DOF: 08/04/2016

RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. **(Continúa en la Cuarta Sección)**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE CONTIENEN LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED, CONFORME DISPONE EL ARTÍCULO 12, FRACCIÓN XXXVII DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

RESULTANDO

Primero. Que, con fecha 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto de Reforma Energética).

Segundo. Que, el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el DOF los Decretos por los que se expidieron, entre otras, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014.

Tercero. Que, el Transitorio Décimo Sexto del Decreto de Reforma Energética, prevé la constitución del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), mismo que fue creado el 28 de agosto de 2014, y que, en términos del artículo 107 de la LIE, es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (el MEM) y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), así como las demás facultades señaladas en dicha Ley y otras disposiciones aplicables.

Cuarto. Que con fecha 31 de octubre de 2014, se publicó en el DOF el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (el Reglamento).

Quinto. Que con fecha 8 de septiembre de 2015, se publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Secretaría de Energía (la Secretaría) emite las Bases del Mercado Eléctrico (las Bases).

CONSIDERANDO

Primero. Que, de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 2, fracción II, y 3 de la LORCME, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, y con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

Segundo. Que, el artículo 41, fracción III, de la LORCME establece que la Comisión deberá regular y promover, entre otras, el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

Tercero. Que, el artículo 42, de la LORCME señala que la Comisión promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la Confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Cuarto. Que, el artículo 12, fracción XXXVII, de la LIE, establece que la Comisión tiene la facultad para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Quinto. Que, el artículo 12, fracción XLII, de la LIE, prevé que la Comisión tiene la facultad para dictar o ejecutar, entre otras, las medidas necesarias para proteger los intereses del público en relación con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico.

Sexto. Que, el artículo 132, párrafos segundo y tercero, de la LIE, confirma la facultad de la Comisión para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN; y señala que la Comisión regulará, supervisará y ejecutará el proceso de estandarización y normalización de las obligaciones en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Séptimo. Que, el artículo 14, párrafos cuarto y quinto, de la LIE, establece que el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, emitido por la Secretaría, deberá desarrollarse, entre otros, bajo los siguientes principios: (i) procurarán la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; (ii) incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable.

Octavo. Que, el artículo 15 de la LIE señala que, en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD, el Estado ejercerá el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional a través del CENACE, quien determinará los elementos de la RNT y RGD y las operaciones de los mismos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista; las demás operaciones de estas redes podrán ser realizadas por los Transportistas o Distribuidores, sujetándose a la coordinación del CENACE. El CENACE determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los Transportistas y Distribuidores a fin de ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional.

Noveno. Que, en congruencia con el Considerando anterior, el artículo 16 de la LIE establece que, las instrucciones que el CENACE emita en el ejercicio del Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional son obligatorias para todos los Integrantes de la Industria Eléctrica.

Décimo. Que, aunado a lo anterior, el artículo 28 de la LIE, establece, entre otros, que las obligaciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se establecerán en las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás disposiciones que al efecto emita la CRE.

Undécimo. Que, el artículo 68, fracción VI, de la LIE, establece que la Comisión expedirá y aplicará la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Generación Distribuida.

Duodécimo. Que, el artículo 165, prevé que las infracciones a la LIE, su Reglamento y las disposiciones que emanen de la misma, se sancionarán de conformidad con lo siguiente:

I. Con multa del dos al diez por ciento de los ingresos brutos percibidos en el año anterior por:

[...]

k) Dejar de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;

[...]

II. Con multa de cincuenta mil a doscientos mil salarios mínimos por:

[...]

c) Incumplir las disposiciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;

[...]

Decimotercero. Que, en concordancia con lo anterior, el artículo 37 del Reglamento señala, entre otros, que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se sujetará a las disposiciones administrativas de carácter general que emita la Comisión en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad y que la prestación de dicho servicio público se realizará observando el correcto funcionamiento e integridad de los equipos y dispositivos de sus redes.

Decimocuarto. Que, el artículo Transitorio Quinto del Reglamento, establece que, hasta que la Comisión emita las disposiciones o criterios en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Despacho del SEN, seguirán vigentes aquellas que se hayan emitido en anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.

Decimoquinto. Que, la Base 6, de las Bases del Mercado Eléctrico, establece, entre otros, las normas que rigen el mantenimiento de la Confiabilidad del SEN, y los procedimientos operativos a ser usados en un estado operativo de emergencia. Asimismo, complementan el Código de Red y las demás disposiciones que la Comisión emita en materia de Confiabilidad.

Decimosexto. Que, por su naturaleza y por las condiciones dinámicas del SEN, el presente instrumento regulatorio será objeto de constante evaluación, análisis y actualización por parte de la Comisión para sujetarlos a un proceso de mejora continua.

