



**Criterios de eficiencia, Calidad,
Confiabilidad, Continuidad, seguridad y
sustentabilidad del Sistema Eléctrico
Nacional**

CÓDIGO DE RED

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
A. ALCANCE DEL CÓDIGO DE RED.....	5
A.1 OBJETIVO	5
A.2 ESTRUCTURA	5
A.2.1 CRITERIOS TÉCNICOS GENERALES DEL SEN	5
A.2.2 DISPOSICIONES OPERATIVAS DEL SEN	6
A.2.3 PRELACIÓN JERÁRQUICA	7
B. GESTIÓN DEL CÓDIGO DE RED	7
B.1 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL CÓDIGO DE RED	7
B.2 SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL CÓDIGO DE RED.....	8
B.3 INCUMPLIMIENTO Y SANCIONES	8
B.4 RESOLUCIÓN DE SUPUESTOS INCUMPLIMIENTOS Y CONTROVERSIAS	9
B.6 CASOS FORTUITOS Y DE FUERZA MAYOR	9
B.7 CIRCUNSTANCIAS NO PREVISTAS.....	10
C. GLOSARIO.....	11
DEFINICIONES.....	11
1. CRITERIOS TÉCNICOS DE OBSERVACIÓN PARA EL PROCESO DE PLANEACIÓN (P)	16
1.1. OBJETIVO	16
1.2. ALCANCE Y APLICACIÓN	16
1.3. FRONTERAS ELÉCTRICAS.....	17
1.3.1. FRONTERAS OPERATIVAS.....	17
1.3.2. FRONTERAS DE ACTIVOS FIJOS	17
1.4. CRITERIOS TÉCNICOS GENERALES PARA EL PROCESO DE PLANEACIÓN	17
2. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DEL SEN (OP)	23
2.1. OBJETIVO	23
2.2. ALCANCE Y APLICACIÓN	23
2.3. PLANEACIÓN OPERATIVA	23
2.3.1. CENACE	23
2.4. CRITERIOS DE OPERACIÓN	24
2.4.1. RANGO DE TENSIÓN	24
2.4.2. RANGO DE FRECUENCIA	26
2.4.3. SOBRECARGA DE INSTALACIONES	27
2.4.4. RESERVA DE GENERACIÓN.....	28
2.4.5. DESCONEXIÓN DE CARGAS	29
2.4.6. SOPORTE DE RESERVA DE POTENCIA REACTIVA	29
2.4.7. RESTABLECIMIENTO EN CASOS DE CONTINGENCIA.....	30
2.4.8. DESPACHO DE GENERACIÓN	31
2.4.9. COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (OP)	34
2.4.10. COORDINACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO.....	37
2.4.11. DISPONIBILIDAD DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN	38
2.4.12. CERTIFICACIÓN DE OPERADORES	39
2.4.13. CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	39
3. CRITERIOS DE INTERCONEXIÓN PARA GENERADORES (INTG)	41
3.1. OBJETIVO	41
3.2. ALCANCE Y APLICACIÓN	41

3.3.	REQUERIMIENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN	41
4.	CRITERIOS DE CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA (CONE).....	44
4.1.	OBJETIVO	44
4.2.	ALCANCE Y APLICACIÓN	44
4.3.	CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN	44
5.	CRITERIOS DE MEDICIÓN Y MONITOREO DEL SEN (MED).....	46
5.1.	OBJETIVO	46
5.2.	ALCANCE Y APLICACIÓN	46
5.3.	MEDICIÓN Y MONITOREO	46
5.3.1.	ADQUISICIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL (SCADA)	47
5.4.	PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS	49
5.4.1.	PRUEBAS DE MEDICIÓN DE FACTURACIÓN	49
5.4.2.	PRUEBAS DE DATOS EN TIEMPO REAL (SCADA)	50
6.	CRITERIOS GENERALES DE INTEROPERABILIDAD Y SEGURIDAD INFORMÁTICA (ISI)	51
6.1.	OBJETIVO	51
6.2.	ALCANCE Y APLICACIÓN	51
6.3.	IMPLEMENTACIÓN Y DESARROLLO.....	51
6.4.	INTEROPERABILIDAD DE LOS ELEMENTOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y OPERACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS QUE CUENTEN CON TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	52
6.5.	SEGURIDAD INFORMÁTICA DEL SEN	53
6.6.	RESPONSABILIDADES EN MATERIA DE INTEROPERABILIDAD Y SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN	53
7.	CRITERIOS APLICABLES A SISTEMAS ELÉCTRICAMENTE AISLADOS (SEA)	55
7.1.	OBJETIVO	55
7.2.	ALCANCE Y APLICACIÓN	55
7.3.	CRITERIOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS	55
7.3.1.	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS.....	55
7.3.2.	RANGOS PERMISIBLES DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE	56
7.3.3.	RANGOS PERMISIBLES DE FRECUENCIA EN ESTADO ESTABLE	56
7.3.4.	CRITERIO DE SEGURIDAD DETERMINÍSTICO N-1	57
7.3.5.	REGULACIÓN PRIMARIA.....	57
7.3.6.	RANGOS PERMISIBLES DE RESERVAS DE POTENCIA ACTIVA EN ESTADO ESTABLE	58
7.3.7.	RANGOS PERMISIBLES DE RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA EN ESTADO ESTABLE	59
7.3.8.	DESPACHO DE GENERACIÓN	59
7.3.9.	COORDINACIÓN DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO	60
8.	CRITERIOS ESPECÍFICOS	62
8.1.	OBJETIVO	62
8.1.1.	ALCANCE Y APLICACIÓN.....	62
8.2.	SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA (BC).....	62
8.2.1.	CRITERIOS ESPECÍFICOS ADICIONALES	62

Introducción

Conforme a lo establecido en el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), es atribución de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la expedición y aplicación de la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por lo anterior, la CRE integra en estos Criterios, en adelante “Código de Red”, los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, control operativo, acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

Estos requerimientos técnicos mínimos se fijan de manera que el SEN alcance y mantenga una condición técnica en la que opera sin violar límites operativos y con suficientes márgenes de reserva de modo que se pueda soportar la contingencia sencilla más severa sin violación de límites operativos en post-disturbios. Dicha condición técnica se denomina “condición adecuada de operación”.

Los criterios contenidos en este Código de Red se basan en las siguientes premisas:

- 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;
- El SEN debe ser capaz de soportar la contingencia sencilla más severa, sin incumplir las condiciones de suministro 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 del SEN por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura y eficiente;
- La ampliación y la modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad;
- La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo sin que se afecten los niveles de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN;
- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar los niveles de eficiencia, Confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN; y
- En general, debe contribuir a mejorar el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el Capítulo A se aborda de manera general el alcance y la estructura del Código de Red, se establecen las definiciones en materia de casos fortuitos y de fuerza mayor, así como de circunstancias no previstas.

El Capítulo B 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.

El Capítulo C incluye el Glosario de términos contenidos a lo largo del documento.

A. Alcance del Código de Red

A.1 Objetivo

Los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad contenidos en este documento tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos, y de la manera más económica. Lo anterior debe realizarse bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio.

Asimismo, el Código de Red debe ser entendido como el documento que establece los requerimientos técnicos mínimos que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN, así como la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica y corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia.

A.2 Estructura

El Código de Red está conformado por los Criterios Técnicos Generales del SEN y por las Disposiciones Operativas del SEN. A su vez, las Disposiciones Operativas del SEN contienen Manuales, Procedimientos y Criterios específicos.

A.2.1 Criterios técnicos generales del SEN

Los Criterios Técnicos Generales del SEN (Criterios Generales) establecen las disposiciones, reglas y procedimientos de carácter general, que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN alcance y mantenga su condición adecuada de operación. Los Criterios Técnicos Generales tendrán prelación jerárquica dentro del Código de Red.

El contenido de los Criterios Generales se detalla en los siguientes capítulos:

El Capítulo 1 establece los Criterios Generales sobre las condiciones de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, 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). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener).

El Capítulo 2 establece los Criterios sobre las condiciones operativas que se deben cumplir para asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional mantenga el suministro de energía eléctrica dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.

El Capítulo 3 describe los Criterios sobre las características específicas de la infraestructura necesaria para lograr la interconexión de Centrales Generadoras.

El Capítulo 4 aborda los Criterios relacionados con las características específicas de la infraestructura necesaria para la conexión de Centros de Carga.

El Capítulo 5 fija los Criterios en materia de medición y monitoreo del Sistema Eléctrico Nacional así como las características técnicas de los equipos para registrar las lecturas

necesarias para el monitoreo y supervisión que realice el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El Capítulo 6 establece los Criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en la Red Eléctrica que utilizan Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) bajo el principio de Interoperabilidad. También establece los criterios 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.

El Capítulo 7 se refiere a los Criterios que se deben considerar con respecto a las condiciones de operación de los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados.

Finalmente, el Capítulo 8 describe los lineamientos aplicables a aquellos sistemas eléctricos que tienen que cumplir con procedimientos y Criterios de carácter específico.

A.2.2 Disposiciones operativas del SEN

Las Disposiciones Operativas del SEN (Disposiciones) establecen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, procedimientos y criterios de carácter específico, y que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN mantenga el suministro de energía eléctrica dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.

Las Disposiciones se integran por Manuales y Procedimientos que contendrán los siguientes temas:

- a. Criterios técnicos de la 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. Programación de mantenimientos de las RGD que no pertenecen al MEM
- g. Control de Tensión
- h. Comunicación y coordinación operativa
- i. Reducción de la Generación por Confiabilidad
- j. Restablecimiento del SEN
- k. Despacho de Generación
- l. Administración de Licencias
- m. Asignación y despacho de Unidades de Central Generadora por Confiabilidad

A.2.3 Prelación jerárquica

Los Criterios Técnicos Generales tienen prelación jerárquica dentro del Código de Red por lo que los documentos de menor jerarquía y que componen las Disposiciones Operativas deben de guardar consistencia con los Criterios Técnicos Generales, como se observa en la Fig. 1. Asimismo, los Manuales, Procedimientos y Criterios Específicos que integran las Disposiciones estarán asociados a los distintos Capítulos que componen los Criterios Técnicos Generales.

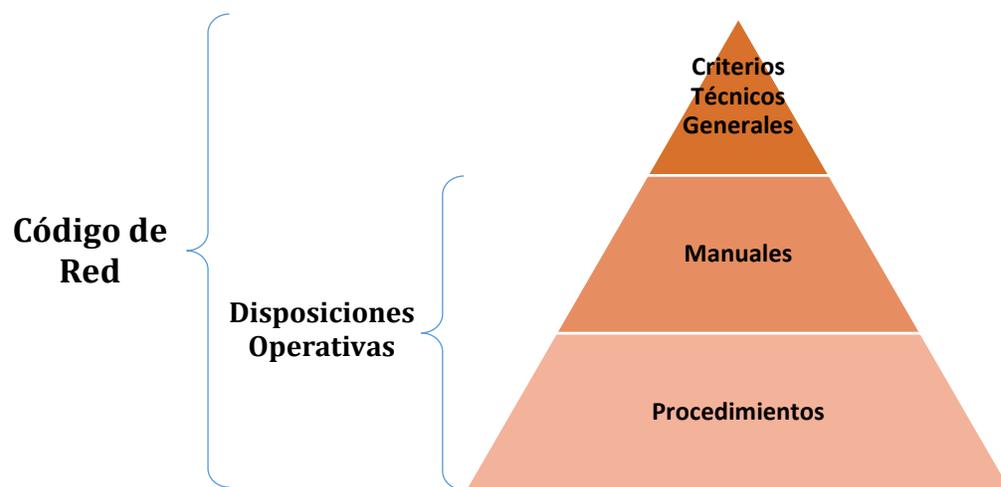


Fig. 1. Prelación Jerárquica en el Código de Red.

B. Gestión del Código de Red

B.1 Revisión y Actualización del Código de Red

La CRE constituirá un 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 un órgano propositivo y de opinión que tendrá por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de los manuales, procedimientos y criterios contenidos en el Código de Red.

La CRE emitirá 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.

Las modificaciones que sean propuestas a través del Comité serán consideradas de la siguiente forma:

- 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 y

posteriormente cada 3 años. Para lo anterior se tomarán en cuenta los desarrollos tecnológicos más recientes de la Industria Eléctrica. Asimismo los integrantes del Comité podrán proponer realizar el proceso de revisión de manera anticipada, y en su caso, la CRE realizará la actualización correspondiente.

- 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.

B.2 Supervisión y vigilancia del Código de Red

La vigilancia del cumplimiento del Código de Red se sujetará a las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las actividades de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica, y de planeación, operación y control del SEN; que al respecto expida la CRE. En ellas se establecerán indicadores, métricas y otros mecanismos de evaluación del comportamiento del SEN. La CRE podrá llevar a cabo los actos de verificación e inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección o por Unidades de Verificación cuando se trata de normas oficiales mexicanas por ella emitidas.

B.3 Incumplimiento y sanciones

Los Integrantes de la Industria Eléctrica 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.

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 en la condición de incumplimiento de los criterios establecidos en el 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.

La magnitud de la condición de incumplimiento será evaluada por la CRE con el apoyo técnico del CENACE, y considerará el impacto asociado a:

- a. Número de usuarios afectados
- b. Tiempo de interrupción del suministro
- c. Energía no suministrada
- d. Corte manual de carga considerada no controlable
- e. Otras.

El Plan de Trabajo tendrá carácter vinculatorio y deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a. Las acciones específicas que serán implementadas para dar cumplimiento a los criterios que no se han cumplido.

-
- b. El cronograma para implementar las acciones descritas en el punto anterior y para la entrega de reportes de avance a la CRE.
 - c. La identificación de indicadores sobre el avance en la implementación de las acciones descritas.
 - d. El plan de acción para eliminar las posibles barreras que impidan el desarrollo de las acciones específicas de acuerdo al cronograma propuesto.

B.4 Resolución de supuestos incumplimientos y controversias

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 que establecen el Procedimiento Único para la atención de controversias, quejas e inconformidades en materia energética que expida la CRE.

B.5 Casos fortuitos y de fuerza mayor

Caso Fortuito o Fuerza Mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite o retrase a los Integrantes de la Industria Eléctrica a cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Código de Red, siempre y cuando: 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.

