 253 821 300">0.00</td> <td data-bbox="821 253 1016 300">0.40</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 300 625 347">P_{E3}</td> <td data-bbox="625 300 821 347">0.35</td> <td data-bbox="821 300 1016 347">0.55</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 347 625 394">P_{E4}</td> <td data-bbox="625 347 821 394">0.70</td> <td data-bbox="821 347 1016 394">0.70</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 394 625 441">P_{E5}</td> <td data-bbox="625 394 821 441">0.90</td> <td data-bbox="821 394 1016 441">1.50</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 441 625 488">P_{A1}</td> <td data-bbox="625 441 821 488">1.20</td> <td data-bbox="821 441 1016 488">0.00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 488 625 535">P_{A2}</td> <td data-bbox="625 488 821 535">1.20</td> <td data-bbox="821 488 1016 535">0.20</td> </tr> <tr> <td data-bbox="464 535 625 558">P_{A3}</td> <td data-bbox="625 535 821 558">1.10</td> <td data-bbox="821 535 1016 558">0.20</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 570 1024 643">Tabla 11: Parámetros de la Figura 10 para capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.</p> <p data-bbox="457 664 667 691">(se elimina Figura 10)</p>  <p data-bbox="457 1138 1024 1260">Figura 10: Respuesta de la Central Eléctrica de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla. El diagrama es ilustrativo y representa los límites de un perfil de tensión contra tiempo, expresado en por unidad antes, durante y después de una falla.</p> <p data-bbox="457 1284 709 1312">(se inserta Figura 4.1.1.A)</p>	Punto de operación	Parámetros de tensión (%)	Parámetros de tiempo (segundos)	P_{E1}	0.00	0.00	P_{E2}	0.00	0.40	P_{E3}	0.35	0.55	P_{E4}	0.70	0.70	P_{E5}	0.90	1.50	P_{A1}	1.20	0.00	P_{A2}	1.20	0.20	P_{A3}	1.10	0.20				
Punto de operación	Parámetros de tensión (%)	Parámetros de tiempo (segundos)																															
P_{E1}	0.00	0.00																															
P_{E2}	0.00	0.40																															
P_{E3}	0.35	0.55																															
P_{E4}	0.70	0.70																															
P_{E5}	0.90	1.50																															
P_{A1}	1.20	0.00																															
P_{A2}	1.20	0.20																															
P_{A3}	1.10	0.20																															

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																											
		<div data-bbox="472 154 997 560"> </div> <p data-bbox="457 576 1024 649">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> <table border="1" data-bbox="466 673 1024 950"> <thead> <tr> <th>Punto de operación</th> <th>Parámetros de tiempo t [segundos]</th> <th>Parámetros de tensión V [pu]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P_{B1}</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B2}</td> <td>0.40</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B3}</td> <td>0.55</td> <td>0.35</td> </tr> <tr> <td>P_{B4}</td> <td>0.70</td> <td>0.70</td> </tr> <tr> <td>P_{B5}</td> <td>1.50</td> <td>0.90</td> </tr> <tr> <td>P_{A1}</td> <td>0.00</td> <td>1.20</td> </tr> <tr> <td>P_{A2}</td> <td>0.20</td> <td>1.20</td> </tr> <tr> <td>P_{A3}</td> <td>0.20</td> <td>1.10</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 958 1024 1055">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 data-bbox="457 1079 709 1104">(se inserta Figura 4.1.1.B)</p>	Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]	P_{B1}	0.00	0.00	P_{B2}	0.40	0.00	P_{B3}	0.55	0.35	P_{B4}	0.70	0.70	P_{B5}	1.50	0.90	P_{A1}	0.00	1.20	P_{A2}	0.20	1.20	P_{A3}	0.20	1.10				
Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]																															
P_{B1}	0.00	0.00																															
P_{B2}	0.40	0.00																															
P_{B3}	0.55	0.35																															
P_{B4}	0.70	0.70																															
P_{B5}	1.50	0.90																															
P_{A1}	0.00	1.20																															
P_{A2}	0.20	1.20																															
P_{A3}	0.20	1.10																															

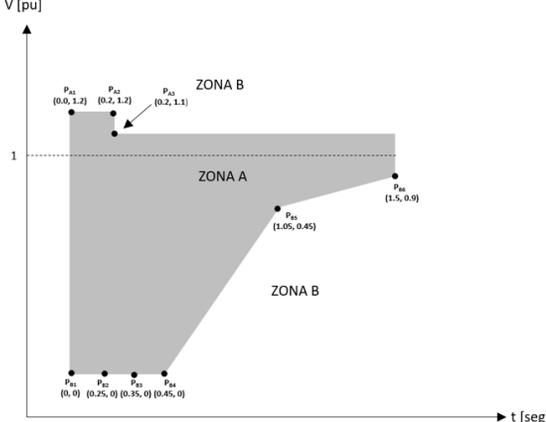
Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Figura 4.1.1.B: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).</p> <p>ii. La zona de operación permitida (Zona A) debe estar expresada entre el límite inferior y superior de las tensiones de fase a fase del sistema SEN, durante una falla, en función del tiempo, antes, durante y después de la falla;</p> <p>iii. (...)</p> <p>iv. Tanto la protección de baja tensión como la zona de operación permitida deben ser ajustadas por la Central Eléctrica en el rango más amplio que sea técnicamente factible para la Central Eléctrica, a menos que el CENACE Cenace requiera un rango menor. Los ajustes definidos deben ser justificados técnicamente por la Central Eléctrica.</p> <p>b- 4.1.2 Recuperación de potencia activa post falla para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>i. La Central Eléctrica tipo B deberá contar con equipo de control para ajustar los tiempos y rampas para la entrega de potencia activa post falla, y cumplir con los siguientes requerimientos determinados por el GENACE Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión:</p> <p>A. El comienzo de la entrega de potencia activa post falla, B. La magnitud y precisión para la entrega de potencia activa; y C. El tiempo máximo permitido para la entrega de potencia activa.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA	<p>5.2 4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>Aplican los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas de tipo B, más los siguientes:</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes 5.2, ahora 4.2</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>a. 4.2.1 Estabilidad en estado estable para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>i. En caso de oscilaciones de potencia, la Central Eléctrica tipo C debe mantener la estabilidad de estado estable cuando opere en cualquier punto operativo de la curva de Capacidad; y</p> <p>ii. La Central Eléctrica tipo C debe permanecer interconectada a la red y funcionar sin reducción de potencia, siempre que la tensión y la frecuencia de permanezcan dentro de los límites especificados, sujeto a la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía.</p> <p>b. 4.2.2 Capacidad de corto circuito aportación de corriente para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>i. La Central Eléctrica Síncrona tipo C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión mayor a 2 veces la corriente nominal de la Central. En caso que de no ser económica técnicamente factible esta capacidad de corto circuito para alguna tecnología debe ser razonablemente justificada.</p> <p>La Central Eléctrica Asíncrona tipo C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión de al menos la corriente previa al cortocircuito respecto a la Potencia de referencia. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles aportaciones mayores a la corriente de cortocircuito respecto a lo indicado en este requerimiento, éstos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace.</p>		<p>Antes a, ahora 4.2.1 Antes b, ahora 4.2.2</p> <p>Antes Tabla 11, ahora Tabla 4.1.1.B Antes Figura 10, ahora Figura 4.1.1.A Antes b, ahora 4.1.1.B</p> <p>Se aclara con Figura 4.1.1.B. Se modifica el formato de las coordenadas (x,y)</p> <p>Antes c, ahora</p> <p>Se aclara la referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Se aclara sobre la aportación de corriente en condiciones dinámicas o de falla en el punto de interconexión para de las Centrales Eléctricas conectadas en Alta Tensión, diferenciando el requerimiento para las Síncronas y las Asíncronas, debido a que el requerimiento de las Centrales Eléctricas Síncronas, no es posible que lo puedan cumplir las Asíncronas.</p>		