Decimoséptimo. Que, con fecha 27 de noviembre de 2015, esta Comisión envió a la Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) a través de la herramienta electrónica COFEMERMIR, el anteproyecto de los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red y el formato de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR).

Decimoctavo. Que, mediante el oficio No. COFEME/16/0987, de fecha 23 de febrero de 2016, la Cofemer emitió el dictamen total con efectos de final sobre el Anteproyecto de la presente Resolución y su correspondiente MIR, e indicó que se podía continuar con el procedimiento para su publicación en el DOF.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, IX, X, XXIV y XXVII, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 3, fracción XXXI, 4, 8, 9, 12, fracciones III, IV, XIV, XXIII, XXIV, XXVI, XXXVII y XLII, 14, párrafos cuarto y quinto, 15, 16, 28, 31 y 44, 68, fracción VI, 94, 96, 98, 100, 107, 132, párrafo segundo, 165, Transitorios Primero, Segundo, párrafos primero y tercero, Vigésimo Primero, de la Ley de la Industria Eléctrica; 2, 37 al 46 y Transitorio Quinto, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 3, 4 y Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; y, 1, 2, 3, 6, fracciones I y III, 16, fracción I, 24 fracciones VI, XXVII y XXXII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía.

RESUELVE

PRIMERO. Se expiden los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, mismos que se anexan a la presente y se tienen aquí reproducidos como si a la letra se insertaren, formando parte integrante de la presente Resolución.

SEGUNDO. Publíquese la presente Resolución y su Anexo Único en el Diario Oficial de la Federación.

TERCERO. La presente Resolución y su Anexo Único entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF.

CUARTO. Se abrogan las Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (REDOSEN), las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (REGISEN), y todas las disposiciones administrativas que se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

QUINTO. El presente acto administrativo solo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y, consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley.

El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, C.P. 03930, Benito Juárez, Ciudad de México.

SEXTO. Inscríbase la presente Resolución bajo el Núm. RES/151/2016 en el Registro al que se refieren los artículos 11, 22, fracción XXVI, inciso a), y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 3 de marzo de 2016.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez**, **Noé Navarrete González**, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**, **Jesús Serrano Landeros**, **Guillermo Zúñiga**

Martínez.- Rúbricas.

ANEXO ÚNICO DE LA RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016

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

Contenido

DISPOSICIONES GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Introducción

A. Alcance del Código de Red

A.1 Objetivo

A.2 Estructura

A.2.1 Disposiciones Generales del SEN

A.2.2 Disposiciones Operativas del SEN

A.2.3 Prelación jerárquica

B. Gestión del Código de Red

B.1 Revisión y Actualización del Código de Red

B.2 Supervisión y vigilancia del Código de Red

B.3 Incumplimiento y sanciones

B.4 Resolución de supuestos incumplimientos y controversias

B.5 Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor

B.6 Notificación de Caso fortuito o fuerza mayor

B.7 Carga de la prueba

B.8 Circunstancias no previstas

C. Glosario

Definiciones

Capítulo 1. Disposiciones Generales de observación para el proceso de planeación (P)

1.1 Objetivo

1.2 Alcance y aplicación

1.3 Fronteras eléctricas

1.3.1 Fronteras Operativas

1.3.2 Fronteras de Activos Fijos

1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de planeación

1.4.1 De los Estudios de Planeación

1.4.2 De la coordinación para la planeación

1.4.3 Criterios adicionales para la planeación

Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación en Estado Operativo Normal del SEN (OP)

2.1. Objetivo

2.2 Alcance y aplicación

2.3 Planeación operativa

2.3.1 CENACE

2.4 Criterios de operación

2.4.1 Rango de tensión

2.4.2 Rango de frecuencia

2.4.3 Sobrecarga de instalaciones

2.4.4 Reserva Operativa

2.4.5 Desconexión de cargas

2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva

2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia

2.4.8 Despacho de Generación

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

2.4.10 Coordinación de los programas de Mantenimiento

2.4.11 Disponibilidad de elementos de la RNT

2.4.12 Calidad de la energía

2.5 Servicios Conexos

2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema

2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad

Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para generadores (INTG)

3.1 Objetivo

3.2 Alcance y aplicación

3.3 Requerimientos para la interconexión

3.4 Arreglos de subestaciones eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas

Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)

4.1 Objetivo

4.2 Alcance y aplicación

4.3 Criterios para la conexión

4.4. Arreglos de subestaciones eléctricas para la conexión de Centros de Carga

Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN

5.1 Objetivo

5.2 Alcance y aplicación

5.3 Medición y monitoreo

5.3.1 Telemetría en tiempo real (SCADA)

5.4 Procedimientos para pruebas

5.4.1 Pruebas de medición

5.4.2 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA)