Sujeto al cumplimiento de las condiciones estipuladas anteriormente, Caso Fortuito o Fuerza Mayor incluirá de manera enunciativa pero no limitativa los siguientes actos o eventos: fenómenos de la naturaleza tales como tormentas, inundaciones, relámpagos, y terremotos; actos de terrorismo, sabotajes y disturbios civiles; guerras, insurrecciones y embargos comerciales entre países; desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos; huelgas u otras disputas laborales; incendios con causa ajena a su control; cambio en el Marco Regulatorio; e 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.

Caso Fortuito o Fuerza Mayor no incluirá ninguno de los siguientes eventos: dificultades técnicas y económicas; cambios en las condiciones de mercado; la entrega tardía de maquinaria, equipo, materiales y combustible.

Cuando se presente un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor que ponga en riesgo la integridad del SEN, el CENACE podrá suspender el 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 Normal de Operación. Dichas instrucciones prevalecerán sobre cualquier criterio establecido en el Código de Red y deben ser acatadas por los Generadores, Transportistas, Distribuidores y los Participantes del Mercado.

B.6 Notificación de Caso fortuito o fuerza mayor

Quien alegue un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, deberá notificar a la Comisión que ha ocurrido el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en el Sistema Eléctrico Nacional.

En ambos casos, la notificación se hará vía el Sistema de Información, telefónica y/o correo electrónico, 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.

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 a este Contrato. 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 un estimado del tiempo que requerirá para subsanarlo.

Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá entregar avisos periódicos, al menos una vez por semana, durante el período en que continúe el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Tales avisos mantendrán la información de cualquier cambio, desarrollo, progreso u otra información relevante respecto a tal evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá informar la terminación de los efectos del Caso Fortuito o Fuerza Mayor dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes.

B.7 Circunstancias no previstas

En caso de que se presenten circunstancias no previstas en el Código de Red, los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en dichas circunstancias podrán convenir y aplicar una solución de mutuo acuerdo. Esta solución debe ser comunicada a la CRE para su análisis y autorización.

En caso de que no se logre alcanzar una solución de mutuo acuerdo, la CRE interpretará y resolverá lo conducente.

B.8 Carga de la prueba

Cuando alguna de las partes no acepte que ha ocurrido un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la parte que declare su existencia tendrá la carga de la prueba.

C. Glosario

Definiciones

Para los efectos del Código de Red, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica y en el artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, se entenderá, en singular o plural, por:

Alimentador. Es el circuito conectado a una sola estación, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los usuarios.

Ampliación. La adición de cualquier elemento al SEN que incremente la capacidad de las instalaciones existentes.

Armónica de Tensión. Tensión sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de suministro.

Armónica de Corriente. Corriente sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la corriente de suministro.

Arranque negro. Es el arranque que efectúa una unidad generadora con sus recursos propios.

Bloqueo. Es el medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación de cualquier tipo.

Capacidad Interruptiva: Magnitud de corriente eléctrica que un dispositivo (interruptor, cuchilla, relevador) puede interrumpir sin falla del componente.

Carga Especial: Carga demandada por un Centro de Carga que por las características propias de sus procesos, pudieran tener un impacto en la calidad del servicio del resto de los usuarios conectados al sistema eléctrico, ya sea por la variabilidad de la demanda o por su alto contenido armónico, y que se conectan a niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV.

Cargabilidad. Parámetro que indica la capacidad de potencia que puede fluir por una línea de transmisión o distribución bajo condiciones de operación aceptables

Conexión: Enlace de un Centro de Carga a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución. El término también se refiere a los procesos relativos al incremento de la demanda contratada o al cambio del punto de Conexión para un Centro de Carga existente.

Control Automático de Generación: Es un sistema de control supervisorio que permite ajustar de forma centralizada las asignaciones de potencia activa de las unidades generadoras. El principal objetivo del AGC es mantener la frecuencia del sistema en valores cercanos a la nominal.

Control Físico: Realización de las maniobras en detalle para energizar o desenergizar equipo primario del Sistema Eléctrico Nacional, conforme a las instrucciones del CENACE y supervisar que el equipo primario se encuentre dentro de sus límites operativos, en coordinación con el CENACE.

Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional: La emisión de las instrucciones relativas a:

- a) La asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable.

-
- b) La operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y
 - c) La operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista.

Controlabilidad. Capacidad de una Central Eléctrica para ajustar el valor de potencia activa en un periodo y tolerancia determinados como le sea instruido por el CENACE.

Coordinación. Es la actividad armónica de las partes que cooperan en el funcionamiento del SEN.

Cuchillas. Son los dispositivos cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga.

Desbalance de Corriente. Condición en un sistema trifásico en que las magnitudes de las corrientes y/o las diferencias angulares relativas no son iguales

Desbalance de Tensión. Condición en un sistema trifásico en que las magnitudes de las tensiones y/o las diferencias angulares relativas no son iguales.

Despachabilidad. Característica operativa de una unidad de generación de modificar su generación o de conectarse o desconectarse a requerimiento del CENACE.

Despacho de carga. Es la asignación del nivel de generación de las Unidades de Central Eléctrica, considerando los flujos de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo.

Disparo Automático de Generación. Es un esquema para efectuar la desconexión automática de Unidades de Central Eléctrica en una secuencia predeterminada, su objetivo es mantener la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional o de una parte de él.

Disturbio. Es la alteración de las condiciones normales del SEN originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica.

Disponibilidad. Relación entre el tiempo total sobre un periodo dado, usualmente un año, durante el cual un elemento de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución estuvo en servicio, o estuvo en condiciones de operar para prestar el servicio. La Disponibilidad deberá estar asociada con la capacidad nominal del elemento, en condiciones normales de operación.

Desenergizar. Impedir que el equipo adquiera potencial eléctrico.

Estatismo. Define el valor de ajuste de la característica de regulación de frecuencia.

Falla. Es una alteración o un daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo, que varía sus condiciones normales de operación y que generalmente causa un disturbio.

Flicker. Variaciones de la luminiscencia de lámparas debidas a fluctuaciones de la envolvente de tensión.

Infraestructura de TIC. El hardware, software, redes e instalaciones requeridas para desarrollar, probar, proveer, monitorear, controlar y soportar los servicios de TIC;

Interconexión: Enlace de una Central Eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución. El término también se refiere a los procesos relativos al Incremento de Capacidad o cambio del punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente, o bien a la conexión eléctrica entre dos Sistemas Interconectados.

Interoperabilidad. Capacidad de dos o más elementos, sistemas, dispositivos, redes, aplicaciones o componentes para comunicarse e intercambiar información y datos entre sí con objetivos comunes, garantizando el significado preciso de la información comunicada, para que ésta pueda ser utilizada;

Interrupción: Abatimiento de la tensión hasta valores entre 0 p.u. y 0,1 p.u. de la tensión nominal, en una o más fases; en un punto del sistema eléctrico, pudiendo ser momentánea, temporal o sostenida, dependiendo de su duración.

Interruptor. Es el equipo para cerrar y abrir circuitos eléctricos, con o sin carga o con corriente de falla.

Isla Eléctrica. Condición en la cual una porción del Sistema es energizado por uno o más sistemas eléctricos locales a través de los Puntos de Interconexión separados eléctricamente del Sistema.

Librar. Es dejar un equipo sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y sin otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión, valiéndose para ello, de bloqueos y colocación de tarjetas auxiliares.

Licencia. Es la autorización especial que se concede a un trabajador para que éste y/o el personal a sus órdenes se protejan, observen o ejecuten un trabajo en relación con un equipo o parte de él, o en equipos cercanos, “en estos casos se dice que el equipo estará en licencia”.

Maniobra. Se entenderá como lo hecho por un Operador, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el estado y/o el funcionamiento de un sistema, sea eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.

Mantenimiento. Es el conjunto de técnicas y prácticas para la conservación de las características originales de diseño y construcción de los componentes del SEN a lo largo de su ciclo de vida, llegando a utilizarlos con la máxima disponibilidad.

Modernización. Toda sustitución de equipos o elemento existentes motivada por término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno, entre otros.

Número de registro. Es el número que se le otorga al solicitante de una licencia para su pronta referencia, antes de que se de autorización de la misma.

Operador. Es el trabajador cuya función principal es la de operar el equipo o sistema a su cargo y vigilar eficaz y constantemente su funcionamiento.

Predespacho. Es el proceso mediante el cual se define la generación horaria que deberá aportar cada central eléctrica para cubrir los requerimientos de demanda pronosticada durante las próximas 24 horas, de tal manera que el costo de producción sea el más bajo, y se respeten

en todo momento: las restricciones de transmisión, los límites de diseño de la generación y las restricciones operativas del SEN.

Protección. Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

Punto de Conexión. El punto en donde se delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre el Transportista o Distribuidor y un centro de carga.

Punto de Interconexión: El punto en donde se delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre el Transportista o Distribuidor y una Central Eléctrica.

Punto de Transición entre Alta y Media Tensión. Punto de conexión medido en Media Tensión en los transformadores de carga.

Red troncal. Es el conjunto de Centrales Eléctricas, líneas de transmisión y estaciones eléctricas que debido a su función y/o ubicación, se consideran de importancia vital para el Sistema Eléctrico Nacional.

Regulación primaria. Es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Reserva operativa. Es la reserva rodante del área más la generación que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado (10 minutos normalmente), más la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.

Reserva Rodante: Es la capacidad de respuesta de potencia en MW de las Unidades Generadoras que se encuentran sincronizadas y que puede ser entregada al SEN en un tiempo máximo de 10 minutos.

Reserva No Rodante: Es la capacidad de respuesta de potencia en MW que puede ser proporcionada por unidades generadoras que no están sincronizadas al sistema eléctrico, cargas controlables y/o importación de un sistema externo que sean capaces de sincronizarse a la red y/o entregar al sistema la potencia a razón de su rampa establecida en MW/Min en un tiempo máximo de 10 minutos.

Reserva Suplementaria: Son las reservas de potencia en MW que están disponibles en un máximo de 30 minutos para reemplazar reserva rodante o no rodante, la cual puede ser proporcionada por unidades que se encuentren sincronizadas, no sincronizadas, carga interrumpible y/o importaciones.

Seguridad Informática. Aplicación de procesos de análisis y gestión de riesgos relacionados con el acceso, uso, procesamiento, almacenamiento y transmisión de información y datos, así como con los sistemas y procesos usados para ello, que permite llegar a una situación de riesgo conocida y controlada;

Sincronizar. Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al Sistema Eléctrico Nacional una unidad generadora o conectar dos porciones separadas del Sistema Eléctrico Nacional.

Subestación. Es la estación que recibe, transforma y/o distribuye energía eléctrica.

Suministro. Es el conjunto de actos y trabajos para proporcionar energía eléctrica a cada usuario.

Sustentabilidad. Aquéllas acciones que garantizan las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Transformación. Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Transmisión. Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

Unidad. Es la máquina rotatoria, compuesta de un motor primario ya sea: turbina hidráulica, de vapor, de gas, o motor diésel, acoplados a un generador eléctrico, se incluyen además la caldera y el transformador de potencia.

Criterios Técnicos Generales del Sistema Eléctrico Nacional

1. Criterios técnicos de observación para el proceso de planeación (P)

1.1. Objetivo

Establecer los Criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y sustentabilidad, que deberán ser observados durante el proceso de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del SEN. Lo anterior deberá realizarse para asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de operación tal que se minimicen las restricciones en la transmisión, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, se minimicen las pérdidas de energía eléctrica y ante la contingencia sencilla más severa (no considera a una barra como contingencia sencilla), se mantenga el suministro de energía eléctrica dentro de parámetros de calidad y condiciones operativas en las que se garantice que el SEN cuenta con los márgenes necesarios de seguridad y confiabilidad.

Los programas para la ampliación y modernización de la RNT y de las RGD se desarrollarán bajo los principios siguientes:

- a. Dotarán al SEN de elementos que le permitan atender el crecimiento de su demanda, operando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad;
- b. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del suministro eléctrico o eleven la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, de forma económicamente viable;
- c. Adicionarán elementos de protección, comunicación, medición y control que deberán cumplir con el concepto de Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable;
Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, e
- d. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

1.2. Alcance y aplicación

El presente capítulo aplica a los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de elaborar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Las disposiciones contenidas en este capítulo, no limitan la aplicación y desarrollo de las acciones que deban tomarse durante la operación del SEN.

1.3. Fronteras eléctricas

Las fronteras eléctricas se determinan con base en dos principios: definición de las fronteras operativas y fronteras de activos fijos.

1.3.1. Fronteras Operativas

De acuerdo con lo establecido en la LIE en su Capítulo I, Artículo 15, es responsabilidad del CENACE identificar los componentes que forman parte de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. La Red Nacional de Transmisión corresponde a la red eléctrica en niveles de tensión de ≥ 69 kV a 400 kV en corriente alterna, redes de corriente directa y enlaces internacionales asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Las Redes Generales de Distribución corresponderán a niveles de media y baja tensión.

Para la definición de la responsabilidad operativa se tomará como base la operación física de la RNT y de las RGD dictada en el Manual de Coordinación Operativa.

En dicho documento se hace referencia al Control Físico y Operativo del SEN con los lineamientos y responsabilidades que deben seguir los diferentes Participantes del Mercado. En todo momento será responsabilidad del CENACE ejercer el Control Operativo del SEN.

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, 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 Secretaría ordenar la separación legal de Generadores, Transportistas, Distribuidores y Comercializadores, y que la CRE establecerá las disposiciones administrativas para la separación contable, operativa o funcional de los integrantes de la industria eléctrica.

1.4. Criterios técnicos generales para el proceso de planeación

Criterio P - 1. El proceso de planeación deberá desarrollarse bajo los principios que establezca la política de Confiabilidad determinada por la Sener.

Criterio P - 2. En la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, se buscare la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red.

Criterio P - 3. 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.

Criterio P - 4. En el Manual de Planeación contenido en las Disposiciones Técnicas del Código de Red, se establecerá un esquema del proceso de elaboración de los programas de ampliación y modernización de las RNT y las RGD, en el que se prevean e identifiquen los derechos y obligaciones de los Integrantes de la Industria Eléctrica. Asimismo, en el Manual de Planeación

se establecerán las obligaciones de entrega de información por parte de los integrantes de la Industria Eléctrica.

Criterio P - 5. Para el proceso de planeación se tomará en cuenta el programa indicativo de instalación y retiro de Centrales Eléctricas y el pronóstico de precios de combustibles y del Producto Interno Bruto, ambos para los siguientes 15 años.

Criterio P - 6. El CENACE determinara los pronósticos de crecimiento del consumo de energía eléctrica y de la demanda en escenarios alto, de planeación y bajo, para los siguientes 15 años.