Editorial Aclaración	MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>5.3 4.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D</p> <p>Aplican los requerimientos Generales generales de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas de tipo B y C, excepto el apartado (5.1), inciso (a), subinciso (i) la respuesta de falla de las Centrales Eléctricas tipo B, más los siguientes:</p> <p>a. 4.3.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo D:</p> <p>i. En cuanto a la respuesta ante condiciones dinámicas o de falla, la Central Eléctrica tipo D debe permanecer interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca dentro la zona permitida (Zona A) mostrada en la Figura 11, y 4.3.1.A (Tabla 12 o 4.3.1.A) y Figura 4.3.1.B (Tabla 13, según corresponda 4.3.1.B), para Síncrona o Asíncrona, respectivamente).</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes 5.3, ahora 4.3 Antes a, ahora 4.3.1</p> <p>Antes Tabla 12, ahora Tabla 4.1.1.A</p> <p>Antes Tabla 13, ahora 4.1.1.B</p> <p>Antes Figura 11, ahora Se modifica el formato de las coordenadas (x,y)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																																												
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="472 154 611 201">Punto de operación</th> <th data-bbox="611 154 814 201">Parámetros de tensión [pu]</th> <th data-bbox="814 154 1024 201">Parámetros de tiempo (segundos)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><i>P_{B1}</i></td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td><i>P_{B2}</i></td><td>0.00</td><td>0.25</td></tr> <tr><td><i>P_{B3}</i></td><td>0.25</td><td>0.25</td></tr> <tr><td><i>P_{B4}</i></td><td>0.25</td><td>0.45</td></tr> <tr><td><i>P_{B5}</i></td><td>0.50</td><td>0.70</td></tr> <tr><td><i>P_{B6}</i></td><td>0.90</td><td>1.50</td></tr> <tr><td><i>P_{A1}</i></td><td>1.20</td><td>0.00</td></tr> <tr><td><i>P_{A2}</i></td><td>1.20</td><td>0.20</td></tr> <tr><td><i>P_{A3}</i></td><td>1.10</td><td>0.20</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 630 1024 699">Tabla 12: Parámetros de la Figura 11 para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas síncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="472 735 655 782">Punto de operación</th> <th data-bbox="655 735 840 782">Parámetros de tiempo t [segundos]</th> <th data-bbox="840 735 1024 782">Parámetros de tensión V [pu]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><i>P_{B1}</i></td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td><i>P_{B2}</i></td><td>0.25</td><td>0.00</td></tr> <tr><td><i>P_{B3}</i></td><td>0.25</td><td>0.25</td></tr> <tr><td><i>P_{B4}</i></td><td>0.45</td><td>0.25</td></tr> <tr><td><i>P_{B5}</i></td><td>0.70</td><td>0.50</td></tr> <tr><td><i>P_{B6}</i></td><td>1.50</td><td>0.90</td></tr> <tr><td><i>P_{A1}</i></td><td>0.00</td><td>1.20</td></tr> <tr><td><i>P_{A2}</i></td><td>0.20</td><td>1.20</td></tr> <tr><td><i>P_{A3}</i></td><td>0.20</td><td>1.10</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 1027 1024 1125">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>	Punto de operación	Parámetros de tensión [pu]	Parámetros de tiempo (segundos)	<i>P_{B1}</i>	0.00	0.00	<i>P_{B2}</i>	0.00	0.25	<i>P_{B3}</i>	0.25	0.25	<i>P_{B4}</i>	0.25	0.45	<i>P_{B5}</i>	0.50	0.70	<i>P_{B6}</i>	0.90	1.50	<i>P_{A1}</i>	1.20	0.00	<i>P_{A2}</i>	1.20	0.20	<i>P_{A3}</i>	1.10	0.20	Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]	<i>P_{B1}</i>	0.00	0.00	<i>P_{B2}</i>	0.25	0.00	<i>P_{B3}</i>	0.25	0.25	<i>P_{B4}</i>	0.45	0.25	<i>P_{B5}</i>	0.70	0.50	<i>P_{B6}</i>	1.50	0.90	<i>P_{A1}</i>	0.00	1.20	<i>P_{A2}</i>	0.20	1.20	<i>P_{A3}</i>	0.20	1.10				
Punto de operación	Parámetros de tensión [pu]	Parámetros de tiempo (segundos)																																																																
<i>P_{B1}</i>	0.00	0.00																																																																
<i>P_{B2}</i>	0.00	0.25																																																																
<i>P_{B3}</i>	0.25	0.25																																																																
<i>P_{B4}</i>	0.25	0.45																																																																
<i>P_{B5}</i>	0.50	0.70																																																																
<i>P_{B6}</i>	0.90	1.50																																																																
<i>P_{A1}</i>	1.20	0.00																																																																
<i>P_{A2}</i>	1.20	0.20																																																																
<i>P_{A3}</i>	1.10	0.20																																																																
Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]																																																																
<i>P_{B1}</i>	0.00	0.00																																																																
<i>P_{B2}</i>	0.25	0.00																																																																
<i>P_{B3}</i>	0.25	0.25																																																																
<i>P_{B4}</i>	0.45	0.25																																																																
<i>P_{B5}</i>	0.70	0.50																																																																
<i>P_{B6}</i>	1.50	0.90																																																																
<i>P_{A1}</i>	0.00	1.20																																																																
<i>P_{A2}</i>	0.20	1.20																																																																
<i>P_{A3}</i>	0.20	1.10																																																																

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																														
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 152 604 199">Punto de operación</th> <th data-bbox="611 152 808 199">Parámetros de tensión (pu)</th> <th data-bbox="814 152 1018 199">Parámetros de tiempo (segundos)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P_{E1}</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{E2}</td> <td>0.00</td> <td>0.25</td> </tr> <tr> <td>P_{E3}</td> <td>0.00</td> <td>0.35</td> </tr> <tr> <td>P_{E4}</td> <td>0.00</td> <td>0.45</td> </tr> <tr> <td>P_{E5}</td> <td>0.45</td> <td>1.05</td> </tr> <tr> <td>P_{E6}</td> <td>0.90</td> <td>1.50</td> </tr> <tr> <td>P_{A1}</td> <td>1.20</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{A2}</td> <td>1.20</td> <td>0.20</td> </tr> <tr> <td>P_{A3}</td> <td>1.10</td> <td>0.20</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="449 618 1024 698">Tabla 13: Parámetros de la Figura 11 para capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas asincrónicas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla.</p> <p data-bbox="449 716 667 747">(se elimina Figura 11)</p>  <p data-bbox="449 1224 1024 1352">Figura 11: Respuesta de la Central Eléctrica de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla. El diagrama es ilustrativo y representa los límites de un perfil de tensión contra tiempo, expresado en por unidad antes, durante y después de una falla.</p> <p data-bbox="449 1370 709 1401">(se agrega Figura 4.3.1.A)</p>	Punto de operación	Parámetros de tensión (pu)	Parámetros de tiempo (segundos)	P_{E1}	0.00	0.00	P_{E2}	0.00	0.25	P_{E3}	0.00	0.35	P_{E4}	0.00	0.45	P_{E5}	0.45	1.05	P_{E6}	0.90	1.50	P_{A1}	1.20	0.00	P_{A2}	1.20	0.20	P_{A3}	1.10	0.20				
Punto de operación	Parámetros de tensión (pu)	Parámetros de tiempo (segundos)																																		
P_{E1}	0.00	0.00																																		
P_{E2}	0.00	0.25																																		
P_{E3}	0.00	0.35																																		
P_{E4}	0.00	0.45																																		
P_{E5}	0.45	1.05																																		
P_{E6}	0.90	1.50																																		
P_{A1}	1.20	0.00																																		
P_{A2}	1.20	0.20																																		
P_{A3}	1.10	0.20																																		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																														
		<div data-bbox="478 159 1024 592"> </div> <p data-bbox="457 592 1024 665">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> <table border="1" data-bbox="470 695 1024 979"> <thead> <tr> <th>Punto de operación</th> <th>Parámetros de tiempo t [segundos]</th> <th>Parámetros de tensión V [pu]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P_{B1}</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B2}</td> <td>0.25</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B3}</td> <td>0.35</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B4}</td> <td>0.45</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>P_{B5}</td> <td>1.05</td> <td>0.45</td> </tr> <tr> <td>P_{B6}</td> <td>1.50</td> <td>0.90</td> </tr> <tr> <td>P_{A1}</td> <td>0.00</td> <td>1.20</td> </tr> <tr> <td>P_{A2}</td> <td>0.20</td> <td>1.20</td> </tr> <tr> <td>P_{A3}</td> <td>0.20</td> <td>1.10</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="457 1011 1024 1109">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 data-bbox="457 1133 714 1157">(se agrega Figura 4.3.1.B)</p>	Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]	P_{B1}	0.00	0.00	P_{B2}	0.25	0.00	P_{B3}	0.35	0.00	P_{B4}	0.45	0.00	P_{B5}	1.05	0.45	P_{B6}	1.50	0.90	P_{A1}	0.00	1.20	P_{A2}	0.20	1.20	P_{A3}	0.20	1.10				
Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]																																		
P_{B1}	0.00	0.00																																		
P_{B2}	0.25	0.00																																		
P_{B3}	0.35	0.00																																		
P_{B4}	0.45	0.00																																		
P_{B5}	1.05	0.45																																		
P_{B6}	1.50	0.90																																		
P_{A1}	0.00	1.20																																		
P_{A2}	0.20	1.20																																		
P_{A3}	0.20	1.10																																		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		 <p data-bbox="457 581 1024 654">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 data-bbox="199 889 289 938">Editorial Aclaración</p>	<p data-bbox="317 760 436 1068">MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p>	<p data-bbox="457 662 1024 711">5.4 4.4 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas asíncronas Síncronas tipo D</p> <p data-bbox="457 732 1024 857">Aplican los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas de tipo B, C y D, excepto el apartado (5.1) inciso (a), subinciso (i), más los siguientes la respuesta ante falla de las Centrales tipo B, y además:</p> <p data-bbox="457 878 1024 954">a. 4.4.1 Estabilidad de la unidad de central eléctrica: Unidad de Central Eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D</p> <p data-bbox="457 976 1024 1166">i. En virtud de los estudios que realice el CENACE Cenace, podrá solicitar a la Central Eléctrica requerimientos específicos (valores mínimos y máximos) de reactancia de las unidades Unidades de la Central Eléctrica, reactancia del transformador, razón de corto circuito, así como otras variables que limiten la respuesta de la Central Eléctrica ante condiciones dinámicas o de falla que pongan en riesgo la estabilidad del sistema.</p>	<p data-bbox="1066 894 1157 922">Obligación</p>	<p data-bbox="1213 813 1528 922">No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p data-bbox="1276 938 1472 987">Antes 5.4, ahora 4.4 Antes a, ahora 4.4.1</p>	<p data-bbox="1570 889 1724 938">No genera costo adicional</p>	
<p data-bbox="199 1312 289 1360">Editorial Aclaración</p>	<p data-bbox="317 1179 436 1487">MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</p>	<p data-bbox="457 1179 1024 1227">6 Capítulo 5 Requerimientos generales de restauración del sistema SEN</p> <p data-bbox="457 1248 1024 1297">6.4 5.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas asíncronas Síncronas tipo B</p> <p data-bbox="457 1318 1024 1395">La Central Eléctrica asíncrona Síncrona de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos en relación a la restauración del sistema SEN.</p> <p data-bbox="457 1416 1024 1464">a. 5.1.1 Reconexión después de un evento para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B:</p>	<p data-bbox="1066 1318 1157 1346">Obligación</p>	<p data-bbox="1213 1179 1528 1271">No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p data-bbox="1255 1320 1493 1443">Antes 6, ahora Capítulo 5 Antes 5.1, ahora 6.1 Antes a, ahora 5.2.1 Antes b, ahora 5.2.2 Antes c, ahora 5.2.3</p> <p data-bbox="1241 1464 1507 1489">Antes Tabla 2, ahora Tabla</p>	<p data-bbox="1570 1304 1724 1352">No genera costo adicional</p>	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>i. El CENACE Cenace especificará las condiciones bajo las cuales la Central Eléctrica debe reconectarse, después de una desconexión del sistema.</p> <p>6-2 5.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas tipo C y D</p> <p>Aplican los requerimientos de restauración del sistema SEN para Centrales Eléctricas síncronas Síncronas de tipo B, más los siguientes:</p> <p>a- 5.2.1 Arranque de emergencia para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D:</p> <p>i. La capacidad de arranque de emergencia no es obligatoria;</p> <p>ii. El CENACE Cenace podrá realizar una solicitud de capacidad de arranque para una región del sistema SEN si considera que la seguridad del mismo de este podría estar en riesgo; la Central Eléctrica podrá ofrecer la capacidad de arranque de emergencia;</p> <p>iii. (...)</p> <p>iv. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe estar en condiciones para regular dentro de los límites de frecuencia establecidos en la Tabla 2.2.2.A y, en su caso, dentro de los límites de tensión aplicables especificados por el CENACE Cenace en la Tabla 7 3.3.2; dentro de todo el rango de potencia activa entre el nivel de regulación mínimo y máximo, así como, a nivel de operación para auxiliares;</p> <p>v.(...)</p> <p>vi. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe:</p> <p>A. Ser capaz de alimentar los bloques de carga previamente acordados con el CENACE Cenace;</p> <p>(...)</p> <p>b- 5.2.2 Operación en isla eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe participar en la operación en isla eléctrica si le es requerido por el CENACE Cenace y anteriormente la Central Eléctrica ha manifestado ser apto para ello y el Cenace haberlo comprobado;</p> <p>ii. Los límites de frecuencia para la operación en isla serán las establecidas de conformidad con la Tabla 2.1;</p> <p>iii. Los límites de tensión para la operación en isla serán los establecidos de conformidad con la Tabla 7 las Tablas 3.1 A y 3.1 B;</p> <p>iv. La Central Eléctrica debe poder operar en control primario de frecuencia durante la operación en isla;</p> <p>v.(...)</p> <p>vi. El método para la detección de un cambio en la operación de sistema interconectado a operación en isla</p>		<p>2.2.2.A Antes Tabla 7, ahora 3.3.2</p> <p>Antes b, ahora 5.2.2</p> <p>La Base 6.2 de las Bases del Mercado (DOF 8/09/2015), señala la operación en Isla como un Servicio Conexo requerido por Confiabilidad.</p> <p>La obligación se establece en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo (DOF 17/06/2016), capítulo 2.2.2, inciso a, subinciso iii, donde el Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica, ofrece la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía y Servicios Conexos de las Unidades de Central Eléctrica que representan, de acuerdo a la mejor información disponible en el momento de realizar su Oferta.</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>eléctrica, se acordará entre la Central Eléctrica y el GENACE Cenace. El método convenido no debe basarse únicamente en señales de posición de equipo de seccionamiento o interrupción; y</p> <p>vii. (...)</p> <p>e- 5.2.3 Resincronización rápida para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D:</p> <p>i. La Central Eléctrica, con un tiempo máximo de resincronización de 15 minutos debe ser capaz de una resincronización rápida de acuerdo con la estrategia de definida entre el GENACE Cenace y la Central Eléctrica;</p> <p>ii. (...)</p> <p>iii. La Central Eléctrica después de cambiar al modo para alimentar solo sus servicios auxiliares o carga local debe continuar operando de forma estable, independientemente de la fuente de alimentación de sus servicios auxiliares. El tiempo de operación mínimo en este modo será acordado entre la Central Eléctrica y el GENACE Cenace, tomando en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>7 Capítulo 6 Requerimientos generales de administración del sistema SEN</p> <p>7.4 6.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos en relación a la administración general del sistema SEN.