5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

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

5.7 Seguridad de la Información del SEN

5.8 Responsabilidades en materia de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)

6.1 Objetivo

6.2 Alcance y aplicación

6.3 Criterios mínimos de operación de sistemas aislados

6.3.1 Procedimientos operativos

6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal

6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal

6.3.4 Criterio de seguridad determinístico "N-1"

6.3.5 Regulación Primaria

6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal

6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal

6.3.8 Despacho de Generación

6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento

Capítulo 7. Disposiciones específicas

7.1 Objetivo

7.2 Alcance y aplicación

7.3 Sistema Interconectado Baja California (BC)

7.3.1 Criterios específicos adicionales

MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Presentación

Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución

1.1 Procedimiento

1.1.1 Corto plazo

1.1.2 Mediano plazo

1.1.3 Largo plazo

1.1.4 Casos base de Estudio y opciones de refuerzo

Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación de la Red Eléctrica Nacional

2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año

2.2 Escenarios de crecimiento de la economía nacional

2.3 Acciones de eficiencia energética

2.4 Evolución de precios de combustibles

2.5 Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas

2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN

2.6.1 Horizontes de Estudio y Escenarios

2.6.2 Proceso General de Pronóstico

2.7 Costo de la energía no suministrada

2.8 Costos de Inversión típicos de la infraestructura de transmisión

2.9 Tasa de descuento

2.10 Información de los participantes y no participantes del Mercado

2.10.1 Generadores

2.10.2 Transportistas

2.10.3 Comercializadores

Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación

3.1 Objetivo

3.2 Alcance y aplicación

3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación

3.4. Condiciones de estado estable y categorías

3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad

3.5.1 Rangos de tensión en estado estable

3.5.2 Condiciones en estado transitorio

3.5.3 Límites de transmisión entre Áreas

3.5.4 Transitorios electromagnéticos

3.5.5 Compensación reactiva

3.5.6 Esquemas de acción remedial

3.5.7 Criterio determinístico de seguridad (N-1)

3.5.8 Criterios de reserva de potencia reactiva

3.6 Coordinación de los programas de mantenimiento en mediano y largo plazo

3.6.1 Programa de mantenimientos de generación

3.6.2 Programa de mantenimientos de transmisión

3.7 Retiro de Unidades y de Centrales Eléctricas

3.8 Particularidades de Sistemas Eléctricamente Aislados

Capítulo 4. Análisis Costo-Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD

4.1 Objetivo

4.2 Alcance

4.3 Identificación de proyectos

4.3.1 Grupos de proyectos

4.4 Escenarios y casos de estudio

4.5 Contenido de escenarios

4.5.1 Escenarios de política energética

4.5.2 Escenarios de crecimiento de la economía

4.5.3 Escenarios de pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo

4.5.4 Escenarios de Hidrología

4.5.5 Escenarios asociados a la entrada en operación de nuevos proyectos

4.5.6 Precios y disponibilidad de combustibles

4.6 Determinación de beneficios

4.7 Costos de inversión, operación y mantenimiento del proyecto

4.8 Los impactos del proyecto a la sociedad

4.9 Tasa de descuento

4.10 Análisis de mínimo costo

4.11 Metodología de Análisis para futuros con alto grado de incertidumbre

4.12 Penetración de fuentes de energía renovable

MANUAL REGULATORIO DE ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Objetivo

1 Disposiciones Generales

2 Estados Operativos del SEN

2.1 Disposiciones generales

2.1.1 Operación del SEN

2.1.2 Estado Operativo Normal

2.1.3 Estado Operativo de Alerta

2.1.4 Estado Operativo de Emergencia

2.1.5 Estado Operativo Restaurativo

2.1.6 Requerimientos de Reserva para los Estados Operativos del SEN

3 Responsabilidades

3.1 CENACE

3.2 Transportistas

3.3 Distribuidores

3.4 Centrales Eléctricas

3.5 Integrantes de la Industria Eléctrica

4 Identificación de los Criterios de Confiabilidad

4.1 Información relacionada con la Confiabilidad

MANUAL REGULATORIO DE CONTROL Y OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Propósito y Objetivo