Criterio P - 7. El CENACE será responsable de la planeación de la RNT y de las RGD que pertenezcan al MEM y los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.

Criterio P - 8. En los procesos de planeación, el CENACE deberá considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Estable y en Condiciones Transitorias, el Distribuidor la misma consideración con excepción de condiciones transitorias.

Criterio P - 9. El CENACE se coordinará con el Distribuidor para definir los requerimientos de refuerzos de transformación de alta a media/baja tensión, de compensación de potencia reactiva y necesidades de modernización.

Criterio P - 10. El CENACE determinara las necesidades de enlaces internacionales asíncronos.

Criterio P - 11. El CENACE evaluará escenarios operativos de demandas máximas de verano, máxima de invierno, mínima de invierno y media de invierno. Asimismo, el CENACE evaluará cualquier escenario adicional que resulte necesario por la integración de generación limpia.

Criterio P - 12. En el programa de ampliación y modernización, deberán ser considerados los refuerzos de interconexiones de Centrales Eléctricas y conexiones de Centros de Carga bajo la modalidad individual.

Criterio P - 13. En el Programa de Ampliación y Modernización, se evaluarán las necesidades de refuerzos para las solicitudes de interconexiones y conexiones bajo la modalidad del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Criterio P - 14. Desde la fase de planeación se debe prever que en condiciones operativas normales sin contingencia, las tensiones de operación estén dentro de rangos de diseño y operativos. Las transferencias de potencia en líneas y transformadores de la RNT y las RGD deberán estar dentro de límites térmicos y operativos.

Criterio P - 15. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1); contingencia sencilla en transformadores, líneas de transmisión, generadores, equipo de compensación, etc. el comportamiento del sistema eléctrico deberá mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.

Criterio P - 16. 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 deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún esquema de acción remedial o de protección especial.

Criterio P - 17. Ante eventos críticos extremos en los que se presente la desconexión consecutiva o simultánea de tres o más elementos creíbles de ocurrir, el sistema deberá mantener la estabilidad con la operación de esquemas de protecciones especiales como el Disparo Automático de Carga por baja frecuencia y Disparo Automático de Carga por Bajo Voltaje; de acción remedial como el Disparo Automático de carga y Disparo Automático de Generación, etc.

Criterio P - 18. El CENACE determinará las necesidades en la RNT y las RGD de refuerzos de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva, considerando la aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

Criterio P - 19. El CENACE evaluará desde el punto de vista de Confiabilidad, las diferentes alternativas en la RNT y las RGD de refuerzos de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva, considerando la aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

Criterio P - 20. El CENACE evaluará económicamente las alternativas en la RNT y las RGD de refuerzos de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva, considerando la aplicación de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

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 Normal de Operación como para la Contingencia Sencilla más severa.

Criterio P - 22. El Manual de Planeación deberá incorporar las mejores técnicas y prácticas de la Industria Eléctrica y tendrá como punto de partida la formación de casos base que tendrán prevista la información contenida en el programa indicativo de instalación y retiro de Centrales Eléctricas que elabore la Sener.

Criterio P - 23. Se deben proponer instalaciones que satisfagan la demanda eléctrica del país para cualquier periodo de planeación; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la contingencia sencilla más severa.

Criterio P - 24. Los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, deberán incluir la propuesta de mínimo costo y posteriormente el análisis de costo - beneficio y alternativas de las principales adiciones de infraestructura dentro del plan. Así mismo deberán considerar un análisis de los principales riesgos asociados al proceso de planeación, como son: el crecimiento de la demanda, el desarrollo de la generación y el costo de los equipos. Lo anterior con el objeto de que se desarrollen planes de corto plazo robustos que puedan responder a las incertidumbres o principales riesgos, al menor costo.

Criterio P - 25. Los Programas de Ampliación y Modernización deberán determinar las necesidades de la Industria Eléctrica que sean acordes a los planes de desarrollo urbano y con la dinámica evolutiva y de operación de la RNT y las RGD.

Criterio P - 26. El 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 del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) y en el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.

1.4.1 De los Estudios de Planeación

Criterio P - 27. El CENACE y los Distribuidores conformarán su proceso de planeación considerando la planeación de corto plazo definida para el periodo de n a $n+5$; de mediano plazo definida para el periodo $n+5$ a $n+10$; y de largo plazo definida para el periodo $n + 10$ a $n+15$.

Criterio P - 28. El CENACE desarrollará los estudios de planeación considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A bajo condiciones normales sin contingencia; Categoría B posterior a la falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C posterior a la falla de dos o más elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D posterior a eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual de Planeación contenido en las Disposiciones Técnicas del Código de Red.

Criterio P - 29. Los Distribuidores desarrollarán los estudios de planeación para definir las obras de ampliación y modernización. Para ello deberán realizar estudios de flujos de carga analizando la cargabilidad de elementos, las pérdidas, caídas de tensión y análisis de contingencias, considerando las condiciones de la Categoría A y de la Categoría B.

Criterio P - 30. Los Distribuidores deberán desarrollar estudios de Confiabilidad, de Corto Circuito y de Capacidad Interruptiva que complementen el estudio indicado en el Criterio anterior.

Criterio P - 31. El CENACE y los Distribuidores podrán analizar más de una configuración u opciones de refuerzo y aquellas que representen la solución técnica a las necesidades de planeación de largo plazo serán consideradas como técnicamente factibles y deberán analizar su viabilidad económica.

Criterio P - 32. El CENACE y los Distribuidores deberán evaluar el beneficio neto de la nueva infraestructura propuesta en los programas de ampliación y modernización. Para ello, se deberán tomar en cuenta al menos, los aspectos de mejora en los índices de Confiabilidad del SEN, reducción de energía no suministrada, reducción de pérdidas de energía, y el incremento de eficiencia operativa.

1.4.2 De la coordinación para la planeación

Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se podrán constituir Comités de Planeación entre el CENACE y los Distribuidores para analizar de manera integral la ampliación y modernización de la RNT y de las RGD.

Criterio P - 34. El Distribuidor deberá entregar de manera anual al CENACE los insumos necesarios para actualizar la información relacionada con las RGD que pudieran tener impacto en la operación del SEN.

Criterio P - 35. El Distribuidor propondrá al CENACE los requerimientos de compensación reactiva que a su juicio, sea necesario incluir en la RNT. El CENACE deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.

Criterio P - 36. Para la planeación de infraestructura en Subtransmisión, el CENACE podrá apoyarse del Distribuidor quien deberá colaborar proporcionando información sobre

subestaciones de alta tensión conectadas directamente a Centros de Carga y toda la demás infraestructura que tenga impacto directo en los Centros de Carga.

Criterio P - 37. Excepcionalmente y en acuerdo con CENACE, el Distribuidor podrá realizar propuestas de ajuste o modificaciones de los Programas de Ampliación y Modernización de las RGD cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

- a. De acuerdo a los criterios de planeación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa al suministro,
- b. Surjan nuevos Centros de Carga cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde las RGD y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación vigente de la RGD,
- c. Por razones de eficiencia económica del sistema.

1.4.3 Criterios adicionales para la planeación

Criterio P - 38. El proceso de planeación deberá considerar el menor impacto posible al medio ambiente evitando instalar subestaciones junto a barreras naturales como lagos, montañas, parques entre otros que puedan limitar su crecimiento, comunicación e interconexión con otras subestaciones, así como en lugares propensos a deslaves e inundaciones que pongan en riesgo la integridad de las personas e instalaciones.

Criterio P - 39. 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.

Criterio P - 40. En la determinación de las fechas de entrada en operación de proyectos de ampliación y modernización se debe tomar en cuenta el tiempo de gestión presupuestal y las actividades previas a su construcción.

Criterio P - 41. Se debe utilizar el pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y cantidad de subestaciones requeridas en el área de influencia del distribuidor con base en el procedimiento para la elaboración del desarrollo de subestaciones de la RGD.

Criterio P - 42. Cuando se incorpore al sistema una nueva subestación y se abra una línea de alta tensión para alimentar a ésta, se deben incluir como parte del proyecto la adecuación de las instalaciones colaterales.

Criterio P - 43. Las RGD de baja tensión se deberán diseñar considerando de manera integral los transformadores de distribución, la red de baja tensión y las acometidas, buscando optimizar las pérdidas de potencia y la regulación de tensión.

Criterio P - 44. Cuando las instalaciones del Distribuidor se encuentren dentro de inmuebles de terceros, deben ser diseñadas del tipo subterránea y los transformadores de distribución del tipo seco.

Criterio P - 45. 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.

Criterio P - 46. Los 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.

Criterio P - 47. Los 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 y el número de áreas afectadas ante la ocurrencia de una contingencia.

Criterio P - 48. Los 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 suministro ante la ocurrencia de una contingencia.

Criterio P - 49. El CENACE y los Distribuidores, para la programación de obras de ampliación, deberán primero verificar su conveniencia técnica y económica sobre aquellas obras que maximicen la utilización de las instalaciones existentes.

Criterio P - 50. El CENACE y los Distribuidores, con base en el pronóstico de demanda, 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 de cualquier elemento del SEN.

Criterio P - 51. El CENACE determinará el margen de reserva mínimo requerido con base en la política de Confiabilidad dictada por la Sener. Dicho margen de reserva mínimo será aquel que proporcione el valor requerido de probabilidad de pérdida de carga y de energía no suministrada.

Criterio P - 52. Los Distribuidores definirán la 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 pronosticada de forma anual para el horizonte de planeación de largo plazo.

Criterio P - 53. El CENACE y los Distribuidores deberán definir los límites de cargabilidad de los elementos de la RNT y de las RGD para la realización de los estudios de planeación. La capacidad máxima de transporte permisible en la condición de demanda máxima no deberá rebasar el 80% del límite térmico para las líneas de alta tensión y circuitos de media tensión y de 120% de la capacidad nominal para los transformadores de alta y media tensión.

Criterio P - 54. El 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.

Criterio P - 55. 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 apegarse como mínimo a lo estipulado en el Manual de Programación de Salidas que son parte de las Reglas del Mercado, manteniendo la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.

Criterio P - 56. La supervisión y control del cumplimiento de la planeación del SEN, se efectuará mediante la información contenida en el Plan Rector, por lo cual será responsabilidad de todos los participantes del SEN su integración oportuna.

Criterio P - 57. En caso de contradicciones o necesidad de aclaraciones sobre la aplicación de los Criterios de Planeación prevalecerá lo que resuelva la CRE.

2. Criterios técnicos para la operación en estado estable del SEN (OP)

2.1. Objetivo

Establecer 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 minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman durante la operación considerando la seguridad del personal operativo de los Integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.

2.2. Alcance y aplicación

Los Criterios establecidos en este Capítulo y en los Manuales correspondientes, deben ser aplicados en las condiciones del Estado Operativo Normal del SEN y su cumplimiento es obligatorio para cualquier participante que haga uso de la infraestructura eléctrica del SEN.

2.3. Planeación operativa

2.3.1. CENACE

Criterio OP- 1. Los estados en los que el SEN puede incurrir estarán definidos en el Manual de Estados Operativos que forma parte de las Disposiciones Técnicas del Código de Red. Dichos Estados Operativos son Normal, de Alerta, Restaurativo y de Emergencia.

Criterio OP- 2. Es responsabilidad del CENACE la elaboración de la planeación operativa encaminada a mantener las variables eléctricas de interés dentro de los rangos establecidos en los criterios de operación del SEN de manera que no se presente inestabilidad, colapso de tensión, separación no controlada de islas eléctricas o salidas en cascada de elementos.

Criterio OP- 3. 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 involucrada en la operación del SEN.

Criterio OP- 4. El CENACE deberá elaborar convenios de manera regional (por zonas o divisiones) con los Participante de Mercado estableciendo los rangos de variables eléctricas y tiempos de restablecimiento operativo que no comprometa los resultados operativos de los mismos Participantes del Mercado que tengan convenidos para efecto de evaluación de desempeño.

Criterio OP- 5. Es obligación de los Generadores, Transportistas y Distribuidores, la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en este documento.

Criterio OP- 6. Los Generadores, Transportistas y Distribuidores 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.

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, dentro de los límites operativos de tensión establecidos entre el CENACE, Transportistas y Distribuidores, se deberá seguir lo establecido en el Procedimiento de acciones para el control de tensión, 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 suministro de energía eléctrica en el SEN.

a. CENACE

Criterio OP- 7. El CENACE tendrá la responsabilidad de utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener las tensiones de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en el Manual de Estados Operativos para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.

Criterio OP- 8. En casos especiales de operación (demandas mínimas) el CENACE tendrá la facultad de desconectar líneas de transmisión para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en los convenios entre CENACE, Transportistas y Distribuidores, siempre y cuando correspondan a la solución técnica de menor costo, y el análisis de impacto incluya las potenciales afectaciones al desempeño del MEM.

Criterio OP- 9. En estado de post-contingencia, el CENACE utilizará los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener los perfiles de tensiones dentro de los límites de tensión de emergencia convenidos con Transportistas y Distribuidores.

Criterio OP- 10. El CENACE evaluará que opere correctamente el esquema de protección del sistema por alto y bajo tensión, esto conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el Control de Tensión que forman parte de las Disposiciones Técnicas del Código de Red.

Criterio OP- 11. El CENACE tendrá la responsabilidad de utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener las tensiones de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en los convenios realizados entre el CENACE, Transportistas y Distribuidores para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.

b. Generadores

Criterio OP- 12. Es obligación de los Generadores cumplir con los límites de potencia reactiva convenidos con el CENACE, con la finalidad de que éste tenga los recursos de potencia reactiva suficientes para mantener perfiles de tensión dentro de los rangos convenidos en cualquier estado operativo del SEN.

Criterio OP- 13. Ningún Generador hará cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pudieran afectar el perfil de tensión de la RNT y las RGD sin la aprobación previa del CENACE.

Criterio OP- 14. Es obligación de los Generadores mantener disponible en todo momento el esquema de protecciones de alta y baja tensión, conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el Control de tensión.

Criterio OP- 15. Es obligación de los Generadores ajustar los parámetros y lógica de sus equipos de acuerdo con las disposiciones del CENACE, con la finalidad de que el esquema de protección de sistema por alta y baja tensión, opere conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el Control de Tensión.

c. Transportistas

Criterio OP- 16. Es obligación de los Transportistas cumplir con los límites de potencia reactiva convenidos con el CENACE, con la finalidad de que éste tenga los recursos de potencia reactiva suficientes para mantener perfiles de tensión dentro de los rangos convenidos en cualquier estado operativo del SEN.