</p> <p>a- 6.1.1 Esquemas de control y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>i. Los esquemas y ajustes de los equipos de control de la Central Eléctrica que tienen impacto en la estabilidad del sistema, así como aquellos necesarios para emprender acciones de emergencia, tales como Esquemas de Acción Remedial (EAR), deben ser acordadas por el GENACE Cenace y la Central Eléctrica; y</p> <p>ii. cualquier cambio en los esquemas y ajustes mencionados en el subinciso anterior debe ser coordinado entre el GENACE Cenace y la Central Eléctrica.</p> <p>b- 6.1.2 Esquemas de protección y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>i. El GENACE Cenace debe definir los esquemas y ajustes necesarios para proteger el sistema SEN tomando en cuenta las características de la Central Eléctrica. Los Esquemas de Protección del Sistema (EPS) y la Central Eléctrica, deben ser coordinados y acordados entre el GENACE Cenace y la Central Eléctrica. Los ajustes y esquemas de protección para fallas internas que defina la Central Eléctrica deben ser</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes 7, ahora Capítulo 6 Antes 7.1, ahora 6.1 Antes a, ahora 6.1.1 Antes b, ahora 6.1.2 Antes c, ahora 6.1.3 Antes d, ahora 6.1.4</p> <p>Se aclara y hace referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) y al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>diseñados para no comprometer el desempeño del sistema;</p> <p>ii. Las protecciones de la Central Eléctrica deberán estar priorizadas de la siguiente forma:</p> <p>(...)</p> <p>iii. Los esquemas de protección, que apliquen por tipo de tecnología, podrán cubrir al menos contra las siguientes perturbaciones:</p> <p>(...)</p> <p>T. Pérdida de campo</p> <p>iv. La Central Eléctrica deberá realizar las modificaciones a los equipos, controles y protecciones que se requieran en el punto de interconexión y en las subestaciones eléctricas Subestaciones Eléctricas adyacentes, que definirá el GENACE Cenace con base en los estudios Estudios de interconexión de Interconexión; y</p> <p>v. Cualquier cambio a los esquemas de protección relevantes para la Central Eléctrica y para el sistema SEN deben ser acordados entre el GENACE Cenace y la Central Eléctrica, antes de que cualquier cambio se realice.</p> <p>c- 6.13. Prioridad de protección y control para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>(...)</p> <p>d. 6.1.4 Intercambio de información para Centrales Eléctricas tipo B:</p> <p>i. En relación a la regulación aplicable en materia de seguridad Seguridad de la información Información y tecnologías de información y comunicación TIC, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el GENACE Cenace con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el GENACE Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>7.2 6.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>Aplican los requerimientos Generales generales de administración del sistema SEN para Centrales Eléctricas de tipo B, y además:</p> <p>a- 6.2.1 Pérdida de estabilidad o control angular para Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. La Central Eléctrica debe ser capaz de desconectarse automáticamente de la red con el fin de ayudar a preservar la seguridad del sistema SEN o para evitar que la Central</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Eléctrica sufra daños. La Central Eléctrica y el CENACE Cenace acordarán los criterios para la detección de pérdida de estabilidad angular;</p> <p>b- 6.2.2 Instrumentación para Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. La Central Eléctrica, a solicitud del CENACE Cenace, debe estar equipada con dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema. La Central Eléctrica debe registrar al menos los siguientes parámetros:</p> <p>(...)</p> <p>ii. El CENACE especificará los parámetros de calidad de suministro que han de cumplirse y otras variables adicionales de interés;</p> <p>iii. ii. La configuración de los dispositivos de registro de fallas, incluidos los criterios de activación y las frecuencias de muestreo serán acordados entre la Central Eléctrica y el CENACE Cenace;</p> <p>iv iii. El dispositivo de monitoreo de comportamiento dinámico del sistema SEN incluirá un criterio de activación especificado por el CENACE Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;</p> <p>v. Los dispositivos para calidad de suministro y monitoreo de comportamiento dinámico del sistema SEN deben incluir los medios para que el CENACE Cenace pueda acceder a la información. Los protocolos de comunicación para los datos registrados serán definidos en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación el Manual de TIC.</p> <p>vi iv. El analizador de calidad Calidad de la energía Energía debe cumplir con los siguientes requerimientos:</p> <p>A. Un registro de datos de forma continua en el punto de interconexión que cumpla con la especificación o normativa aplicable;</p> <p>B. La información generada debe estar disponible para el CENACE Cenace para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático; y</p> <p>C. El paquete de software será entregado para la visualización de los archivos nativos que se generen por eventos del analizador.</p> <p>e.-6.2.3 Modelos de simulación para Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. A petición del CENACE Cenace, la Central Eléctrica debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones tanto en estado estacionario y dinámico o en simulaciones de transitorios electromagnéticos. Estos modelos deben estar documentados y validados por un</p>		<p>Se aclara y hace referencia al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018) y al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 04/12/2017)</p> <p>Antes 7.3, ahora 6.3 Antes a, ahora 6.3.1</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>certificador autorizado o por el proveedor de la herramienta de simulación utilizada por CENACE, en tanto la CRE no defina certificadores autorizados y de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga;</p> <p>ii. La Central Eléctrica asegurará que los modelos provistos se han verificado contra los resultados de las pruebas de conformidad contempladas y comunicarán los resultados de la verificación al CENACE Cenace.</p> <p>iii. Los modelos proporcionados por la Central Eléctrica deben contener al menos los siguientes submodelos, dependiendo de la existencia de los componentes individuales: (...)</p> <p>iv. La solicitud del CENACE Cenace correspondiente a los modelos incluirá: (...)</p> <p>v. La Central Eléctrica proveerá de registros del comportamiento real al CENACE Cenace cuando este lo solicite. El CENACE Cenace podrá hacer una solicitud de este tipo, con el fin de comparar la respuesta de los modelos con esos registros; y</p> <p>vi. (...)</p> <p>d- 6.2.4 Equipos para operación o seguridad de sistema Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. Si el CENACE Cenace considera necesaria la instalación de dispositivos adicionales en una Central Eléctrica con el fin de preservar o restaurar la seguridad operativa del sistema, el CENACE Cenace y la Central Eléctrica deben investigar la problemática y acordar una solución apropiada.</p> <p>e- 6.2.5 Tasas de cambio de la potencia activa para Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. El CENACE Cenace debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía, y durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;</p> <p>f. 6.2.6 Método de aterrizamiento aterrizado del neutro para Centrales Eléctricas tipo C:</p> <p>i. (...)</p> <p>7-3 6.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D</p> <p>Aplican los requerimientos generales de administración del</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>sistema SEN para Centrales Eléctricas de Tipo B y C, más los siguientes:</p> <p>a. 6.3.1 Sincronización para Centrales Eléctricas tipo D:</p> <p>i. La sincronización de la Central Eléctrica se realizará sólo después de que se hayan completado las obras especificadas por el CENACE Cenace, se haya certificado por una unidad de verificación Unidad de Verificación o Inspección una unidad de inspección, según corresponda, y con la autorización del CENACE Cenace,</p> <p>ii. La Central Eléctrica debe estar equipada con las instalaciones necesarias para sincronización; y</p> <p>iii. Previo a la puesta en servicio, el CENACE Cenace y la Central Eléctrica acordarán la configuración de los dispositivos de sincronización.