Alcance

1 Disposiciones generales

1.1 Reserva Operativa Mínima

1.2 Control Automático de Generación (*CAG*)

1.2.1 Permanencia en operación

1.2.2 Modo de control

1.2.3 Adquisición de datos

1.2.4 Revisión del funcionamiento del *CAG*

1.2.5 Control de tiempo

1.2.6 Calibración del equipo

1.3 Respuesta a la frecuencia y Bias

MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA

Introducción

1 Responsabilidades

1.1 CENACE

1.1.1 Resumen

1.1.2 Del carácter, interpretación, actualización y observancia

1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos

1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control

1.2.1 Resumen

1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información

1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores

1.3 Operadores

1.3.1 Resumen

1.3.2 De los registros

1.3.3 De las actividades propias del turno

1.3.4 De la comunicación e instrucciones

1.3.5 De la supervisión y uso de sistemas informáticos

1.4 Transportistas y Distribuidores

1.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada

2 Fronteras operativas de responsabilidad

2.1 Del personal autorizado por Centro de Control

2.2 Fronteras operativas

3 Control de variables del SEN

3.1 Control de Tensión

3.2 Control de Frecuencia

3.3 Control de Flujos en el SEN

4 Instrucciones de Despacho de Centrales Eléctricas y Centros de Carga

4.1 Centrales Eléctricas

4.1.1 De las Centrales Eléctricas programadas para mantenimiento y despacho

4.1.2 De los sistemas de regulación y unidades de arranque negro

4.1.3 De las Licencias

4.1.4 De los procedimientos

4.1.5 De la seguridad y esquemas de protección

4.1.6 De la información operativa

4.1.7 De los contratos y su aplicación

4.1.8 De las transacciones

4.1.9 Otras

4.2 Instrucciones de Despacho y Generación

4.3 Instrucciones de Despacho de Carga

5 Administración de Licencias

5.1 Licencias

5.1.1 Resumen

5.1.2 De cuando solicitar Licencias y en qué equipo

5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias

5.1.4 De las Licencias programadas

5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias

5.1.6 De la resolución a las solicitudes

5.1.7 De la cancelación de Licencias y de sus trabajos

5.1.8 De las Licencias de Emergencia

5.1.9 De la concesión de Licencias

5.1.10 De los trabajos bajo Licencia

5.1.11 De las maniobras para Licencia

5.1.12 De las tarjetas auxiliares

5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo

5.1.14 De la devolución de Licencias y puesta en servicio del equipo

5.2 Maniobras

5.2.1 Resumen

5.2.2 De información disponible en subestaciones y Centros de Control del Transportista, Distribuidores o Participantes del MEM.

5.2.3 De quién debe efectuar las maniobras

5.2.4 De la coordinación de maniobras

5.2.5 De la ejecución de maniobras

5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia

5.3 Manual de Programación de salidas.

5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa

6 Prevención y atención de Disturbios

6.1 Control operativo y Control físico de la red del MEM.

6.2 Atención de Disturbios

7 Nomenclatura

ANEXO 1. RELACIÓN DE PERSONAL DESIGNADO POR EL CENTRO DE CONTROL

ANEXO 2. ENLACES FRONTERA ENTRE CENTROS DE CONTROL

ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO

1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas

1.1 Interruptores

1.2 Cuchillas

1.3 Transformadores de Potencia

1.4 Banco de capacitores

1.5 Reactores

1.6 Apartarrayos

1.7 Banco de baterías

1.8 Transformadores de Corriente

1.9 Transformadores de Potencial Capacitivo

1.10 Transformador de Potencial Inductivo

2 Información de Líneas de Transmisión

3 Información de equipo de transformación

4 Información de equipo de compensación reactiva

4.1 Reactores

4.2 Capacitores

5 Información de Centrales Eléctricas

5.1 Central Eléctrica

5.2 Unidad de Central Eléctrica

5.3 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo térmica

5.4 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo hidroeléctrica

5.5 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo Eólica

5.6 Porcentaje consumo SP_T

5.7 Condiciones de operación CCC

5.8 Curva de capabilidad

5.9 Embalse

ANEXO 4. DIAGRAMAS UNIFILARES Y NOMENCLATURA

PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN

Objetivo

Alcance

Descripción de actividades

PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS

Objetivo

Alcance

Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional

Descripción de actividades

PROCEDIMIENTO DEL DESPACHO DE GENERACIÓN

Objetivo

Alcance

Descripción de actividades

PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD

Objetivo

Alcance

Descripción de actividades

PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO

Objetivo

Alcance

Descripción de actividades

PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA

Objetivo

Alcance

1 Lineamientos

1.1 Comunicación en Estados Operativos del SEN

1.2 Intercambio de información post-disturbio

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Disposiciones Generales

1 Objetivo

2 Aspectos regulatorios

3 Obligaciones de confidencialidad

TÍTULO 1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

1 Alcance y aplicación

1.1 Aplicabilidad de los requerimientos

1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas

2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia

2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

2.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

2.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

2.4 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D

3 Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión

3.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B, C y D

4 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva

4.1 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas síncronas tipo B

4.2 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas síncronas tipo C

4.3 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas síncronas tipo D

4.4 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas asíncronas tipo B

4.5 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas asíncronas tipo C y D