Criterio OP- 17. Ningún Transportista hará cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pudieran afectar el perfil de tensión de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución sin la aprobación previa del CENACE.

Criterio OP- 18. Es obligación de los Transportistas mantener disponible en todo momento el esquema de protecciones del sistema de alto y bajo tensión, conforme a lo definido en el Manual Procedimiento de acciones para el Control de Tensión.

Criterio OP- 19. Es obligación de los Transportistas ajustar los parámetros y lógica de sus equipos de acuerdo con las disposiciones del CENACE, con la finalidad de que el esquema de protección de sistema por alto y bajo tensión, opere conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el Control de Tensión.

d. Distribuidores

Criterio OP- 20. Es obligación de los Distribuidores cumplir con los límites de potencia reactiva convenidos con el CENACE, con la finalidad de que éste tenga los recursos de potencia reactiva suficientes para mantener perfiles de tensión dentro de los rangos convenidos en cualquier estado operativo del SEN.

Criterio OP- 21. Ningún Distribuidor hará cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pudieran afectar el perfil de tensión de la RNT y las RGD sin la aprobación previa del CENACE.

Criterio OP- 22. Es obligación de los Distribuidores mantener disponible en todo momento el esquema de protecciones del sistema de alto y bajo tensión, conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el Control de Tensión.

Criterio OP- 23. Es obligación de los Distribuidores ajustar los parámetros y lógica de sus equipos de acuerdo con las disposiciones del CENACE, con la finalidad de que el esquema de protección de sistema por alta y baja tensión, opere conforme a lo definido en el Procedimiento de acciones para el control de tensión.

Criterio OP- 24. Todo cambio de ajustes o instalación de nuevo dispositivo de control de tensión, debe ser instruido por el CENACE con tiempo de anticipación, de al menos 10 días para un reajuste o de 90 días para un nuevo elemento.

Criterio OP- 25. Ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RGD, no debe presentarse desconexión no controlada o colapso en el nivel de tensión.

Criterio OP- 26. Las áreas operativas de los Distribuidores deben mantenerse en coordinación con el Transportista y con el CENACE para cumplir con los niveles de tensión confiables de distribución y cumplir con los criterios antes mencionados bajo cualquier condición operativa de las RGD, incluyendo equipos fuera de servicio, degradaciones en el equipo y crecimiento de la demanda fuera de los pronósticos establecidos, e inclusive conocer los estados operativos también de la Red Nacional de Transmisión que en caso extremo obliguen a modificar la topología operativa de las RGD para cumplir con sus parámetros de Calidad y seguridad comprometidos

2.4.2. Rango de frecuencia

a. CENACE

Criterio OP- 27. En condiciones normales de operación el CENACE tendrá la facultad de utilizar los recursos de potencia activa disponibles para controlar la frecuencia del SEN, con el objetivo de mantener la frecuencia dentro del rango establecido, de conformidad con el estándar NERC BAL-003-1, el cual establece el rango de frecuencia de 60 +/- 0.036 Hz.

Criterio OP- 28. El CENACE supervisará y evaluará el desempeño de la participación de las unidades generadoras en la regulación primaria y secundaria, conforme a los rangos y procedimientos establecidos con el objeto de mantener una adecuada regulación de la frecuencia.

Criterio OP- 29. La participación de las unidades generadoras en la regulación primaria debe ser evaluada por parte del CENACE cada vez que se presente una desviación de frecuencia mayor al rango establecido en los criterios de interconexión de centrales aplicables.

Criterio OP- 30. El CENACE evaluará que operen correctamente los esquemas de protección de sistema por baja frecuencia.

Criterio OP- 31. El ajuste de las protecciones por baja frecuencia de las unidades generadoras, será definido por el CENACE, y debe ser menor al valor mínimo de frecuencia establecido en el esquema de protección de sistema por baja frecuencia.

Criterio OP- 32. El CENACE debe mantener la reserva suficiente para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal previniendo las situaciones de alerta y de emergencia.

b. Generadores, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 33. Las unidades generadoras interconectadas al SEN, deben participar en la regulación primaria. La respuesta de los controles de las unidades generadoras debe actuar para contribuir a la calidad de frecuencia del SEN.

Criterio OP- 34. Es obligación de los Generadores, Transportistas y Distribuidores mantener en todo momento disponible para el CENACE el esquema de protección de sistema por baja frecuencia.

Criterio OP- 35. Es obligación de los Generadores, Transportistas y Distribuidores ajustar los parámetros y la lógica de sus equipos de acuerdo con las disposiciones del CENACE, con la finalidad de que el esquema de protección de sistema por baja frecuencia opere adecuadamente.

Criterio OP- 36. Todo cambio de ajustes o instalación de nuevo dispositivo de control de frecuencia debe instruirse por el CENACE con tiempo de anticipación de al menos 10 días para un reajuste o de 90 días para un nuevo elemento.

2.4.3. Sobrecarga de instalaciones

a. CENACE

Criterio OP- 37. En condiciones normales de operación el CENACE operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere con valores superiores a sus límites de cargabilidad, inclusive considerando la ocurrencia de la primera contingencia sencilla más severa (Criterio N-1).

Criterio OP- 38. El CENACE podrá autorizar la desconexión programada de elementos del SEN siempre y cuando no se presenten sobrecargas en otros elementos ante la salida de operación de dicho elemento.

Criterio OP- 39. El CENACE autorizará la desconexión programada de elementos del SEN siempre y cuando en los demás elementos no se presenten flujos de potencia por encima de su límite de sobrecarga ante la ocurrencia de la primera contingencia sencilla más severa (Criterio N-1).

Criterio OP- 40. El CENACE con base en los resultados de evaluación de la seguridad operativa en tiempo real, tendrá la facultad de modificar la topología de la red eléctrica y realizar ajustes de generación, con la finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener márgenes de reserva adecuados.

Criterio OP- 41. En caso de que por alguna condición operativa los elementos del SEN presenten sobrecargas no soportables por largos periodos de tiempo y que no se cuente con recursos para disminuirla, el CENACE podrá recurrir a aplicar cortes manuales de carga.

Criterio OP- 42. El CENACE, deberá definir en el Manual de Conexión, los criterios de desconexión carga para mantener la confiabilidad del SEN.

Criterio OP- 43. El CENACE y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar, para cumplir el criterio de conexión CONE 10, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.

b. Generadores, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 44. Los Generadores, Transportistas y Distribuidores deberán mantener actualizada la información técnica ante el CENACE, relacionada a los límites y características operativas de los elementos bajo su responsabilidad. En caso de que se realice cualquier modificación a la red eléctrica, el representante y responsable del elemento debe notificar de inmediato al CENACE los nuevos límites y características operativas.

Criterio OP- 45. Es obligación de los Generadores, Transportistas y Distribuidores ajustar los parámetros y la lógica de sus equipos de acuerdo con las disposiciones del CENACE, con la finalidad de que el esquema de protección del sistema por sobrecarga opere adecuadamente.

2.4.4. Reserva de generación

Criterio OP- 46. La capacidad de generación adecuada debe estar disponible en todo momento para mantener la frecuencia programada, y evitar la pérdida de carga firme como resultado de contingencias de generación o transmisión.

Criterio OP- 47. Con la finalidad de asegurar los requerimientos de reserva operativa en el SEN, la capacidad de generación deberá ser administrada de conformidad con las definiciones y los criterios establecidos en el Manual de Control y Operación de la Generación del SEN.

Criterio OP- 48. La Reserva de Generación ante Contingencia debe ser la suma de la reserva rodante más la reserva no rodante. La Reserva ante contingencia deberá asegurar que la Confiabilidad del SEN se vea comprometida ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

a. CENACE

Criterio OP- 49. En el control operativo del SEN el CENACE debe asegurar la Reserva de Generación ante Contingencia necesaria para la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional.

Criterio OP- 50. El CENACE debe mantener al menos la mitad de la Reserva de Generación ante Contingencia como Reserva Rodante.

Criterio OP- 51. El CENACE debe asegurar que la reserva está distribuida a lo largo de todo el SEN, con el fin de que haya suficiente reserva en todas las regiones delimitadas por restricciones de transmisión así como para mantener el balance carga-generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera.

Criterio OP- 52. El CENACE calculará el monto de la reserva de generación ante contingencia, para mantener la Confiabilidad en el SEN. El cálculo de la reserva debe considerar las transacciones de intercambio de los enlaces especificados.

2.4.5. Desconexión de cargas

Criterio OP- 53. Las especificaciones técnicas para interconexiones o conexiones que deben cumplirse están en el Manual de Requerimientos técnicos para la Interconexión de Centrales Generadoras y en el Manual de Requerimientos técnicos para la Conexión de Centros de Carga. Ambos contenidos en las Disposiciones Técnicas del Código de Red.

a. CENACE

Criterio OP- 54. El CENACE tendrá la responsabilidad de realizar desconexiones de carga manual con la finalidad de evitar sobrecargas no soportables en elementos del SEN o para mantener perfiles adecuados de tensión en determinados ámbitos geográficos con la finalidad de evitar riesgos de colapso de tensión.

Criterio OP- 55. El CENACE tiene la responsabilidad de considerar desconexiones de carga automática en caso de que esté contemplado en la lógica de operación de esquemas tanto de acción remedial como de protección de sistema.

b. Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 56. Los Transportistas y Distribuidores están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el CENACE con respecto a la desconexión de carga.

Criterio OP- 57. En caso de la desconexión de carga automática por operación de un Esquema de Protección de Sistema o de un Esquema de Acción Remedial, los Transportistas y Distribuidores, deberán seguir las instrucciones del CENACE en lo referente a la reconexión de dicha carga afectada.

2.4.6. Soporte de reserva de potencia reactiva

Criterio OP- 58. El responsable de cada Central Eléctrica considerada dentro del MEM, debe mantener actualizada la información ante el CENACE, relacionada a los límites y características operativas de las unidades generadoras bajo su responsabilidad. En caso de que se realice cualquier modificación a dicha información, el representante y responsable de la Central Eléctrica debe notificar de inmediato al CENACE los nuevos límites y/o características.

a. CENACE

Criterio OP- 59. El CENACE, de acuerdo a los recursos disponibles, debe mantener un margen de reserva de potencia reactiva para que posterior a una contingencia sencilla no haya riesgo de colapso de tensión o salida en cascada de elementos.

Criterio OP- 60. En condiciones normales de operación y ante contingencia, el CENACE utilizará los recursos de potencia reactiva disponible, siendo una obligación de las entidades involucradas en la operación del SEN mantener en todo momento disponible la capacidad declarada.

Criterio OP- 61. El CENACE tendrá la responsabilidad de utilizar los condensadores síncronos disponibles, para ejercer el control de tensión a fin de mantener adecuados márgenes de reserva de potencia reactiva.

Criterio OP- 62. En condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla el CENACE podrá utilizar los recursos de potencia reactiva proporcionados por las unidades generadoras y los Compensadores Estáticos de VARs, manteniendo en todo momento el suficiente margen de reserva de potencia reactiva con la finalidad de tener capacidad de respuesta dinámica ante perturbaciones en la red eléctrica.

b. Generadores, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 63. Los Generadores, Transportistas y Distribuidores 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 sea requerido.

2.4.7. Restablecimiento en casos de contingencia

En el Procedimiento de Restablecimiento contenido en las Disposiciones Técnicas del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones operativas del SEN, ante la ocurrencia de un disturbio parcial o total, para recuperar en la medida de lo posible y de la disponibilidad de recursos, la condición de operación normal del SEN. Durante el procedimiento de restauración se buscará minimizar el tiempo de interrupción del suministro eléctrico de energía de los usuarios finales y/o el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos. Asimismo se buscará proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo la operación, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo.

a. CENACE

Criterio OP- 64. El CENACE, en coordinación con las entidades involucradas en la operación, deberá elaborar y revisar el plan correspondiente de restablecimiento de manera que en caso de sufrir un colapso total o parcial de éste, se pueda recuperar en forma ordenada, confiable y segura. El plan debe incluir instructivos y procedimientos operativos necesarios para cubrir condiciones de emergencia y la pérdida de canales de telecomunicación vitales.

Criterio OP- 65. El CENACE debe revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.

Criterio OP- 66. El CENACE es el responsable de la difusión del procedimiento de restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial, a las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 67. El CENACE elaborará 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.

Criterio OP- 68. 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 operando, con la

finalidad de aplicar estrategias operativas preventivas o correctivas que permitan mantener la integridad del SEN.

b. Generadores, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 69. Los Generadores, Transportistas y Distribuidores deben mantener actualizada la información técnica de sus elementos ante el CENACE, relacionada a lo establecido en los procedimientos de restablecimiento de la red eléctrica. En caso de que los Generadores realicen cualquier modificación a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al CENACE, a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.

Criterio OP- 70. Es obligación de los Generadores, Transportistas y Distribuidores cumplir en tiempo y forma con lo establecido en los procedimientos operativos emitidos por el CENACE.

Criterio OP- 71. Los Generadores, Transportistas y Distribuidores deben facilitar de manera oportuna la información técnica necesaria para que el CENACE pueda cumplir con la función de determinar y evaluar los estados operativos del SEN.

Criterio OP- 72. La RNT y las RGD deben ser operadas en condiciones de seguridad y Confiabilidad. Ante la ocurrencia de cualquier condición operativa anormal se deben de tomar acciones de control para restablecer la red dentro del estado de alerta o normal. Ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RDG, no deben presentarse desconexión no controlada ni colapso en el nivel de tensión.

Criterio OP- 73. Durante el proceso de restablecimiento, dependiendo del elemento fallado del SEN debe haber coordinación operativa entre Distribuidores, Transportista, Generadores y CENACE en el ámbito de las atribuciones de cada entidad apegándose a lo siguiente:

- a. Manual de coordinación operativa
- b. Operación de la red de baja tensión (atención a clientes)

2.4.8. Despacho de generación

En el Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad contenido en las Disposiciones Técnicas 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, por frecuencia por arriba de los valores permitidos o flujos en enlaces por arriba de los máximos operativos. También se establecen los criterios para proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo la operación y al personal operativo.

En el Procedimiento del Despacho de Generación se describen las actividades relacionadas al seguimiento de los programas de generación obtenidos mediante el software de Mercado de día en Adelanto y Mercado en Tiempo Real, cuya objetivo es asegurar una adecuada disponibilidad de energía y reservas para apoyar la operación del SEN.