</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>8 Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la energía-Potencia</p> <p>Los valores y rangos definidos en esta sección se deben cumplir en operación normal. Estos valores máximos serán ajustados con base en el impacto de la Central Eléctrica y las características de desbalance de tensión y la capacidad de la subestación.—</p> <p>Los requerimientos generales de Calidad de la Potencia se definen en la regulación de medición vigente.</p> <p>8.1 7.1 Requerimientos generales de desbalance máximo</p> <p>8.1.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A-</p> <p>La Central Eléctrica de tipo A debe cumplir los siguientes requerimientos de desbalance máximo:</p> <p>a. Los valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder:</p> <p>i. El 3 % para desbalance máximo en la tensión (componente de desbalance de secuencia negativa); y</p> <p>ii. El 5 % para desbalance máximo en la corriente.</p> <p>8.1.2 7.1.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>(...)</p> <p>8.1.3 7.1.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D</p> <p>La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de desbalance máximo:</p> <p>(...)</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes 8, Capítulo 7 Antes 8.1, ahora 7.1 Antes 8.1.1, ahora Eliminado Antes 8.1.2, ahora 7.1.1 Antes 8.1.3, ahora 7.1.2 Antes 8.2, ahora 7.2 Antes 8.2.1, ahora 7.2.2</p> <p>Antes 8.3, ahora 7.3 Antes 8.3.1 ahora 7.3.1 Antes 8.3.2, ahora 7.3.2</p> <p>Antes Tabla 14, ahora Tabla 7.2.1 Antes Tabla 16, ahora Tabla 7.3.2 Antes 8.4, ahora 7.4 Antes 8.4.1, ahora 7.4.1 Antes 8.4.2, ahora 7.4.2</p> <p>Se aclara sobre la regulación vigente en Calidad de la Potencia.</p> <p>Se aclara con el porcentaje de 5% los niveles de tensión SEA – 9 y 2.1.2 Estado operativo normal</p> <p>Antes 8.5, ahora 7.5</p> <p>Se hace la aclaración del límite de distorsión armónica para Centrales Eléctricas interconectadas previamente</p> <p>Se aclara y hace referencia al</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>8-2 7.2 Requerimientos generales de variaciones máximas de tensión</p> <p>8-2.1 7.2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A</p> <p>La Central Eléctrica de tipo A debe cumplir los siguientes requerimientos de variaciones máximas en la tensión:</p> <p>b. a. La interconexión de la Central Eléctrica con la red no debe causar variaciones de tensión que se encuentren fuera de los límites establecidos en la Tabla 44 7.2.1.</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 44 7.2.1: Variación máxima de tensión permitida.</p> <p>8-3 7.3 Requerimientos generales de severidad del parpadeo</p> <p>(...)</p> <p>8-3.1 7.3.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de severidad del parpadeo:</p> <p>a.La Central Eléctrica de tipo B no debe causar niveles de emisión de variaciones periódicas de amplitud de la tensión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 45 7.3.1:</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 45 7.3.1: Límites permisibles de severidad de parpadeo.</p> <p>8-3.2 7.3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D</p> <p>La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de severidad del parpadeo:</p> <p>a.La Central Eléctrica de tipo C no debe causar niveles de emisión de variaciones periódicas de amplitud de la tensión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 46 7.3.2:</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 46 7.3.2: Límites permisibles de severidad de parpadeo.</p> <p>8-4 7.4 Requerimientos generales de variaciones rápidas en la tensión</p>		<p>Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (DOF 9/02/2018)</p> <p>Antes 8.5.1, ahora 7.5.1 Antes Tabla 17, ahora 7.5.1.A Antes 8.5.2, ahora Eliminado Antes Tabla 18, ahora Tabla 7.8.5.1.B Antes Tabla 19, ahora 7.5.2.B</p> <p>Se aclara la referencia al nivel de armónicas (7.5.1, incisos a y b)</p> <p>Antes 8.6, ahora 7.6</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>Las variaciones rápidas en la tensión se calculan de acuerdo a la siguiente formulación:</p> <p>(...)</p> <p>8.4.1 7.4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>(...)</p> <p>8.4.2 7.4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D</p> <p>La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de variaciones rápidas en la tensión:</p> <p>a.La interconexión de una Central Eléctrica no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al 4% 5%.</p> <p>8.5 7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo</p> <p>La distorsión armónica se calcula con la siguiente formulación:</p> <p>(...)</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>8.5.1 7.5.1 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo A B</p> <p>La Central Eléctrica de tipo A 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 50ª armónica.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>b. Cada armónico individual se debe limitar a los porcentajes mostrados en la Tabla 17 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>(...)</p> <p>Tabla 17 7.5.1 A: Límites máximos de distorsión de corriente.</p> <p>8.5.2 Requerimientos generales 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. c. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 6.5 %, considerando hasta la 50ª armónica;</p> <p>b. d. Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 18 7.5.1 B; y</p> <p>e. e. El valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2% respecto de la fundamental.</p> <p>Tabla 18 7.5.1 B: Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo B.</p> <p>8.5.3 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>(...)</p> <p>b. Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 19 7.5.2; y</p> <p>c. (...)</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 19 7.5.2 B: Niveles armónicos en la tensión 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>8.6 7.6 Requerimientos generales de inyección de corriente directa</p> <p>(...)</p>				
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS	<p>9 Capítulo 8 Monitoreo de Conformidad</p> <p>Los Transportistas y Distribuidores están obligados a interconectar a sus redes las Centrales Eléctricas una vez que se hayan completado las obras específicas</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>determinadas por el CENACE. Para tal efecto, el CENACE notificará al Transportista o Distribuidor la orden de interconexión física correspondiente, previa comprobación que una Unidad de Verificación o Unidad de Inspección, aprobada por la CRE, certifique que la instalación para la interconexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida por el CENACE. Dicha infraestructura incluye el aprovisionamiento de los medios de comunicación para el envío de información de telemetría en tiempo real y medición de liquidación hacia el CENACE.</p> <p>Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las Normas Oficiales Mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar que las Centrales Eléctricas cumplen con los requerimientos establecidos en el presente Manual necesarios para realizar la interconexión.</p> <p>Para la interconexión de las Centrales Eléctricas, se deberá atender lo previsto en el Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, publicado por el Cenace en el Sistema de Información del Mercado (SIM).</p> <p>Una vez realizada la interconexión, con la información de la telemetría (SCADA), de las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y de registradores, el Cenace podrá evaluar el comportamiento de las Centrales Eléctricas y verificar su conformidad respecto a los requerimientos de este Manual.</p> <p>Sin menoscabo de lo anterior, la CRE podrá apoyarse del Cenace, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento de los requerimientos de este Manual. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.</p>		Se aclara para las Centrales Eléctricas, en cuanto a cómo llevará a cabo el Cenace el monitoreo de la conformidad de cumplimiento de la Central Eléctrica en la interconexión y durante la operación de la misma.		