5 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla

5.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

5.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

5.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D

5.4 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas síncronas tipo D

6 Requerimientos generales de restauración del sistema

6.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas síncronas tipo B

6.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas síncronas tipo C y D

7 Requerimientos generales de administración del sistema

7.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

7.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

7.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D

8 Requerimientos generales de Calidad de la energía

8.1 Requerimientos generales de desbalance máximo

8.1.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

8.1.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

8.1.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

8.2 Requerimientos generales de variaciones máximas de tensión

8.2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

8.3 Requerimientos generales de severidad del parpadeo

8.3.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

8.3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

8.4 Requerimientos generales de variaciones rápidas en la tensión

8.4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

8.4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

8.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo

8.5.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

8.5.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

8.5.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

8.6 Requerimientos generales de inyección de corriente directa

9 Monitoreo de Conformidad

TÍTULO 2. Arreglos transicionales para Tecnologías emergentes

1 Tecnologías emergentes

2 Establecimiento de umbrales para calificar como Tecnología emergente

3 Aplicación para calificar como Tecnología emergente

4 Evaluación y aprobación de solicitudes para calificar como Tecnología emergente

5 Revisión de clasificación como Tecnología emergente

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA

Objetivo

Capítulo 1. Alcance y aplicación

Capítulo 2. Criterios de Conexión

Capítulo 3. Requerimientos

3.1 Tensión

3.2 Frecuencia

3.3 Corto Circuito

3.4 Requerimiento de factor de potencia

3.5 Protecciones

3.6 Control

3.7 Intercambio de información

3.8 Calidad de la energía

3.9 Modelos de simulación

Capítulo 4. Monitoreo de la Conformidad

DISPOSICIONES GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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 estas Disposiciones Administrativas de Carácter General, en adelante "Código de Red", los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, Control Operativo, Control Físico, 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 pueda soportar la Contingencia Sencilla más Severa sin violación de límites operativos en post-Disturbios. Dicha condición técnica se denomina "nivel adecuado de Confiabilidad".

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 operado de tal manera que sea capaz de soportar la Contingencia Sencilla más Severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de Suministro Eléctrico establecidas;
- La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de límites técnicos establecidos;

- Un área eléctrica que haya sido aislada por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible;
- La Ampliación y la Modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- Los sistemas de información y comunicaciones que utiliza el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de Interoperabilidad y Seguridad de la Información; y
- En general, debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el Capítulo A de este documento se describe el alcance y estructura del Código de Red, que se compone por las Disposiciones Generales del SEN y sus Disposiciones Operativas, que a su vez están compuestas por Manuales Regulatorios y Procedimientos.

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. Asimismo establece las condiciones bajo las cuales se puede declarar la ocurrencia de Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.

El Capítulo C incluye el Glosario de términos contenidos en el Código de Red.

A. Alcance del Código de Red

A.1 Objetivo

Los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad incluidos 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-operativos, y de la manera más

eficiente y económica. Lo anterior 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 establecer las reglas para 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 las Disposiciones Generales del SEN y por las Disposiciones Operativas del SEN. A su vez, las Disposiciones Operativas del SEN contienen Manuales y Procedimientos.

A.2.1 Disposiciones Generales del SEN

Las Disposiciones Generales del SEN (Disposiciones Generales) establecen los lineamientos y reglas de carácter general, que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN alcance y mantenga su nivel adecuado de Confiabilidad. Las Disposiciones Generales tendrán prelación jerárquica dentro del Código de Red.

El contenido de las Disposiciones Generales se detalla en los siguientes capítulos:

El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (SENER).

El Capítulo 2 establece las Disposiciones sobre las condiciones operativas que se deben cumplir para asegurar que el SEN mantenga el Suministro Eléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad.

El Capítulo 3 describe las Disposiciones sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de Central Eléctrica que deseen interconectarse al SEN.

El Capítulo 4 describe las Disposiciones sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir los Centros de Carga que pretendan o estén conectados al SEN.

El Capítulo 5 establece las Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de telemetría y la integración de elementos para el Control Operativo del SEN que utilizan Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) bajo el principio de Interoperabilidad. También establece las Disposiciones Generales para la administración de la Seguridad Informática que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas informáticas derivadas del aumento en el uso de las TIC.

El Capítulo 6 se refiere a las Disposiciones que se deben considerar con respecto a las condiciones de operación de los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional.

Finalmente, el Capítulo 7 describe los lineamientos aplicables al Sistema Eléctrico de Baja California que debe cumplir con procedimientos y Disposiciones de carácter específico derivado de su enlace eléctrico internacional.