Criterio OP- 74. En el Mercado en tiempo real se implementará el uso de programas de aplicación informáticas en tiempo real, para ejecutar el despacho económico y reasignación de

unidades por restricciones de Confiabilidad, el cual el CENACE utilizará para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

a. CENACE

Criterio OP- 75. El 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.

Criterio OP- 76. El CENACE elaborará el predespacho con una antelación suficiente, que permita asegurar la Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad operativa del SEN.

Criterio OP- 77. El CENACE supervisará en tiempo real que las unidades de Centrales Eléctricas mantengan su instrucción de despacho, siendo una obligación de las Centrales Eléctricas aplicarlo.

Criterio OP- 78. El 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 Centro de Carga.

Criterio OP- 79. La asignación y despacho de Unidades de las Centrales Eléctricas por parte del CENACE tendrá la finalidad de satisfacer la carga pronosticada incluyendo la provisión de reservas y servicios conexos al menor costo posible y cumpliendo con las restricciones operativas establecidas.

Criterio OP- 80. El servicio de apoyo de Potencia Reactiva para el control de tensión de la RNT y las RGD se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber Potencia Reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica y condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas de transmisión.

Criterio OP- 81. El CENACE podrá realizar la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes causados por cambios en los pronósticos de demanda, cambios en la disponibilidad de las Centrales Eléctricas u otros cambios en las condiciones del sistema.

Criterio OP- 82. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva y que forman parte de la RNT y de las RGD, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, etc., deberán estar a disponibilidad del CENACE para cuando se requieran conectar o desconectar o modificar sus características.

Criterio OP- 83. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán ser operados de manera constante como Reserva Reactiva Fija.

Criterio OP- 84. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica dinámica que forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución, como ejemplo, Compensadores Estáticos de Vars (Static Var Compensator, SVC), Compensador Estático Síncrono en Distribución (Distribution Static

Synchronous Compensator D-STATCOM), Restaurador de Voltaje Dinámico (Dynamic Var Restorer DVR), deberán ser operados de manera constante como Reserva Reactiva Dinámica.

Criterio OP- 85. La inyección, absorción y reserva de Potencia Reactiva para control de voltaje proporcionado por las unidades de las Centrales Eléctricas, son Servicios Conexos no incluidos en el MEM, por lo que se pagarán bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE con penalizaciones si no se siguen las instrucciones del operador del sistema aislado. Estos recursos serán considerados como parte de la Reserva Reactiva Dinámica.

Criterio OP- 86. El CENACE girará las instrucciones necesarias a las Centrales Eléctricas para que la ejecución del despacho se cumpla.

Criterio OP- 87. El CENACE debe asegurar que la reserva de generación requerida por el Control Automático de Generación (CAG) sea la suficiente para su adecuado funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Unidades de Central Eléctrica que participan en el CAG.

b. Generadores

Criterio OP- 88. Es obligación de los Generadores cumplir con el despacho que será instruido por el CENACE.

Criterio OP- 89. Los Generadores tienen la obligación de notificar de manera oportuna al CENACE, la identificación de riesgos operativos que hagan reducir la disponibilidad en las unidades generadoras.

Criterio OP- 90. Los Generadores deben reportar al CENACE cualquier incumplimiento del despacho que éste haya instruido.

Criterio OP- 91. Todas las Centrales Eléctricas incluyendo las intermitentes despachables y no despachables, deben ajustar su generación de conformidad con las instrucciones del CENACE y de acuerdo con las regulaciones, estándares y normas respectivas definidas por la CRE.

Criterio OP- 92. Es obligación de los Generadores proveer la información necesaria para que el CENACE lleve a cabo la ejecución del despacho adecuadamente.

Criterio OP- 93. Los Generadores están obligados 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.

Criterio OP- 94. Los Generadores sólo podrán sincronizarse al SEN previa autorización del CENACE.

Criterio OP- 95. Los Generadores no podrán modificar su generación por decisión propia, salvo que ocurran circunstancias que pongan en riesgo la seguridad e integridad de sus equipos.

Criterio OP- 96. Las unidades de Central Eléctrica que declaren la disponibilidad para participar en el CAG, deben dejar disponible al CENACE las señales necesarias para la telemetría (estados y mediciones analógicas), conforme a los requerimientos establecidos por el CENACE.

Criterio OP- 97. 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 que las unidades generadoras tengan el desempeño requerido por el CENACE.

c. Transportistas

Criterio OP- 98. Los Transportistas deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE la telemetría de potencia activa en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas y con redes eléctricas de otros países con las que se tenga conexión.

d. Distribuidores

Criterio OP- 99. Los Distribuidores deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE la telemetría de potencia activa en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas y con redes eléctricas de particulares con las que se tenga conexión con el MEM.

2.4.9. Coordinación, supervisión y control de la operación del sistema eléctrico (OP)

Para la operación segura del SEN, es necesario contar con sistemas de monitoreo en tiempo real, de acuerdo a los criterios al respecto, emitidos por el CENACE y sistema de protecciones acorde a las características particulares de cada segmento o elemento del SEN, por tal motivo, tanto Generador – Transportista – Distribuidor y los Usuarios Calificados, deben contar con una óptima coordinación de protecciones ante disturbios del sistema.

Lo que corresponde a las protecciones por baja frecuencia, bajo tensión, alto tensión, disparo automático de generación, potencia inversa y su temporización asociado es facultad y responsabilidad del CENACE dictar la política de ajuste y vigilar su cumplimiento.

Lo referente a la coordinación de protecciones de conjuntos generador-transformador-líneas-subestaciones, donde sea necesaria la interacción entre diferentes participantes del mercado, se deberán acordar, entre ellos, de manera colegiada, los esquemas de protecciones acordes a las características y necesidades particulares de cada elemento o segmento del SEN, apoyándose con los canales de comunicaciones y esquemas auxiliares para la correcta operación de los esquemas de protección. Las coordinaciones de protecciones acordadas e implementadas se deben hacer del conocimiento del CENACE para vigilar su cumplimiento y evaluar la Confiabilidad del SEN.

La coordinación de protecciones aplicables a las RNT y RGD hacia el interior del proceso y que no sea necesario la participación de dos o más Participantes del Mercado, deberán diseñarse y ajustarse de tal manera que para la ocurrencia de falla de algún elemento de la RNT o de la RGD no cause la salida descontrolada de elementos adicionales fuera de la zona de operación de protecciones y será responsabilidad del transportista o el distribuidor su aplicación y vigilancia.

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 centros de control, considerando al CENACE, 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.

La comunicación operativa debe hacerse en base al Manual de Coordinación Operativa. Es responsabilidad del Operador del centro de control de la RNT, RGD, CCG, RDC informar oportunamente al Operador del CENACE de manera verbal los eventos relacionados con la Operación de la red eléctrica bajo su responsabilidad (bajo cualquier Estado Operativo del SEN).

En el Manual de Coordinación Operativa se definirán los siguientes aspectos:

- a. Los lineamientos que debe cumplir el personal de los centros de control del CENACE, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado 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 en el Control Operativo del SEN y Operación del MEM,
- 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,
- 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, así como la compatibilidad informática de acuerdo a la documentación aplicable,
- 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, Generadores, Entidades Responsables de Carga y los centros de control del CENACE,
- f. La reglamentación a la que deben sujetarse todos los Generadores conectados al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso de la red eléctrica,
- 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
- 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 condiciones normales y de emergencia.

a. CENACE

Criterio OP- 100. El CENACE supervisará 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.

Criterio OP- 101. El CENACE debe aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 102. El CENACE emitirá instrucciones a los Transportistas asociadas con el control físico, siendo una obligación de éstos acatarlas y ejecutarlas de inmediato. Asimismo los Transportistas reportarán a la brevedad cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad.

Criterio OP- 103. El CENACE emitirá instrucciones a las Centrales Eléctricas asociadas al control físico, siendo una obligación de éstas acatarlas y ejecutarlas de inmediato, asimismo la Central Eléctrica reportará a la brevedad cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad.

b. Generadores

Criterio OP- 104. Los Generadores deben enviar la información que requiera el 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.

Criterio OP- 105. Los Generadores deben seguir las instrucciones que emita el CENACE, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 106. Los Generadores deben aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 107. Es responsabilidad de los Generadores poner a disposición del CENACE, los medios de comunicación que permitan ejercer el control operativo y la medición para liquidación, asimismo es responsabilidad de los mismos mantener la disponibilidad, calidad y confiabilidad de servicio requerida por el CENACE.

c. Distribuidores y Transportistas

Criterio OP- 108. Los Distribuidores y los Transportistas deben enviar la información 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.

Criterio OP- 109. Los Distribuidores y los Transportistas deben acatar las instrucciones que gire el CENACE, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 110. Los Distribuidores los Transportistas deben aplicar los siguientes procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación:

- a. Manual de coordinación operativa
- b. Documento Normativo que establece fronteras y responsabilidad operativa entre las Zonas de Operación de Transmisión y los Centros de Control de Distribución

Criterio OP- 111. Es responsabilidad de los Distribuidores y de los Transportistas poner a disposición del CENACE los medios de comunicación que permitan ejercer el control operativo, asimismo es responsabilidad de los mismos mantener la disponibilidad y Confiabilidad requerida por el CENACE.

2.4.10. Coordinación de los programas de mantenimiento

En el Procedimiento para Administración de Licencias se describen las actividades que se deben llevar a cabo con el fin de administrar las licencias para trabajos de puesta en servicio, modificaciones, mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura que conforma el SEN, cumpliendo con la normatividad y lineamientos vigentes, para mantener la integridad y Confiabilidad del mismo.

Para aquellas RGD que no pertenezcan al MEM, el Manual de Programación de Mantenimientos de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM establecerá los criterios para los trabajos de mantenimiento, mejoras y operación.

Criterio OP- 112. Las salidas de operación de los elementos del SEN que no se encuentren consideradas en el programa de mantenimientos conciliado con el CENACE, serán consideradas como salidas no programadas y consideradas como de emergencia.

Criterio OP- 113. El trámite de la ejecución de los programas de mantenimiento se hará conforme a lo establecido en el proceso de Administración de Licencias definido por el CENACE y en el Manual de Coordinación Operativa.

a. CENACE

Criterio OP- 114. El CENACE tendrá la facultad de no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y las unidades generadoras participantes en el MEM, aun cuando la salida haya estado considerada en el programa de mantenimientos, dicha condición aplicará cuando el CENACE identifique riesgos operativos que afecten la integridad del SEN

b. Generadores, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 115. Los Generadores, 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.

Criterio OP- 116. Cuando el mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de Continuidad y de Calidad de servicio que la propia legislación establece, se deben identificar los proyectos de mejora y modernización necesarios de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 1 del presente documento

Criterio OP- 117. Los Distribuidores responsables de mantener los activos que conforman las RGD que no pertenezcan al MEM, están obligados a seguir los lineamientos establecidos en el Manual de Programación de Mantenimientos de las RGD que no pertenecen al MEM,

permitiendo asegurar que el suministro y distribución de la energía eléctrica se mantenga con niveles aceptables de Calidad, Confiabilidad y Continuidad.

Criterio OP- 118. El Manual de Programación de Mantenimientos de las RGD que no pertenezcan al MEM establecerá los lineamientos para elaborar los programas de mantenimiento a las líneas de distribución en Alta, Media y Baja tensión, así como subestaciones y equipo de comunicación, de radiofrecuencia y red de fibra óptica, entre otros.

Criterio OP- 119. El Distribuidor establecerá el programa de mantenimiento de la infraestructura eléctrica que integra la 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.

Criterio OP- 120. Dentro de la gestión de mantenimiento, los Distribuidores deberán reportar periódicamente a la CRE el avance de mantenimiento de los activos que conformen las RGD dividido por instalaciones eléctricas de: Líneas de Distribución en Alta Tensión, Subestaciones de Distribución, Líneas de Distribución en Media Tensión, Redes de Distribución de Baja Tensión, Equipos de Comunicación, de Radiofrecuencia, Control Supervisorio y Red de Fibra Óptica. Los Distribuidores deben reportar el avance de mantenimiento de manera trimestral y anual ante la CRE en el formato múltiple para reporte de avance de actividades, desglosando por instalación.

Criterio OP- 121. Los Distribuidores deberán implementar un “Sistema de Administración de Indicadores” que contenga las actividades que permitan conocer, corregir y mantener el grado de cumplimiento de las RGD con las condiciones del correcto funcionamiento.

Criterio OP- 122. Cuando el mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de continuidad y de calidad de servicio establecidos en el presente Código de Red, el Distribuidor podrá proponer y ejecutar los proyectos de mejora y modernización necesarios.

Criterio OP- 123. Cuando las actividades de mantenimiento requieran cortar el suministro de energía a los usuarios Finales, los Distribuidores deberán de dar aviso a los Suministradores, apegados a las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico.

2.4.11. Disponibilidad de elementos de transmisión

Criterio OP- 124. Los elementos considerados en la evaluación de la disponibilidad incluirán, mas no se limitarán a los siguientes:

- a. Líneas de transmisión en 230 kV y 400 kV
- b. Circuitos de 230 kV y 400 kV
- c. Subestaciones de Transformación
- d. Autotransformadores
- e. Equipos de compensación reactiva

Criterio OP- 125. Para la evaluación de la Disponibilidad de los elementos eléctricos de la RNT se considerarán dos tipos de indisponibilidad: indisponibilidad parcial, en la que un elemento de transmisión reduce su capacidad nominal sin salir completamente de servicio; e indisponibilidad total, en la que un elemento de transmisión sale completamente de servicio.

Criterio OP- 126. Los Transportistas 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. No se considerarán los siguientes casos para evaluar la disponibilidad de un elemento:

- a. Cuando la duración de la interrupción sea menor a 1 minuto.
- b. Cuando el elemento deba salir de operación por cuestión de mantenimiento programado o por construcción.
- c. Por causas imputables a elementos propiedad de Generadores, Centros de Carga y/o Distribuidores.
- d. En casos de Fuerza Mayor.
- e. Cuando sea necesario desenergizar el elemento bajo Estado Operativo de Alerta o Estado Operativo de Emergencia.

2.4.12. Certificación de operadores

a. CENACE

Criterio OP- 127. El CENACE será el encargado de certificar a los Operadores y Participantes del Mercado en caso de acreditar los conocimientos o la experiencia requerida, establecidos en el Manual de Certificación de Operadores y Participantes del Mercado.