Editorial Aclaración	MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	<p>TÍTULO—2: Capítulo 9 Arreglos transicionales para Tecnologías emergentes</p> <p>4 9.1 Tecnologías emergentes</p> <p>a.Los requisitos establecidos en el Título 1 del presente Manual Regulatorio no se aplicarán a las Centrales Eléctricas clasificadas como tecnologías emergentes, de conformidad con los lineamientos establecidos en el presente Título.</p> <p>b.Una Central Eléctrica podrá clasificarse como tecnología emergente cuando cumpla las siguientes condiciones:</p> <p>i. Sea de tipo A;</p> <p>ii. Sea una tecnología de Central Eléctrica disponible comercialmente; y</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Antes TITULO 2, ahora Capítulo 9</p> <p>Antes 1, ahora 9.1</p> <p>Se aclara la referencia a Capacidad Instalada Neta</p> <p>Antes 2, ahora 9.2 Antes 3, ahora 9.3 Antes 4, ahora 9.4</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>iii- c. El fabricante de la tecnología compruebe que las ventas acumuladas de la tecnología de la Central Eléctrica en una Área Síncrona, al momento de la solicitud de clasificación como tecnología emergente, no superen el 25 % del nivel máximo de la Capacidad instalada acumulada establecido de acuerdo con el apartado (2) inciso a) del presente título neta.</p> <p>e. d. No se considerarán tecnologías emergentes las siguientes:</p> <p>(...)</p> <p>2 9.2 Establecimiento de umbrales para calificar como Tecnología emergente</p> <p>(...)</p> <p>3 9.3 Aplicación para calificar como Tecnología emergente</p> <p>(...)</p> <p>4 9.4 Evaluación y aprobación de solicitudes para calificar como Tecnología emergente</p> <p>(...)</p> <p>5 9.5 Revisión de clasificación como Tecnología emergente</p> <p>(...)</p> <p>d.Sin perjuicio de las disposiciones anteriores, el GENACE Cenace podrá proponer a la CRE, la revocación de una clasificación de tecnología emergente con fundamento en las condiciones y necesidades del SEN.</p> <p>e.Una vez que se retire la clasificación como tecnología emergente, aquellas Centrales Eléctricas que utilicen esa tecnología y que previamente se encuentren interconectadas a la red, deberán de cumplir, en un plazo no mayor a 12 meses, con los requerimientos que les apliquen de conformidad con el presente Manual Regulatorio.</p>		Antes 5, ahora 9.5		
Editorial Aclaración	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN</p> <p>Objetivo</p> <p>Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional(SEN) en Alta Tensión o en Media Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Calidad seguridad y sustentabilidad del SEN y del Suministro Eléctrico.</p> <p>Capítulo 1. Alcance y aplicación</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se aclara la situación de Centros de Carga que se encuentren en transición al momento de entrar en vigor el Código de Red</p> <p>Se aclara el cumplimiento de los requerimientos entre el Código de Red que se publique y la versión anterior que se abroga.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<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 Centros de Carga que, a la fecha de la publicación en el DOF del presente Código de Red, hayan sido notificados por el Cenace de los resultados de su Estudio de Instalaciones, no estarán sujetos a los requerimientos establecidos en el presente Manual, salvo en los casos en los que expresamente se especifique otra cosa.</p> <p>Por otro lado, para los Centros de Carga sujetos a la obligación prevista en el capítulo 1 del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga del Código de Red publicado en el DOF el 8 de abril de 2016, que, a la letra, señala lo siguiente:</p> <p>“Los Centros de Carga que emanen o se relacionan a las actividades de suministro (calificado, básico o último recurso), usuarios calificados o generación de intermediación, que estén conectados en Alta o Media Tensión cumplirán con los requerimientos de este Manual, en un plazo que no podrá exceder de 3 años, debiendo presentar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) un plan de trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los tiempos y prácticas prudentes de la industria eléctrica, para asegurar el cumplimiento de lo establecido en este Manual. En caso de prevalecer el incumplimiento a los requerimientos especificados en el Manual, se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.”.</p> <p>Se deberá entender que la obligación referida para Centros de Carga en Media y Alta Tensión sigue siendo exigible por la CRE, en los plazos señalados, y, por tanto, en caso de que se observe el incumplimiento con dicha obligación, la CRE podrá aplicar las sanciones que correspondan, de conformidad con la normativa vigente.</p> <p>Los Centros de Carga en Baja Tensión deberán cumplir la NOM-001-SEDE/2012 o la que la sustituya, y, por lo tanto, no son objeto de este Manual Regulatorio.</p> <p>Finalmente, los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión, y que tengan una demanda contratada mayor o igual a 1 MW, contarán con un plazo no mayor a 2 años, contados a partir de la publicación en el DOF de la presente versión del Código de Red, para asegurar el cumplimiento con los requerimientos técnicos señalados en los numerales 3.4 y 3.8 del presente Manual, referidos a factor de potencia y Calidad de la Potencia.</p>				

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>Los Centros de Carga a los que se hace referencia en el párrafo anterior, y que prevean el no cumplimiento con los requerimientos mencionados en el plazo citado de 2 años, , deberán presentar a la CRE dentro del mismo plazo o posterior al mismo, en formato libre, un Plan de Trabajo que deberá incluir, al menos, la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Información básica sobre el Centro de Carga, con respecto a: <ol style="list-style-type: none"> a. Nombre o razón social, b. Representante legal acreditado, c. Ubicación (municipio y estado), d. Nivel de tensión a la que recibe el suministro de energía eléctrica, e. Actividad industrial (manufactura, minería, etc.), f. Demanda contratada, g. RMU o RPU, según corresponda. 2. Resultados de analizar la Calidad de la Potencia (estudio diagnóstico o estudios eléctricos). 3. Parámetros del Código de Red que no se están cumpliendo (fuera de rango) en las condiciones actuales del Centro de Carga. 4. Estrategia prevista o análisis por parte del Centro de Carga para asegurar el cumplimiento del Código de Red. La estrategia deberá incluir la siguiente información: <ol style="list-style-type: none"> a. Acciones previstas o en análisis a implementar para asegurar el cumplimiento. <ol style="list-style-type: none"> i. Análisis de alternativas, en las que se señalen los equipos evaluados, así como los principales retos técnicos y económicos asociados a cada alternativa, b. Cronograma que incluya el plazo de implementación previsto, con base en las mejores prácticas de la industria eléctrica. Esto plazo no deberá finalizar después de la entrada en cumplimiento de los requerimientos correspondientes. <p>No se omite señalar que, en caso de que los escritos que sean remitidos a la CRE no incluyan, al menos, la información previamente referida, éstos no serán considerados como Planes de Trabajo para los efectos legales a los que haya lugar.</p> <p>La entrega del Plan de Trabajo no exime al Centro de Carga del cumplimiento en tiempo y forma a las obligaciones del Código de Red. En su caso, los Planes de Trabajo podrán ser considerados por la CRE al momento de determinar la sanción correspondiente, de conformidad con la normativa vigente.</p>	TRÁMITE	Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o inconformidades.	Ver Tabla de Trámites Plan de Trabajo de los Centros de Carga	
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE	Los Centros de Carga que, derivado de sus estudios eléctricos (Calidad de la Potencia), identifiquen que cumplen a cabalidad con los requerimientos técnicos establecidos en	TRÁMITE	Se mejora y adiciona redacción con el fin de aclarar el mecanismo por el cual se podrán ingresar quejas o	Ver Tabla de Trámites Plan de Trabajo de	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>el presente Manual, deberán informar a la CRE mediante escrito libre, el cual debe acompañarse de la documentación que acredite su dicho. Una vez se realice la recepción del escrito libre y su documentación soporte, la CRE analizará la misma con la finalidad de determinar y notificar si cumple con los requerimientos o, en su caso, la obligación de presentar el Plan de Trabajo.</p> <p>Todos los escritos que sean remitidos a la CRE deberán ser dirigidos a la Secretaría Ejecutiva y deberán cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en los artículos 15 y 19 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), o aquellos que los sustituyan.</p>		inconformidades.	los Centros de Carga	
Editorial Simplificación	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>Capítulo 2. Criterios de Conexión</p> <p>Como se menciona en el apartado anterior, el Manual Regulatorio regulará las responsabilidades de los Centros de Carga conectados al SEN en Alta Tensión y en Media Tensión. Los criterios contenidos en el siguiente apartado serán referidos al Punto de Conexión, a menos que se especifique algo distinto.</p> <p>Para efectos del Manual, se entenderá por Centros de Carga especiales aquéllos que cumplen los criterios establecidos en el Manual para Establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se elimina la distinción de "Centros de carga especiales", ya que la determinación de si un Centro de Carga se consideraba Especial o no era a decisión del Cenace.</p>	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>Capítulo 3. Requerimientos</p> <p>Tensión</p> <p>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 3.1.4.A.</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 3.1.4.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>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 3.1.4.B.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se modifican los valores de las variaciones de tensión, en Estado Operativo Normal, que los Centros de Carga deben soportar de manera permanente. Esto como resultado de la actualización de la Norma Mexicana NMX-J-098-ANCE sobre Tensiones Normalizadas.</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta																																													