A.2.2 Disposiciones Operativas del SEN

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

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

a. Planeación para la Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución

b. Requerimientos técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas

c. Requerimientos técnicos para la conexión de los Centros de Carga

d. Coordinación Operativa

e. Definición de los Estados Operativos del SEN

f. Comunicación y coordinación operativa

g. Reducción de la Generación por Confiabilidad

h. Restablecimiento del SEN

i. Despacho de Generación

j. Administración de Licencias

A.2.3 Prelación jerárquica

Las Disposiciones 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 estos, como se observa en la Figura 1. Asimismo, los Manuales Regulatorios y Procedimientos que integran las Disposiciones Operativas estarán asociados a los distintos Capítulos que componen las Disposiciones Generales.

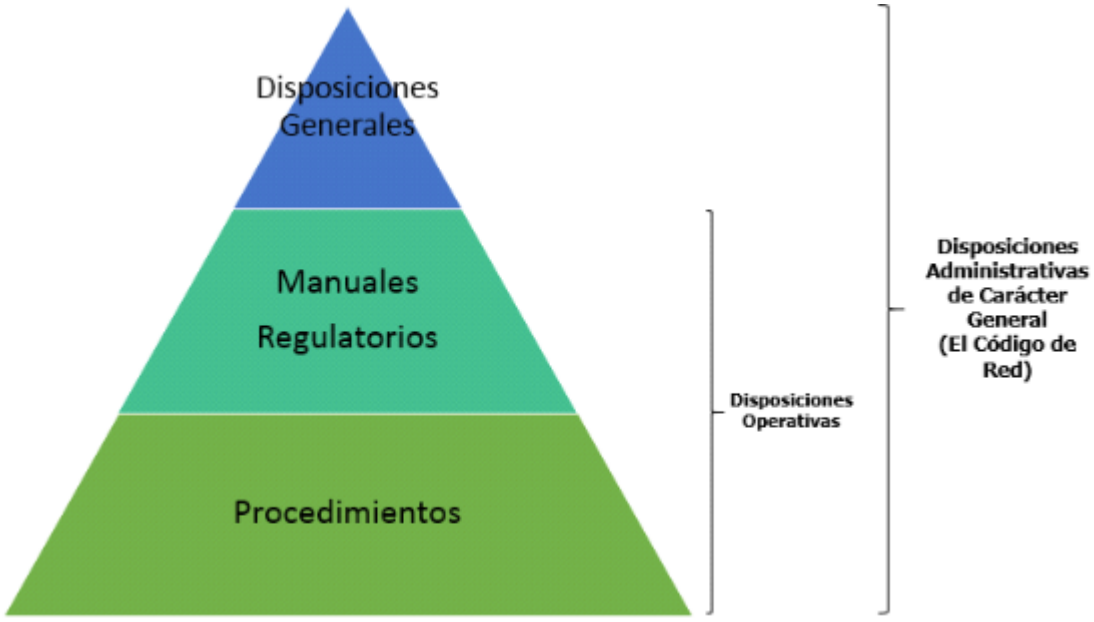

Figura 1. Prelación Jerárquica en el Código de Red.

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

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 en materia de Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las áreas de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica; que al respecto expida la CRE. En ellas se establecerán 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 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y considerará el impacto asociado a:

a. Número de usuarios afectados

b. Tiempo de Interrupción del Suministro Eléctrico

c. Energía no suministrada

d. Corte manual de carga 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 dejaron de observase.

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.

El Plan de Trabajo deberá presentarse por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, en un plazo no mayor a 30 días hábiles, contados a partir de la notificación del requerimiento que haga la CRE.

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 al respecto expida la CRE.

B.5 Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor

Caso Fortuito o de Fuerza Mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite o retrase a los 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 de Fuerza Mayor incluirá de manera enunciativa pero no limitativa los siguientes actos o eventos: (i) fenómenos de la naturaleza tales como tsunamis, terremotos; (ii)

actos de terrorismo, sabotajes, actos de vandalismo y disturbios civiles; (iii) guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países; (iv) desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos; (v) huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada; (vi) incendios; (viii) actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerado como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada; (ix) cambio en el Marco Regulatorio, e (x) 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 de Fuerza Mayor no incluirá ninguno de los siguientes eventos: (i) dificultades técnicas y económicas; (ii) cambios en las condiciones de mercado; (iii) fallas de cualquiera de los subcontratistas, excepto cuando dicha falla sea causada por un acto que cumpla con los requerimientos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor según se dispone anteriormente.

Cuando se presente un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor que ponga en riesgo la integridad del SEN, el CENACE podrá suspender la operación del MEM de acuerdo con las Reglas del Mercado y podrá también dictar instrucciones extraordinarias para mantener la integridad del SEN con la finalidad de que éste recupere su Estado Operativo Normal. Dichas instrucciones prevalecerán sobre cualquier criterio establecido en el Código de Red y deben ser acatadas por los 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 un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en el SEN.

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 al Código de Red. Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá de manera diligente presentar la información relevante que tenga a su disposición con relación al Caso Fortuito o Fuerza Mayor y deberá dar a la Comisión 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 actualizada la información de cualquier cambio, desarrollo, progreso u otra información relevante respecto a tal evento de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor.