2.4.13. Calidad de la energía

a. Generadores

Criterio OP- 128. Todos las Centrales Eléctricas a interconectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites de los parámetros de Calidad de Energía enlistados, de conformidad con el apartado de Calidad de Energía de los Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas:

- a. Armónicas e Interarmónicas (individual y total) de Tensión y Corriente.
- b. Desbalance de Tensión y Corriente.
- c. Variaciones de Tensión.
- d. Severidad del parpadeo.
- e. Variaciones rápidas en la Tensión.
- f. Inyección de Corriente Directa.

b. Distribuidores

Criterio OP- 129. Los Distribuidores están obligados a medir los parámetros de calidad de la energía en los buses de media tensión, conforme a lo definido en las 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.

c. Centros de Carga

Criterio OP- 130. Para la medición de la Calidad de Energía, los Centros de Carga especiales e integrantes del MEM, deben tener instalados en los puntos de conexión Medidores Multifunción con funciones disponibles y configuradas para medir al menos los siguientes parámetros de Calidad de Energía:

- a. Armónicas de corriente total e individual (hasta la 50^{va}).
- b. Parpadeo (flicker).
- c. Desbalance de corriente.

Criterio OP- 131. El funcionamiento y operación de los equipos de los Centros de Carga no deben causar disturbios en el Sistema de Distribución que rebasen los límites permitidos establecidos en los requerimientos técnicos para conexión de centros de carga: niveles armónicos, variaciones periódicas de amplitud de la tensión (parpadeo o flicker), variaciones de tensión y desbalance de corriente.

Criterio OP- 132. Los Centros de Carga deben mantener los límites de corriente armónicas de conformidad con lo establecido en el Procedimiento para la evaluación de los niveles armónicos en los Centros de Carga.

Criterio OP- 133. El desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de conexión de los Centros de Carga, debe ser de conformidad con los Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga.

Criterio OP- 134. 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 (parpadeo o flicker) y desbalance de corriente de conformidad con el apartado de Calidad de energía de los requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga.

3. Criterios de interconexión para generadores (INTG)

3.1. Objetivo

El propósito de estos Criterios es contar con un documento normativo que describa y defina los requerimientos técnicos para cualquier tipo de Central Eléctrica a interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional, que permita asegurar la Confiabilidad, seguridad, Custentabilidad y Continuidad del suministro de energía en el SEN.

De igual forma, los criterios de interconexión definen las obligaciones para garantizar que el CENACE haga uso adecuado de las capacidades de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria.

3.2. Alcance y aplicación

Los Criterios Generales de Interconexión y el Manual de Requerimientos técnicos para la interconexión serán aplicables a las nuevas Centrales Eléctricas que sean representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo los términos de la Ley de la Industria Eléctrica.

El Manual no se aplicará a:

- a. Las Centrales Eléctricas que no se interconecten a la RNT o a las RGD del Sistema Interconectado Nacional, Sistema Baja California, Sistema Baja California Sur o Sistema Interconectado Mulegé;
- b. Las Centrales Eléctricas que por diseño y función operen como Plantas de Emergencia;
- c. Las Centrales Eléctricas que no tienen un punto de interconexión permanente (Generadores Móviles) y son utilizados por el CENACE para proporcionar energía temporalmente cuando la capacidad de la red normal está indisponible total o parcialmente.

Los Criterios generales establecidos en este Capítulo son complementados por el Manual de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional contenido en las Disposiciones Técnicas del Código de Red.

3.3. Requerimientos para la interconexión

Criterio INTG - 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 Manual de Interconexión.

Criterio INTG - 2 . Los requerimientos de interconexión serán aplicables o referidos al Punto de Interconexión, a menos que un requerimiento específico indique lo contrario.

Criterio INTG - 3 . Las Centrales Eléctricas Existentes no estarán sujetas a los requerimientos de los criterios del Código de Red, excepto en los casos en los que una Central Eléctrica:

incremente su capacidad de generación, se modifique de tal forma que su contrato de interconexión deba ser revisado sustancialmente, o si cambia o adiciona un Punto de Interconexión, de conformidad con el procedimiento establecido en el Manual de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional.

Criterio INTG - 4 . Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de frecuencia:

- a. Rangos de frecuencia,
- b. Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia,
- c. Respuesta ante baja y alta frecuencia,
- d. Condiciones de potencia activa ante cambios de frecuencia
- e. Limitación total o parcial de potencia activa a solicitud del CENACE
- f. Condiciones para la reconexión automática
- g. Controlabilidad de potencia activa
- h. Controles primarios de frecuencia
- i. Desconexión ante baja frecuencia
- j. Control secundario de frecuencia
- k. Monitoreo de tiempo real del control primario de frecuencia

Criterio INTG - 5 . Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de tensión:

- a. Rangos de tensión del punto de interconexión y tiempo de operación
- b. Capacidad de potencia reactiva
- c. Sistemas de control de tensión
- d. Respuesta de corriente ante fallas simétricas y asimétricas
- e. Modos de control de potencia reactiva
- f. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia

Criterio INTG - 6 . Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con el comportamiento de las Centrales Eléctricas en condiciones dinámicas o de falla:

- a. Respuesta ante fallas,
- b. Estabilidad en estado estable,
- c. Recierres monopolares y tripolares,
- d. Recuperación de potencia activa post falla,
- e. Especificaciones de la respuesta de potencia activa post falla

Criterio INTG - 7 . Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la restauración del SEN:

- a. Reconexión después de un evento
- b. Arranque negro
- c. Operación en isla, y
- d. Resincronización

Criterio INTG - 8 . Las Centrales Eléctricas, según su clasificación, deben cumplir con los siguientes requerimientos generales de administración del SEN:

- a. Esquemas de control y ajustes,

-
- b. Esquemas de protección y ajustes,
 - c. Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema,
 - d. Prioridad de protección y control,
 - e. Intercambio de información,
 - f. Tasas de cambio de potencia activa,
 - g. Pérdida de estabilidad o control angular,
 - h. Instrumentación,
 - i. Modelos de simulación,
 - j. Equipos para operación o seguridad del sistema,
 - k. Métodos de aterrizamiento del neutro,
 - l. Sincronización de Centrales Eléctricas

Criterio INTG - 9 . 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:

- 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

Criterio INTG - 10 . 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 interconexión.

Criterio INTG - 11 . En el Manual de Interconexión se definirán los arreglos transicionales para la interconexión de Tecnologías emergentes

4. Criterios de conexión de Centros de Carga (CONE)

4.1. Objetivo

Establecer los criterios generales que deben cumplir los Centros de Carga que deseen conectarse al SEN a fin de garantizar el correcto funcionamiento de la red eléctrica en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad.

4.2. Alcance y aplicación

Los Criterios de Conexión son de observancia obligatoria para todos los Centros de Carga conectados en Media y Alta tensión y en los Puntos de transición entre Media y Alta tensión, de conformidad con las definiciones establecidas en el Reglamento de la LIE.

Los Criterios generales establecidos en este Capítulo son complementados por el Manual de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN.

4.3. Criterios para la conexión

En el Manual de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga se establecen los requerimientos técnicos de tensión, frecuencia, niveles de corto circuito, coordinación de protecciones, potencia reactiva que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al SEN, para garantizar la Confiabilidad, Continuidad, Calidad y sustentabilidad del SEN y del suministro eléctrico, tomando en cuenta los efectos que representa la conexión de los Centros de Carga al SEN.

Criterio CONE - 1. Los requerimientos de conexión serán aplicables o referidos al Punto de Conexión, a menos que un requerimiento específico indique lo contrario.

Criterio CONE - 2. Los Centros de Carga deben soportar variaciones de tensión dentro de los rangos máximos y mínimos establecidos en el Manual de Conexión de Centros de Carga, de acuerdo al nivel de tensión nominal y continuar conectados de manera permanente a la RNT o a las RGD, según sea el caso.

Criterio CONE - 3. Los Centros de Carga deben soportar variaciones de tensión temporal durante al menos 20 minutos, fuera de los rangos máximos mínimos establecidos en el Manual de Conexión para cada nivel de tensión nominal y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, según sea el caso

Criterio CONE - 4. Los Centros de Carga deben ser capaces de soportar las variaciones de frecuencia máxima y mínima establecidas en el Manual de Conexión y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, según sea el caso.

Criterio CONE - 5. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los esquemas de protección de los Centros de Carga y los puntos de transición entre alta y media tensión, se deben utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de conexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE.

Criterio CONE - 6. Los Centros de Carga deben cumplir con los valores requeridos de factor de potencia por parte del CENACE y los Distribuidores, para la medición y el control de la potencia reactiva que inyectan y consumen de acuerdo con el Manual de Conexión.

Criterio CONE - 7. La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características y puesta en marcha serán establecidos en el Manual de Conexión. En este documento se establecerán las condiciones para el ajuste de los esquemas de protección, los tiempos máximos de liberación de fallas y las protecciones de respaldo.

Criterio CONE - 8. El CENACE debe establecer las características del Registro de Instrucciones de Despacho y los Recursos de Demanda Controlable. Los Centros de Carga correspondientes deben contar con la capacidad para recibir dichas instrucciones.

Criterio CONE - 9. El CENACE definirá las características del intercambio de información de acuerdo a protocolos de comunicación, definición de las características de los equipos, medios de comunicación requeridos y responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos.

Criterio CONE - 10. Respecto a la Calidad de la energía, el Manual de Conexión establece los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a la distorsión armónica en corrientes, parpadeo (flicker), desbalance de corriente y variaciones de tensión.

Criterio CONE - 11. Los modelos de simulación y la información que el CENACE solicite a Centros de Carga especiales a fin de realizar las simulaciones pertinentes, serán establecidos en el Manual de Conexión.

Criterio CONE - 12. El CENACE determinará el contenido y el formato de los modelos de simulación o información equivalente de las Cargas Especiales que por sus características, tengan potenciales impactos en la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro eléctrico.

5. Criterios de medición y monitoreo del SEN (MED)

5.1. Objetivo

Establecer los criterios de la medición y monitoreo en tiempo real (SCADA) para el control de la RNT, RGD y los Participantes del Mercado de acuerdo sus características de conexión o interconexión. Asimismo, estos criterios establecen las características con las que deben de contar los equipos de medición y monitoreo para la entrega de información de liquidación al CENACE.

5.2. Alcance y aplicación

El presente capítulo hace referencia a la adquisición de datos de Tiempo Real (SCADA), con alcance a los equipos de medición de los Transportistas, Distribuidores y de los Participantes del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión, así como todos sus componentes necesarios para garantizar la obtención de la medición con las características que se definen en los manuales correspondientes pertenecientes a las Disposiciones Operativas del Mercado.

Para efectos de este capítulo los datos de medición y monitoreo en tiempo real son aquellos que se obtienen de los Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), que son utilizados para conocer en forma instantánea el estado operativo actual del SEN. La medición de liquidación o facturación, en cambio, se obtiene en forma diferida de los medidores Multifunción y permite conocer los perfiles de carga de los Integrantes de la Industria Eléctrica durante el periodo de facturación. En caso de disturbios en el SEN, se podrá obtener la información de los eventos en tiempo real que se requieran.

5.3. Medición y monitoreo

Criterio MED - 1. El CENACE 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 y no más participantes, la definición de fronteras y la ubicación de la medición para facturación debe permitir el cálculo del balance de energía para:

- a. Centrales Eléctricas.
- b. Servicios auxiliares de las Centrales Eléctricas.
- c. Red Nacional de Transmisión.
- d. Redes Generales de Distribución.
- e. Centro de Carga perteneciente a un participante del Mercado Eléctrico Mayorista.

Criterio MED - 2. Cada punto de medición será identificado por un código único permanente el cual le será asignado por el CENACE, no se reconocerá para ningún efecto aquel punto de medición que no esté registrado ante el CENACE y le haya sido asignado un código.

Criterio MED - 3. Cada punto de medición debe contar con dos medidores, uno de los cuales se declarará como el medidor principal y el otro de respaldo. Los medidores deben de tener la capacidad de medir en un punto determinado el flujo de energía en ambos sentidos (bidireccional), almacenando los datos de medición en forma separada.

Criterio MED - 4. Toda medición debe contar con un sistema de sincronización del reloj del medidor con un patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión como un GPS o similar.

Criterio MED - 5. El registro ante el CENACE del esquema de medición se realizará siempre y cuando cumpla satisfactoriamente con todo lo establecido en el manual correspondiente de las Disposiciones Operativas del Mercado.

Criterio MED - 6. El CENACE deberá de contar con un sistema de gestión en tiempo real de los medidores y de los sellos instalados en los equipos de medición, blocks de pruebas y transformadores de instrumento de las centrales eléctricas y las cargas integrantes de la Industria Eléctrica.

5.3.1. Adquisición de datos en tiempo real (SCADA)

Criterio MED - 7. Para asegurar la Calidad de la medición debe considerarse los siguientes requisitos:

- a. Visibilidad de la telemetría.
- b. Supervisión de Desempeño, garantizando la exactitud y validez de sus valores, y asegurar precisión de los mismos.
- c. Rapidez de telemetría directa en los tiempos establecidos en el Manual de Disposiciones Operativas del Mercado correspondiente.
- d. 2 segundos máximo desde el RIG (dispositivos de comunicación y control en tiempo real de los PM, a través de los cuales se envían los valores de telemetría) hasta el CENACE.
- e. 2 segundos Máximo desde el RIG hasta el controlador del gobernador.
- f. Desde el CENACE hasta el Controlador de Unidad de generación y retorno no debe exceder los 8 segundos.
- g. Tener un error máximo de 0.1% en las mediciones analógicas.
- h. Tener un error máximo de 1 milisegundo en la estampa de tiempo.
- i. Los voltajes de 400 kV se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 1 kV.
- j. Los voltajes de 230 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.5 Kv.
- k. Los voltajes de 115 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.25 kV.
- l. Para voltajes de 34.5 y 23.9 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 100 volts
- m. Para voltaje de 13.8 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 50 volts
- n. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 HZ
- o. Enviarse en forma directa al Centro de Control que defina el CENACE, y en dicha entrega de medición considerar:
- p. La comparación de tensiones se realizara 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.

-
- q. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 Hz.

Criterio MED - 8. La entrega de las mediciones de los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben estar respaldadas por TICs (Tecnologías de Información y Comunicaciones-y Servicios Auxiliares), cuyo diseño proporcione una disponibilidad, desempeño y Alta confiabilidad.