		<table border="1" data-bbox="443 142 842 850"> <thead> <tr> <th data-bbox="443 142 520 224">Tensión nominal[kV]</th> <th colspan="2" data-bbox="520 142 699 224">Tensión máxima[kV]</th> <th colspan="2" data-bbox="699 142 842 224">Tensión mínima[kV]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="443 224 520 271">400.0</td> <td data-bbox="520 224 611 271">420.0</td> <td data-bbox="611 224 699 271">+5%</td> <td data-bbox="699 224 789 271">380.0</td> <td data-bbox="789 224 842 271">-5%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 271 520 334">230.0</td> <td data-bbox="520 271 611 334">241.5 245</td> <td data-bbox="611 271 699 334">+5% +8.5%</td> <td data-bbox="699 271 789 334">218.5</td> <td data-bbox="789 271 842 334">-5%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 334 520 397">181.0</td> <td data-bbox="520 334 611 397">189.1 170.0</td> <td data-bbox="611 334 699 397">+5% +5.6%</td> <td data-bbox="699 334 789 397">153.9</td> <td data-bbox="789 334 842 397">-5%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 397 520 461">138.0</td> <td data-bbox="520 397 611 461">144.9 145.0</td> <td data-bbox="611 397 699 461">+5% +5.4%</td> <td data-bbox="699 397 789 461">131.1</td> <td data-bbox="789 397 842 461">-5%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 461 520 542">115.0</td> <td data-bbox="520 461 611 542">120.8 123.0</td> <td data-bbox="611 461 699 542">+5% +7.0%</td> <td data-bbox="699 461 789 542">109.2</td> <td data-bbox="789 461 842 542">-5%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 542 520 639">85.0</td> <td data-bbox="520 542 611 639">89.3 92.0</td> <td data-bbox="611 542 699 639">+5% +8.2%</td> <td data-bbox="699 542 789 639">80.7</td> <td data-bbox="789 542 842 639">-5% -6.4%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 639 520 737">69.0</td> <td data-bbox="520 639 611 737">72.5</td> <td data-bbox="611 639 699 737">+5% +5.4%</td> <td data-bbox="699 639 789 737">65.6</td> <td data-bbox="789 639 842 737">-5% -5.4%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="443 737 520 850">34.5</td> <td data-bbox="520 737 611 850">36.2 38.0</td> <td data-bbox="611 737 699 850">+5% +10.1%</td> <td data-bbox="699 737 789 850">32.7</td> <td data-bbox="789 737 842 850">-5% -6.2%</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="443 862 1024 1008">Tabla 3.1.4-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 data-bbox="443 1036 1024 1182">(...) 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 3.1.4.A</p>	Tensión nominal[kV]	Tensión máxima[kV]		Tensión mínima[kV]		400.0	420.0	+5%	380.0	-5%	230.0	241.5 245	+5% +8.5%	218.5	-5%	181.0	189.1 170.0	+5% +5.6%	153.9	-5%	138.0	144.9 145.0	+5% +5.4%	131.1	-5%	115.0	120.8 123.0	+5% +7.0%	109.2	-5%	85.0	89.3 92.0	+5% +8.2%	80.7	-5% -6.4%	69.0	72.5	+5% +5.4%	65.6	-5% -5.4%	34.5	36.2 38.0	+5% +10.1%	32.7	-5% -6.2%				
Tensión nominal[kV]	Tensión máxima[kV]		Tensión mínima[kV]																																																
400.0	420.0	+5%	380.0	-5%																																															
230.0	241.5 245	+5% +8.5%	218.5	-5%																																															
181.0	189.1 170.0	+5% +5.6%	153.9	-5%																																															
138.0	144.9 145.0	+5% +5.4%	131.1	-5%																																															
115.0	120.8 123.0	+5% +7.0%	109.2	-5%																																															
85.0	89.3 92.0	+5% +8.2%	80.7	-5% -6.4%																																															
69.0	72.5	+5% +5.4%	65.6	-5% -5.4%																																															
34.5	36.2 38.0	+5% +10.1%	32.7	-5% -6.2%																																															
Editorial Redacción	MANUAL REGULADORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	3.1.4.A. (...) Figura 3.1.4.A. Curva ITIC o ITI (desarrollada por el Consejo Industrial de Tecnología de la Información, en inglés <i>Information Technology Industry Council</i>)	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional																																														

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.2 Frecuencia</p> <p>a. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo a lo establecido en la Tabla 3.2.4.A.</p> <p>(...)</p> <p>Tabla 3.2.4.A. Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga.</p> <p>b. La conexión o desconexión de carga no deberá causar variaciones de frecuencia mayores a ± 0.1 Hz en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, SEN), por lo que se deberán considerar los refuerzos de red necesarios que resulten de los estudios que realice el CENACE Cenace, así como el cambio en la operación y control de la carga para evitar dicha variación.</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.3 Corto Circuito</p> <p>a. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) Cenace deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en Alta Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.</p> <p>b. El Distribuidor deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en su red de Media Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.</p> <p>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.</p> <p>d. Los niveles de corto circuito se deberán entregar a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Transportista y a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Distribuidor en Media Tensión.</p> <p>e. El CENACE publicará de manera anual a más tardar en el mes de mayo, los valores de corto circuito en los Puntos de Conexión para la red de Alta Tensión, con un horizonte de 6 años en base al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) publicado por la Secretaría de Energía (SENER) Sener.</p> <p>f. El Distribuidor publicará los valores de corto circuito de manera anual y a más tardar 60 días después de que el CENACE Cenace haya publicado los valores de corto circuito en Alta Tensión. Los valores de corto circuito que publique el Distribuidor deben comprender los Puntos de Conexión para la red de Media Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la SENER.</p>	Obligación	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No genera costo adicional	
Editorial Complementario	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS	<p>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</p>	Nueva Obligación	Se extiende el requerimiento de factor de potencia, antes limitado solo a los Centros de Carga en Alta Tensión, a los Centros de Carga en	El Distribuidor compartió con Cenace la lista de	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
	OS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>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 Manual Código de Red en el DOF.</p> <p>Posterior a este periodo, el requerimiento del factor de potencia será de 0.97 en atraso y 1.0 en el punto de conexión, con medición cinco-minutal. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 97% del tiempo durante un periodo mensual.</p> <p>b. El factor de potencia en tensiones menores o iguales a 35 kV se medirá en nodos de calidad de energía, de conformidad con las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución de energía eléctrica".</p>		Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, con un transitorio de tiempo para el cumplimiento de 3 años contados a partir de la publicación de la segunda versión del Código de Red en el Documento Oficial de la Federación. Esto con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN, debido a que los requerimientos de confiabilidad que le aplicaban a los Centros de Carga en Alta Tensión ahora le aplican también a los que estén conectados en Media Tensión y que tengan al menos una demanda contratada de 1 MW.	Centros de Carga en Media Tensión que no están cumpliendo tienen un factor de potencia menor al 0.95 en adelante. Se realizó el cálculo de lo que le costaría a estos Centros de Carga cumplir con este nuevo requerimiento. La inversión en compensación de potencia reactiva de forma unitaria se consideró de 1,366 USD/MVAr instalado, teniendo en cuenta los Planes de Trabajo entregados a la CRE por los Centros de Carga. La capacidad en MVAr necesarios para esta compensación se estimó en 1268.4 MVAr. Por lo tanto, se estiman los costos de esta obligación en 32.91 Mill. MNX (considerando una tasa de cambio de 19 MNX/USD conforme a la web de Banxico, a 19/07/2019)	
Editorial Simplificación	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.5 Protecciones</p> <p>a. Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y en las Redes Generales de Distribución (RGD) deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir, entre otras, con las siguientes especificaciones técnicas vigentes: conforme a lo que le requiera el Cenace, durante los estudios de conexión.</p>		Se elimina la incertidumbre de decisión entre diferentes especificaciones técnicas a tener en cuenta en cuanto a protecciones por parte de las Centrales Eléctricas conectadas a la RNT y a las RGD, de manera que ahora el Cenace determinará qué esquemas de protección deben de tener en cuenta los Centros de Carga durante los Estudios de Conexión. Se reduce la incertidumbre sobre		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>i. Características técnicas para relevadores de protección (CFE G0000-81);</p> <p>ii. Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (NRF-041-CFE-2013);</p> <p>iii. Tableros de protección, control, medición, supervisión y registro para unidades generadoras y subestaciones eléctricas (CFE V6700-62);</p> <p>iv. Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia (CFE G0000-62), y</p> <p>v. De caseta integral para subestaciones eléctricas (CFE-G0100-20).</p> <p>b. El Centro de Carga será responsable de implementar, coordinar y mantener sus sistemas de protección, incluyendo los canales de comunicación necesarios.</p> <p>c.b. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios y durante los estudios de conexión:</p> <p>(...)</p> <p>d. c. Los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema, de acuerdo a lo determinado en los estudios elaborados por el CENACE Cenace.</p> <p>e.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>i. Cualquier cambio que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección de la subestación Subestación Eléctrica principal deberá notificarlo de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa;</p> <p>ii. En caso de ajuste a las protecciones de la subestación Subestación Eléctrica principal se deberá notificar previamente al CENACE Cenace de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa, y</p> <p>(...)</p>		<p>cuándo el Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para liberar fallas, y esto deberá ser durante los Estudios de Conexión.</p>		