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

B.7 Carga de la prueba

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

B.8 Circunstancias no previstas

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

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

C. Glosario

Definiciones

Para los efectos del Código de Red, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la LIE, en el artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en la Base 2 de las Bases del Mercado Eléctrico y en los Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, 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 Centros de Carga.

Amortiguador de oscilaciones de potencia (POD, por sus siglas en inglés). Es la función de control de una unidad de generación asíncrona cuyo fin es atenuar las oscilaciones de potencia.

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 Eléctrico.

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

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

Banda Muerta. Es el intervalo utilizado de forma intencionada para que el control de la variable de interés no responda.

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 de desconexión y seccionamiento puede interrumpir sin Falla del componente.

Característica de Regulación. Es la característica de las Unidades de Central Eléctrica que expresa en porcentaje la relación entre la variación relativa de frecuencia y la variación relativa de la potencia generada.

Cargabilidad. Parámetro que indica la capacidad de potencia aparente que puede fluir por un elemento de la RNT y las RGD bajo condiciones normales de operación.

Central Eléctrica Asíncrona. Es la unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que están interconectadas asíncronamente a la red, o que está interconectadas mediante electrónica de potencia.

Centrales Eléctricas con arranque de emergencia. Son aquellas Centrales Eléctricas que pueden iniciar su operación autónomamente sin el Suministro Eléctrico de la red o desde otras Unidades de Central Eléctrica.

Central Eléctrica Síncrona. Es el conjunto de instalaciones y equipos que generan energía eléctrica suficiente para que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad de la unidad de generación y la frecuencia de la tensión de la red mantengan un valor constante y, por tanto, estén sincronizadas.

Compuerta. Corredor o Corredores de Líneas de Transmisión y/o Bancos de Autotransformadores o Transformadores en paralelo, que por seguridad se establece un límite de Transmisión.

Contingencia. Se refiere a la salida no prevista de un elemento del SEN.

Contingencia Sencilla más Severa. Se refiere a la Contingencia que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de Suministro Eléctrico (medida en MW).

Control Físico. Es la ejecución de Maniobras realizadas con el objeto de atender a las instrucciones emitidas por el CENACE relativas al Control Operativo del SEN.

Control Secundario de Frecuencia. Es la acción de control automática programada para restablecer la frecuencia del sistema lo más próximo de su valor objetivo después de un desbalance de potencia.

CAG. Control Automático de Generación.

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

Cuchillas. Es el instrumento compuesto de un contacto móvil o navaja y de un contacto fijo o recibidor. La función de las Cuchillas consiste en seccionar, conectar o desconectar circuitos eléctricos con o sin carga por medio de una pértiga o por medio de un motor.

Curva de Capabilidad. Es el diagrama que describe la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la potencia activa variable en el punto de interconexión.

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 para modificar su generación o para conectarse o desconectarse, o de los Recursos de Demanda Controlable de disminuir su carga, a requerimiento del CENACE.

Diagrama P-Q/Pmáx. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la potencia activa variable en un punto de interconexión.

Diagrama V-Q/Pmáx. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la tensión variable en un punto de interconexión.

Disparo Automático de Generación. Esquema para efectuar la desconexión automática de Unidades de una Central Eléctrica en una secuencia predeterminada, su objetivo es mantener la seguridad del SEN o de una parte de él.

Disturbio. Es la alteración de las condiciones normales del SEN, afectando en su totalidad o a una de sus partes y que puede llegar a producir una Interrupción en el Suministro Eléctrico.

Disponibilidad. Es el valor porcentual durante un periodo determinado, usualmente un año, durante el cual la capacidad de un elemento del SEN estuvo en servicio, o estuvo en condiciones de operar para prestar el servicio.

Distorsión Armónica Total (THD, por sus siglas en inglés). Es la medida del contenido armónico en la tensión o corriente.

Desenergizar. Acción de interrumpir el flujo de energía eléctrica a través de un conductor al abrir Interruptores del circuito o de alimentación de línea.

Estabilizador del sistema de potencia (PSS, por sus siglas en inglés). Es la función adicional del AVR de una Unidad de Central Eléctrica Síncrona cuyo fin es disminuir las oscilaciones de potencia.

Esquemas de Protección. Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que envían la señal de apertura o disparo a Interruptores y generadores necesarios para aislar el 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.

Falla. Es una alteración que provoca un daño permanente o temporal en cualquier parte de un elemento del SEN, que varía sus condiciones normales de operación y que puede llegar a causar un Disturbio.

Fuente primaria de energía. Es la fuente de energía utilizada en el proceso de generación de energía eléctrica, que proviene de la naturaleza, como el viento, la radiación solar, el agua, la geotermia, el gas, el carbón, los combustibles fósiles, la biomasa, etc.