Criterio MED - 9. Requerimientos de TICs, RIGs y Servicios Auxiliares para PM interconectados en redes a partir de 69kVs:

- a. Servidores de Aplicación con fuentes de poder redundantes.
- b. Bases de Datos con respaldo para pronta recuperación de información.
- c. Servidores de Adquisición de Datos con pares redundantes para garantía de la continuidad donde el CENACE lo requiera para sus funciones.
- d. Canales de comunicación directos, dedicados desde el participante hasta al Centro de Control, con las características y funcionalidades que considere el CENACE, y hacia los Centros de Control indicados por el mismo, contemplando respaldo de comunicación a través de medios independientes.
- e. Equipos de Medición con pares redundantes y respaldo para mantener la continuidad de servicio.
- f. Centrales Eléctricas de respaldo y Servicios Auxiliares del PM para garantizar la entrega de medición.
- g. Protocolos entre RIG y CENACE que deberán ajustarse a necesidades de Tipo Maestra-Esclava con capacidades de respuestas de RIG a preguntas de la SCADA así como también a envío de información del RIG por demanda, o bien, protocolos seguros entre Centros de Control para intercambio de información.

Criterio MED - 10. El CENACE deberá evaluar dependiendo del PM y la importancia para MEM los requerimientos adicionales o exenciones según fuera el caso, para lo cual la CRE dará una resolución.

Para asegurar la confiabilidad en la medición se deberá cumplir con:

- a. La medición de MW y 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.
- b. La medición de MW y 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.
- c. La medición de MW, MVAR y AMP de Unidades Generadoras, Autotransformadores, 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.
- d. La medición de MW, MVAR y AMP de Unidades Generadoras, Autotransformadores, 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 ó mayor al 50% de su capacidad nominal en MVA.

-
- e. La medición de AMP 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 Amp.
 - f. La medición de AMP 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 ó mayor a 10 Amp.
 - g. En mediciones de temperatura se aceptarán desviaciones máximas de 1 grado centígrado.
 - h. 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.

5.4. Procedimientos para pruebas

5.4.1. Pruebas de medición de facturación

Criterio MED - 11. El sistema de medición para facturación debe ser certificado por una unidad de verificación aprobada por la CRE.

Criterio MED - 12. A todo sistema de medición se le realizará una verificación inicial al ser instalado por primera vez, a través de una Unidad de Verificación aprobada por la CRE. Posteriormente podrán realizarse más verificaciones la cuales pueden ser programadas o no programadas, y el periodo de verificación entre una y otra no debe ser mayor a un año.

Criterio MED - 13. Los Transportistas y Distribuidores podrán efectuar la verificación de sistemas de medición de los participantes del mercado eléctrico en el ámbito de su influencia, con base en un programa anual establecido, sin limitar el número de inspecciones que sean necesarias para el aseguramiento de la medición, dando aviso al CENACE y al Participante del Mercado en los tiempos definidos en el Manual de disposiciones operativas de las Bases del Mercado Eléctrico.

Criterio MED - 14. Se debe notificar al CENACE y al PM del resultado de las pruebas y en los casos en los que el sistema de medición no cumpla con lo establecido, se debe notificar en un lapso no mayor a 2 días a la CRE para que coordine a la Entidad Verificadora correspondiente y efectúe los trabajos de acuerdo a sus alcances y atribuciones.

Criterio MED - 15. Para los suministros que no participan en el Mercado Eléctrico Mayorista se debe aplicar lo dispuesto en el Manual de Verificación de Sistemas de Medición.

Criterio MED - 16. El costo de cada verificación realizada por una Entidad Verificadora será cubierto por el propietario del medidor, salvo en los casos en que se incurra en lo dispuesto en el artículo 165, sección VI, inciso b) de la Ley de la Industria Eléctrica, en cuyo caso el costo será cubierto por el Usuario Final. El costo de las verificaciones realizadas por Transportistas y Distribuidores será con cargo al CENACE como parte de un servicio, siempre y cuando la verificación corresponda al programa anual establecido por estas entidades, para los casos de verificaciones no programadas, el costo será absorbido por los gastos de operación de transportistas y distribuidores.

Criterio MED - 17. Cuando un sistema de medición no cumpla con las especificaciones dispuestas en el Manual de Verificación de Sistemas de Medición, como resultado de la inspección realizada por una Entidad verificadora, debe programarse su corrección conforme a lo establecido en el manual de Medición para liquidaciones de las disposiciones operativas de las bases del mercado eléctrico. Para los suministros que no participan en el Mercado Eléctrico Mayorista y que fueron verificados por transportistas o distribuidores, deberán aplicarse los criterios adecuados para el tratamiento de servicios con anomalía que requieren ajuste a la facturación, en cuyo caso el tiempo para normalizar el sistema de medición y corregir la anomalía detectada no debe ser mayor a 30 días.

5.4.2. Pruebas de datos en tiempo real (SCADA).

Criterio MED - 18. Los procedimientos de pruebas para aceptación de puntos en el proceso de entrega recepción de variables y estados de elementos como Unidades Generadoras, protecciones, interruptores, cuchillas, controles en subestaciones y controles de CAG, alarmas, mediciones instantáneas, y mediciones acumuladas, et. deben basarse en la norma o procedimiento que establezca el CENACE.

Criterio MED - 19. Los procedimientos de evaluación de calidad de las mediciones analógicas deben de basarse en los lineamientos que establezca el CENACE.

6. Criterios generales de Interoperabilidad y Seguridad Informática (ISI)

6.1. Objetivo

Con el fin de mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Sustentabilidad o seguridad del SEN, la LIE establece como una herramienta para el logro de dichos objetivos, la implementación de la Red Eléctrica Inteligente (REI), la cual prevé la integración de tecnologías de información y comunicaciones (TIC) en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN.

En este sentido, los elementos que forman parte del SEN y que contienen TIC deben utilizar arquitecturas y tecnologías basadas en estándares abiertos, que permitan la Interoperabilidad y el máximo aprovechamiento de su potencial. Adicionalmente el uso cada vez mayor de estos elementos tiene como consecuencia natural el aumento de posibilidades de amenazas informáticas que pudieran causar disturbios en el funcionamiento adecuado del SEN.

Por estos motivos, y atendiendo los aspectos que se deben observar en el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes establecidos en el PRODESEN, el presente capítulo tiene los siguientes objetivos:

- a. Establecer los criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan TIC bajo un marco que promueva e impulse la Interoperabilidad de éstos, a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa de la Red Eléctrica.
- b. Establecer los criterios generales para la administración de la Seguridad Informática que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas a la seguridad de la información derivada del aumento en el uso de TIC, así como disminuir el impacto de eventos adversos de dicha naturaleza, que potencialmente podrían afectar la operación confiable del SEN.

6.2. Alcance y aplicación

La aplicación de los criterios generales contenidos en este capítulo corresponde a los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas del SEN que incluyen componentes de TIC.

6.3. Implementación y desarrollo

Criterio ISI - 1. Los criterios deben de implementarse por los Integrantes de la Industria Eléctrica considerando principalmente el desarrollo de acciones para asegurar:

- a. La Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación del SEN que cuenten con TIC, y
- b. La Seguridad de Informática del SEN.

Criterio ISI - 2. Las acciones en materia de Seguridad Informática deben estar en armonía con los criterios de Interoperabilidad y ambos a su vez, con los criterios de eficiencia,

Confiabilidad, Calidad, Continuidad, Sustentabilidad y seguridad del SEN establecidos en el presente Código y las disposiciones técnicas del SEN que en su caso, establezca la CRE.

Criterio ISI - 3. En el desarrollo de los criterios de Interoperabilidad y Seguridad Informática, los Integrantes de la Industria Eléctrica deben considerar los principios generales siguientes:

- a. Confidencialidad: Deben proteger su Infraestructura de TIC para la no divulgación de datos o información a terceros o sistemas no autorizados;
- b. Conservación: Serán responsables de conservar y mantener en condiciones adecuadas de operación su Infraestructura de TIC, para asegurar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de datos e información compartida;
- c. Disponibilidad de datos e información: Serán responsables de que la información o datos de su Infraestructura de TIC sean accesibles y utilizables por los usuarios o procesos autorizados cuando lo requieran, y en su caso, tener la capacidad de recuperar la información en el momento que se necesite;
- d. Equilibrio: Deben asegurar que su Infraestructura de TIC mantenga un balance entre los aspectos de seguridad de los datos e información y los accesos a los mismos, de forma que no sea un obstáculo para la Interoperabilidad;
- e. Integración con sistemas previamente instalados: Deben promover, cuando sea factible, la Interoperabilidad con la Infraestructura de TIC previamente instalada;
- f. Integridad: En su caso, serán responsables de comprobar la validez y consistencia de los datos e información compartida entre Infraestructuras de TIC;
- 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, y
- h. Autenticación: Serán responsables de implementar y administrar los mecanismos de autenticación, señalados por el CENACE, que garanticen su identidad para efectos de obtener o entregar información.

6.4. Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con tecnologías de la información y comunicación

Criterio ISI - 4. Los Integrantes de la Industria Eléctrica deben utilizar para los sistemas de medición, monitoreo y operación con TIC de los cuales son responsables, estándares o normas nacionales o internacionales, los cuales deben tener, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes características:

- a. Ser un estándar cuya utilización no suponga una dificultad de acceso al estar disponible bajo términos justos, razonables y no discriminatorios;
- b. Que su uso y aplicación no esté condicionada al pago de un derecho de propiedad intelectual o industrial;
- c. Ser estable y maduro a nivel industrial;
- d. Ser aceptados nacional o internacionalmente para el uso en la Red Eléctrica;
- e. Ser desarrollado y adoptado internacionalmente, si es que resulta práctico, y adaptado al entorno mexicano, si es que se encuentra disponible;
- f. Estar soportados por una organización desarrolladora de estándares o una organización emisora de estándares, para asegurar que son revisados de manera

periódica y mejorados para adaptarse a requerimientos cambiantes, cuando sea práctico, y

- g. Adoptar procesos de Seguridad de la Información conforme a lo que establece la sección siguiente.

6.5. Seguridad Informática del SEN

Criterio ISI - 5. Los Integrantes de la Industria Eléctrica que sean dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, deben observar en lo conducente el “Acuerdo que tiene por objeto emitir las políticas y disposiciones para la Estrategia Digital Nacional, en materia de tecnologías de la información y comunicaciones, así como establecer el manual Administrativo de Aplicación General en esa materia y en la de Seguridad de la Información”, emitido por la Secretaría de la Función Pública.

Criterio ISI - 6. Los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben observar, implementar y operar mecanismos de Seguridad Informática para la Infraestructura de TIC del SEN de la cual sean responsables, conforme a las 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.

Criterio ISI - 7. Los mecanismos de Seguridad Informática para la Infraestructura de TIC, deben cumplir con las características siguientes:

- a. Establecer, operar y mantener un modelo de gestión de Seguridad de la Información;
- b. Efectuar la identificación de infraestructuras críticas y activos clave del SEN a su cargo y elaborar un catálogo respectivo;
- c. Establecer los mecanismos de administración de riesgos que permitan identificar, analizar, evaluar, atender y monitorear los riesgos de incidentes de ataques o intrusiones a los sistemas de información;
- d. Establecer un sistema de gestión de seguridad de la Infraestructura de TIC que proteja la infraestructura crítica y activos clave con el fin de preservar la operación confiable del SEN;
- e. Establecer mecanismos de respuesta inmediata a incidentes de ataques o intrusiones a los sistemas de información;
- f. Vigilar los mecanismos establecidos y el desempeño del sistema de gestión de seguridad de la Infraestructura de TIC, a fin de prever desviaciones y mantener una mejora continua, y
- g. Fomentar una cultura de Seguridad Informática en los Integrantes de la Industria Eléctrica.

6.6. Responsabilidades en materia de Interoperabilidad y seguridad de la información

Criterio ISI - 8. Los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas del SEN que cuenten con TIC deben:

-
- a. Observar y aplicar los documentos técnicos 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.
 - b. Asegurar que los sistemas a su cargo se mantengan actualizados con respecto a los procesos de administración de Seguridad Informática conforme a las disposiciones generales que, en su caso, emita la CRE en concordancia con lo establecido por las de la Administración Pública Federal responsables en la materia.

Criterio ISI - 9. La CRE, en términos del artículo 132 de la LIE, siendo responsable de regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización de las obligaciones en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN, y con el fin de lograr la Interoperabilidad entre los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN que permitan mejorar su eficiencia y habilitar la transición hacia una REI, así como mantener un estado de Seguridad Informática que mejore la Confiabilidad del SEN, emitirá, en su caso:

- a. Documentos técnicos o catálogos de estándares aprobados en materia de Interoperabilidad para los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de la Red Eléctrica con TIC;
- b. Disposiciones generales sobre los procesos de administración de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC de los sistemas del SEN en concordancia con lo establecido por las entidades de la Administración Pública Federal responsables en la materia.

7. Criterios aplicables a Sistemas eléctricamente aislados (SEA)

7.1. Objetivo

Establecer los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad, que deben ser observados durante la operación de sistemas eléctricamente aislados, con el objeto de maximizar su operación en Estado Normal y minimizar el riesgo de daño a equipo durante la operación.

7.2. Alcance y aplicación

Los Criterios que se establecen en este Capítulo serán aplicables a los Sistemas que se encuentran eléctricamente aislados.

7.3. Criterios mínimos de operación de sistemas aislados

7.3.1. Procedimientos operativos

Criterio SEA - 1. El Operador del sistema aislado coordinará de forma integrada la operación de las instalaciones de generación y transmisión con el despacho de carga en tiempo real, atendiendo la demanda horaria en forma segura, confiable y a costo mínimo.

Criterio SEA - 2. El Operador del sistema aislado garantizará la operación confiable y segura del SEN por medio del uso adecuado de la generación, suministro y administración de los recursos de potencia reactiva.

Criterio SEA - 3. El Operador del sistema aislado coordinará los recursos de generación, márgenes de reserva, demanda controlable y esquemas remediales de manera eficiente, confiable y segura para mantener el control de la frecuencia.

Criterio SEA - 4. El Operador del sistema aislado mantendrá la Cargabilidad de la red de acuerdo a los límites operativos definidos para cada estado operativo maximizando el uso de la red y evitando la congestión de esta misma.

Criterio SEA - 5. El Operador del sistema aislado realizará una supervisión permanente del estado operativo del sistema, aplicando las políticas preventivas y/o correctivas que permitan mantener y/o restablecer las condiciones operativas de acuerdo a los criterios de Confiabilidad.