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.6 Control</p> <p>a. El CENACE Cenace deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho. A su vez, el responsable de la Demanda Controlable deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación TIC.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se hace referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
Editorial Redacción	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.7 Intercambio de información</p> <p>a. La información de telemetría en tiempo real del Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés) y las características de ésta serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación TIC.</p> <p>b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación TIC.</p> <p>c. Las características de los equipos y medios de comunicación requeridos para el envío de información de telemetría en tiempo real hacia el CENACE, así como las responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación TIC.</p> <p>d. El CENACE podrá solicitar al Transportista o al Distribuidor la información de Calidad de la energía de los sistemas de medición bajo su responsabilidad. El Transportista o Distribuidor entregará esta información en los formatos previamente establecidos y a través de los medios que al respecto se definan en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación TIC.</p>	Obligación	<p>No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>Se hace referencia al Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. DOF (04/12/2017)</p>	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.8 Calidad de la energía-potencia</p> <p>En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre Calidad calidad de la energía potencia, se deberá cumplir con los siguientes criterios:</p> <p>a. Todos los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones armónicas en corriente, desbalance de corriente, ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.</p> <p>b. Los Centros de Carga especiales deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de tensión (flicker) y desbalance de corriente. Los Centros de Carga convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance de corriente únicamente.</p> <p>b. Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior</p>	Nueva Obligación	<p>Se extiende el requerimiento de Calidad de la Potencia, antes limitado solo a los Centros de Carga en Alta Tensión, a los Centros de Carga en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, con un transitorio de tiempo para el cumplimiento de 2 años contados a partir de la publicación de la segunda versión del Código de Red en el Documento Oficial de la Federación. Esto con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN, debido a que los requerimientos de confiabilidad que le aplicaban a los Centros de Carga en Alta Tensión ahora le aplican también a los que estén conectados en Media Tensión y que tengan al menos una demanda contratada de 1 MW.</p>		

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta
		<p>a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un plazo máximo de 3 años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de Calidad de la Potencia.</p> <p>(...)</p>				
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o flicker).</p> <p>(...)</p> <p>Los Centros de Carga son los responsables de no provocar fluctuaciones de tensión fuera de los rangos que indica la Tabla 3.8.D. Los valores de Pst y Plt serán monitoreados. En caso de que el Cenace observe indicios de incumplimiento del requerimiento de flicker, el Cenace evaluará (Protocolo de Evaluación) qué Centro de Carga está provocando dicha fluctuación de la tensión, de acuerdo con la formulación establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7, referente a la regla de la sumatoria de fuentes.</p> <p>Previo a que el Cenace lleve a cabo el Protocolo de Evaluación, deberá informar a la CRE para su conformidad con respecto a los indicios de incumplimiento, presentando la información técnica que justifique la evaluación.</p> <p>Para llevar a cabo la evaluación mencionada en el párrafo anterior, el Cenace solicitará a la Entidad Responsable de Carga que el Centro de Carga se apegue al Protocolo de Evaluación y acciones solicitadas sobre la operación de su carga y/o elementos de compensación reactiva durante la evaluación.</p> <p>Debido a que este análisis solo se llevará a cabo cuando se identifique un posible incumplimiento del Código de Red, el Centro de Carga deberá seguir las instrucciones pertinentes, de lo contrario se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.</p>	Nueva Obligación	Se crea una obligación al Cenace sobre cómo proceder para llevar a cabo la evaluación a un Centro de Carga para comprobar sus fluctuaciones de tensión, de manera que se llevará a cabo de acuerdo con la formulación establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7, para disminuir la discrecionalidad y mejorar la confiabilidad del SEN.	No genera costo adicional	
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p>3.9 Modelos de simulación-</p> <p>d) Desbalance de tensiones</p> <p>a. A petición del CENACE, el Centro de Carga proporcionará modelos de simulación cuyas características y contenido serán de conformidad con el anexo IV del "Manual para Establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", emitido por el CENACE.</p>	Nueva Obligación	Se crea una obligación para los Centros de Carga, de manera que se define un desbalance de tensión máxima dependiendo de en qué nivel de tensión están conectados.	No genera costo adicional	

Tipo de modificación	Sección	Texto / Párrafo / Tabla	Obligación	Justificación	Costo	Propuesta						
		<table border="1" data-bbox="451 159 1016 248"> <thead> <tr> <th data-bbox="451 159 695 199">Tensión [kV]</th> <th data-bbox="695 159 1016 199">Desbalance [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="451 199 695 224">Menor de 1</td> <td data-bbox="695 199 1016 224">3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="451 224 695 248">Mayor o igual de 1</td> <td data-bbox="695 224 1016 248">2</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="443 256 1024 305">Tabla 3.8.F Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida</p> <p data-bbox="443 329 1024 410">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>	Tensión [kV]	Desbalance [%]	Menor de 1	3	Mayor o igual de 1	2				
Tensión [kV]	Desbalance [%]											
Menor de 1	3											
Mayor o igual de 1	2											
Editorial Complemento	MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	<p data-bbox="443 435 1024 459">Capítulo 4. Monitoreo de la Conformidad</p> <p data-bbox="443 483 1024 727">Los Transportistas y Distribuidores están obligados a conectar a sus redes los Centros de Carga una vez que se hayan completado las obras específicas determinadas por el CENACE. Para tal efecto, el CENACE notificará al Transportista o Distribuidor la orden de conexión física correspondiente, previa comprobación que una Unidad de Verificación o Unidad de Inspección, aprobada por la CRE, certifique que la instalación para la conexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida por el CENACE.</p> <p data-bbox="443 751 1024 898">Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las Normas Oficiales Mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar que los Centros de Carga cumplen con los requerimientos necesarios para realizar la conexión.</p> <p data-bbox="443 922 1024 1044">Para la conexión de los Centros de Carga, se deberá atender lo previsto en el Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, publicado por el Cenace en el Sistema de Información del Mercado (SIM).</p> <p data-bbox="443 1068 1024 1214">Una vez realizada la conexión, con la información de la telemetría (SCADA), de las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y de registradores, el Cenace podrá evaluar el comportamiento de los Centros de Carga y verificar su conformidad respecto a los requerimientos de este Manual.</p> <p data-bbox="443 1239 1024 1401">Sin menoscabo de lo anterior, la CRE podrá apoyarse del Cenace, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento de los requerimientos de este Manual. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.</p>	Obligación	<p data-bbox="1192 678 1535 971">Se actualiza y hace referencia a la Resolución 02/2019 RESOLUCIÓN POR LA QUE EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE EENERGÍA (EN ADELANTE EL "CENACE") 9EMITE EL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA LA DECLARACIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE CENTRALES ELÉCTRICAS Y CENTROS DE CARGA</p> <p data-bbox="1192 995 1535 1166">https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/CriteriosProcOpe r/Procedimiento%20de%20Operaci%C3%B3n%20Declaraci%C3%B3n%20Entrada%20Op%20Com%20CE%20y%20CC%20SIM%202019%2004%2008.pdf</p>	No genera costo adicional							