Criterio SEA - 6. El Operador del sistema aislado contará con procedimientos que le permitan restablecer parcialmente o totalmente el sistema a condiciones de operación segura dentro de los límites que establezcan los criterios de Confiabilidad.

Criterio SEA - 7. El Operador del sistema aislado realizará una administración estricta de las licencias que concede sobre los elementos del sistema evitando crear condiciones de operación no planeadas que demeriten la seguridad del sistema.

Criterio SEA - 8. El Operador del sistema aislado realizará la planeación de la operación de corto plazo de acuerdo al pronóstico de demanda y evaluando la Confiabilidad, seguridad,

haciendo un uso eficiente de los recursos de generación y de red, de acuerdo al programa de licencias que esté firme para el escenario de estudio, asegurando el suministro de energía y en cumplimiento con los criterios de confiabilidad.

Criterio SEA - 9. El Operador del sistema aislado realizara la planeación de la operación de mediano plazo de acuerdo al pronóstico de demanda y evaluando la Confiabilidad, seguridad, buscando maximizar el uso de los recursos de generación y de red, de acuerdo al programa de licencias programado para el escenario de estudio, asegurando el suministro de energía y en cumplimiento con los criterios de confiabilidad.

7.3.2. Rangos permisibles de tensión en estado estable

Criterio SEA - 10. Para niveles de tensión mayor o igual a 13.8 kV. En estado permanente el sistema debe operar y mantenerse en un rango de calidad de tensión de +5% a -5% de la tensión nominal que en su caso aplique.

Criterio SEA - 11. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-10, las cargas podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos por el esquema de desconexión de carga por bajo tensión que los estudios de planeación de mediano plazo determinen.

Criterio SEA - 12. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-10, los generadores podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos por las reglas de interconexión.

Criterio SEA - 13. Para niveles de tensión por encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-10, las cargas podrán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos por el esquema de reconexión de carga por alto tensión que los estudios de planeación de mediano plazo determinen.

Criterio SEA - 14. Para niveles de tensión por encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-10, los generadores podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos por las reglas de interconexión.

7.3.3. Rangos permisibles de frecuencia en estado estable

Criterio SEA - 15. En estado permanente el sistema debe operar y mantenerse en un rango de calidad de frecuencia de 60.3 a 59.7 Hertz.

Criterio SEA - 16. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-15., las cargas podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos por el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia que los estudios de planeación de mediano plazo determinen.

Criterio SEA - 17. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-15, los generadores podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos por las reglas de interconexión.

Criterio SEA - 18. Para niveles de frecuencia por encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-15, las cargas podrán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos por el esquema de reconexión de carga por alta frecuencia que los estudios de planeación de mediano plazo determinen.

Criterio SEA - 19. Para niveles de frecuencia por encima del límite superior de la banda operativa definida en el Criterio SEA-15, los generadores podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos por las reglas de interconexión.

7.3.4. Criterio de seguridad determinístico n-1

Criterio SEA - 20. El Operador debe planear y operar el sistema eléctrico basado en el análisis de contingencia del criterio a la N-1, para mantener adecuados márgenes operativos, que le permitan proporcionar el suministro de energía en todo momento con calidad en el tensión y frecuencia.

Criterio SEA - 21. Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites establecidos, evitando interrupciones en el suministro.

Criterio SEA - 22. Ante la contingencia sencilla (criterio N-1), no se permite sobrecargas de tensión permanentes en líneas de transmisión, bajo las siguientes excepciones:

- a. Si la sobrecarga es mayor al 115%, por un periodo de 10 minutos
- b. Si la sobrecarga es mayor al 100%, pero menor o igual que el 115%, por un periodo de 20 minutos

Criterio SEA - 23. Ante la contingencia sencilla (criterio N-1), no se permiten sobrecargas de tensión permanentes en transformadores, bajo las siguientes excepciones:

- a. Si la sobrecarga es mayor al 115%, por un periodo de 20 minutos
- b. Si la sobrecarga es mayor al 100%, pero menor o igual que el 115%, por un periodo de 20 minutos

7.3.5. Regulación primaria

Criterio SEA - 24. La regulación primaria se basará en la actuación de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios) de las unidades de generación ante variaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de los generadores buscará restablecer el balance y estabiliza la frecuencia del sistema en un valor estacionario, pero sin retornarla a su valor nominal.

Criterio SEA - 25. En los sistemas aislados por las características que tiene, debe poner un énfasis muy especial en la respuesta de la regulación primaria de las unidades de central eléctricas, por lo que el requerimiento para garantizar la Confiabilidad son:

- a. El estadismo (R) en %, debe de estar entre el siguiente rango $3 \leq R \leq 7.5$.
- 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 a ± 20 mHz.

- c. La acción de regulación primaria debe comenzar inmediatamente al detectarse una desviación de frecuencia. Para desviaciones de frecuencia mayores a 0.2 Hz el 50% del total de la reserva de regulación primaria (reserva rodante) debe emplearse en máximo 20 segundos y debe alcanzarse el 100% de la actuación antes de 30 segundos.

Criterio SEA - 26. Todas las unidades de generación conectadas al un Sistema Eléctricamente aislado deben operar sin bloqueo de sus gobernadores de velocidad (en modo libre).

Criterio SEA - 27. La reserva de regulación primaria debe estar distribuida físicamente entre los distintos generadores del sistema aislado.

Criterio SEA - 28. La reserva de regulación primaria mínima podrá variar estacionalmente y por períodos de carga.

Criterio SEA - 29. El total de la reserva de regulación primaria mínima requerida debe activarse completamente para desviaciones cuasi-estacionarias de frecuencia iguales o superiores a ± 200 mHz.

7.3.6. Rangos permisibles de reservas de potencia activa en estado estable

Criterio SEA - 30. El requerimiento de reserva rodante deberá de ser al menos del 50% de la Reserva Operativa y deberá responder en razón de la rampa especificada en MW/minuto.

Criterio SEA - 31. Las unidades generadoras deberán sincronizarse en un tiempo máximo de 10 minutos y contribuir a la reserva de acuerdo a la rampa en MW/Min establecida.

Criterio SEA - 32. Los recursos de Demanda Controlable deberán tener la capacidad de reducir la demanda en un tiempo máximo de 10 minutos.

Criterio SEA - 33. Los recursos de Demanda Controlable deberán contar con la telemedición necesaria, para que sea incluida en el cálculo de la reserva no rodante.

Criterio SEA - 34. El requerimiento de reserva suplementaria será del 50% de la segunda Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio SEA - 35. Las unidades generadoras que se encuentren sincronizadas que no son consideradas de reserva rodante, deben entregar la potencia en un máximo de 30 minutos por al menos 2 horas, para dar cumplimiento a los criterios de Confiabilidad y a los requerimientos de reserva operativa.

Criterio SEA - 36. Las unidades generadoras que no estén sincronizadas, deben realizar el proceso de arranque y sincronizar en periodo máximo de 30 minutos y durar sincronizadas por lo menos 2 horas, para dar cumplimiento a los estándares de Confiabilidad y cumplimiento a los requerimientos de reserva operativa.

7.3.7. Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en estado estable

Criterio SEA - 37. El servicio de apoyo de Potencia Reactiva para el control de tensión dentro del Sistema Eléctricamente aislado se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber Potencia Reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica y condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas.

Criterio SEA - 38. El Operador del sistema aislado como responsable del control operativo de la red, debe asegurar que se cumplan todos los estándares de Confiabilidad aplicables a control de tensión y Potencia Reactiva.

Criterio SEA - 39. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva y que forman parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, etc., deben estar a disponibilidad del Operador del sistema aislado para cuando se requieran conectar o desconectar o modificar sus características.

Criterio SEA - 40. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deben ser operados de manera constante como Reserva Reactiva Fija.

Criterio SEA - 41. El requerimiento de Reserva Reactiva del Sistema eléctrico aislado que el operador debe mantener y asegurar debe ser tal que, al presentarse la contingencia sencilla más severa (CSMS) el sistema aislado no pase a una condición de inestabilidad de tensión.

Criterio SEA - 42. 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 se encuentre disponible en Reserva Reactiva Dinámica.

7.3.8. Despacho de Generación

Criterio SEA - 43. El operador del sistema aislado debe contar oportunamente con información actualizada del crecimiento o reducción de las demandas de energía, así como los requerimientos de uso de red.

Criterio SEA - 44. Para la elaboración del predespacho el operador del sistema aislado debe contar con información de disponibilidad de unidades, derrateos, restricciones y todo aquello que afecte la despachabilidad de una unidad generadora.

Criterio SEA - 45. El operador del sistema recibirá las ofertas de cubrir la demanda por parte de las Centrales Eléctricas con los que dicha entidad tenga convenio.

Criterio SEA - 46. El despacho se realizará estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto, según sea, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

Criterio SEA - 47. El despacho se elaborará tomando en consideración la estimación de la demanda, el área geográfica del productor y las restricciones de red; la disponibilidad de renovables; la disponibilidad de todas las unidades generadoras; las cargas interrumpibles; y los costos de producción de la energía eléctrica o precios ofertados por todos los productores.

Criterio SEA - 48. El operador del sistema aislado proporcionará a cada uno de los productores de energía, por los medios idóneos, a más tardar a las quince horas de cada día el programa de despacho, hora por hora para el día siguiente, detallado para dicho productor.

Criterio SEA - 49. Se respetarán en todo momento las restricciones del SEN, así como los flujos máximos derivados de las restricciones de red entre regiones.

Criterio SEA - 50. Si durante la aplicación del predespacho horario las condiciones del sistema cambian, el Operador del sistema aislado hará un redespacho, el cual contendrá la información actualizada de asignación y valor de generación de las unidades generadoras.

Criterio SEA - 51. Cuando por falla o situaciones imprevistas, disminuya la capacidad disponible, el responsable de la Central Eléctrica afectada debe informar de inmediato al Operador del sistema aislado.

Criterio SEA - 52. Cualquier generador sólo podrá sincronizar al sistema con la autorización del Operador del sistema aislado.

Criterio SEA - 53. Ningún generador podrá modificar su generación por decisión propia a menos que sea de carácter emergente.

7.3.9. Coordinación de programas de mantenimiento

Criterio SEA - 54. Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del sistema, deben coordinarse a través de licencias, a fin de adecuar de la mejor forma la disponibilidad de generación, transmisión y transformación para mantener dichos elementos dentro de los límites operativos en todo momento.

Criterio SEA - 55. El operador del sistema aislado debe coordinarse con las entidades que elaboran los programas de obras (mediano y corto plazo) con la finalidad de considerar en su planeación operativa, el impacto de estas obras en el sistema.

Criterio SEA - 56. Los responsables de los diferentes elementos conectados al SEN, deben proporcionar al operador del sistema aislado las necesidades de mantenimiento en forma mensual, trimestral y anual para que, de acuerdo a las condiciones del sistema, se programe de manera conjunta, su mantenimiento.

Criterio SEA - 57. El Operador del sistema aislado debe contar durante la última semana del mes de mayo de cada año, con las necesidades de mantenimiento de unidades generadoras y elementos de transmisión y transformación de la red troncal para el año siguiente. Esta información debe ser actualizada al Operador del sistema aislado en el mes de octubre de cada año.

Criterio SEA - 58. Todo equipo en operación debe estar en Servicio, en disponibilidad o en licencia. De esta forma, si un equipo se encuentra desconectado por requerimientos de operación, no se podrá trabajar en él si no se ha tramitado previamente una licencia, ya que se considera que dicho equipo está disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento.

Criterio SEA - 59. Si un equipo no puede ser puesto en servicio por presentar algún daño, éste debe tomar la licencia respectiva de inmediato.

Criterio SEA - 60. Las licencias se clasifican en vivo o en muerto y podrán ser programadas o de emergencia.

Criterio SEA - 61. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo licencia, el operador del sistema aislado debe coordinar a las diferentes entidades para lograr que las licencias se aprovechen al máximo. Asimismo, para los casos de licencias sobre elementos comunes entre entidades, el operador del sistema aislado debe realizar la coordinación necesaria.

Criterio SEA - 62. Las licencias programadas deben solicitarse al operador del sistema aislado con una anticipación adecuada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar.

Criterio SEA - 63. Además las solicitudes se harán a más tardar a las 12:00 horas del día laborable previo. Las licencias para trabajos a ejecutarse en fin de semana, en lunes o días festivos, se solicitarán antes de las 12:00 horas del penúltimo día laborable.

Criterio SEA - 64. El operador del sistema aislado proporcionará un número de registro para cada solicitud de licencia y dará su resolución a la mayor brevedad.

Criterio SEA - 65. Si la licencia ocasiona interrupción a los usuarios, la solicitud debe hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 96 horas, para estar en condiciones de avisar a los usuarios en los términos que señalan la LIE y la LSPEE y sus reglamentos correspondientes.

8. Criterios específicos

8.1. Objetivo

Establecer los Criterios de carácter específico que determinados sistemas eléctricos deben observar de manera obligatoria, como resultado de sus características eléctricas particulares.

8.1.1. Alcance y aplicación

De manera adicional a todos los Criterios Generales contenidos en este documento, se presentan criterios específicos de cumplimiento obligatorio para el Sistema de Baja California.

8.2. Sistema Eléctrico de Baja California (BC)

8.2.1. Criterios específicos adicionales

Criterio BC - 1. Además de los criterios generales establecidos en el presente Código de Red, en el Sistema Eléctrico de Baja California se debe cumplir con los estándares siguientes:

- A. BAL-001-MX-0 Real Power Balancing Control Performance
- B. INT-001-MX-0 Interchange Information
- C. BAL-006-MX-0 Inadvertent Interchange
- D. CIP-001-MX-0 Sabotage Reporting
- E. INT-003-MX-0 Interchange Transaction Implementation
- F. PER-001-MX-0 Operating Personnel Responsibility and Authority
- G. PER-002-MX-0 Operating Personnel Training
- H. PER-003-MX-0 Operating Personnel Credentials
- I. VAR-002-WECC-MX-0 Automatic Voltage Regulators (AVR)
- J. VAR-501-WECC-MX-0 Power System Stabilizer (PSS)

Criterio BC - 2. Los Criterios Específicos anteriores son de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en la planeación, operación, monitoreo o control del Sistema Eléctrico de Baja California; así como aquéllos que estén conectados o interconectados a ese Sistema.