Gerencias de Control Regional. Las 8 Gerencias que están integradas al CENACE, las cuales son: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central y Peninsular.

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

Insensibilidad. Es la característica inherente del sistema de control, especificada como la magnitud de cambio de la variable de control o la señal de entrada mínima que genera un cambio en la respuesta o la señal de salida.

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 SEN se encuentra aislada del resto del Sistema y es energizada por una o más Unidades de Central Eléctrica.

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".

Límite Mínimo de Despacho. Es la mínima generación que una Unidad de Central Eléctrica, por su tecnología, debe mantener de forma permanente durante su operación en Estado Normal.

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.

Manual Regulatorio: Son las disposiciones regulatorias asociadas a las Disposiciones Generales del Código de Red, que establecen los requerimientos para que se garantice la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN al realizar las actividades de planeación, operación, interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

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

Modernización. Toda sustitución de equipos o elemento existentes motivada por el 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.

Modo para alimentar sólo sus servicios auxiliares o carga local. Es la operación que garantiza que las instalaciones de una Central Eléctrica puedan seguir suministrando sus cargas internas y suministros auxiliares en caso de Fallas en la red que provoquen que las Centrales Eléctricas se desconecten de la red.

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.

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

PMU. Unidad de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés.

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.

Rango de regulación. Es el intervalo de potencia activa en que una Unidad de Central Eléctrica puede controlar automáticamente el valor de la potencia activa.

Rapidez de cambio en la frecuencia. Es la razón de cambio de la frecuencia con respecto del tiempo, dependiente de la magnitud del Disturbio en la red eléctrica.

Razón de corto circuito. Corresponde aproximadamente al valor recíproco de la impedancia síncrona de la unidad de generación medida por unidad.

Redespacho. Consiste en modificar el programa de generación y/o la demanda con la finalidad de modificar los flujos físicos en la RNT de forma que se respeten las restricciones en la misma.

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

Regulador automático de tensión (AVR, por sus siglas en inglés). Es el equipo automático de accionamiento continuo que controla la tensión terminal de una unidad de generación síncrona mediante la comparación de la tensión terminal real y el valor de referencia, así como mediante el control de la producción del Sistema de Control de Excitación.

Reserva de planeación. Es la cantidad de reserva expresada en MW requerida para asegurar que se cuenta con suficiente capacidad disponible para al menos, exceder la demanda pico por un margen de reserva, en un escenario de tiempo mayor a una semana (mensual, semestral, anual, y multianual) .

Respuesta ante cambios en la frecuencia. Es el modo de funcionamiento de una Unidad de Central Eléctrica en el que la salida de potencia activa cambia en respuesta a un cambio en la frecuencia del sistema, de forma que ayuda en la recuperación de la frecuencia objetivo.

Salida Forzada. Licencia de Mantenimiento solicitada por el participante, evaluada y aprobada por el CENACE durante el mes corriente.

Seguridad de la Información. La capacidad de preservar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, así como la autenticidad, confiabilidad, trazabilidad y no repudio de la misma.

Severidad del parpadeo. Es el método utilizado para la determinación de la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión.

Sincronizar. Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al SEN una Unidad de Central Eléctrica o conectar dos porciones separadas del SEN.

Sistema de Control de Excitación. Es el sistema de control de respuesta que incluye el funcionamiento de la máquina síncrona y su sistema de excitación.

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

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

Tiempo real. Es el tiempo que permite a un proceso ocurrir, como el intercambio de información, de forma normal sin retraso o asincronismo.

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 de Inspección. La persona moral que ha sido autorizada por la Comisión para realizar actos de inspección en conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General respectivas.

Valor de consigna. Es el valor objetivo de cualquier parámetro utilizado normalmente en esquemas de control.

Variaciones rápidas en la tensión. Son las fluctuaciones en la tensión de frecuencia fundamental por varios ciclos.

Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de planeación (P)

1.1 Objetivo

El objetivo de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y sustentabilidad, que deberán ser observados durante el proceso de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD del SEN. Lo anterior deberá realizarse para asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que ante la Contingencia Sencilla más Severa (no considera la salida de una barra como Contingencia sencilla), se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad y Confiabilidad.

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. La inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente deberá apegarse a la política y al marco regulatorio que emitan la SENER y la CRE respectivamente;

c. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), 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 RNT y de las RGD.

De acuerdo al artículo 14 de la LIE, los programas de Ampliación y Modernización para la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM serán autorizados por la SENER a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

De igual forma, el artículo 14 de la LIE establece que los programas de Ampliación y Modernización para los elementos de las RGD que no correspondan al MEM serán autorizados por la SENER a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

Los criterios contenidos en estas disposiciones generales no limitan la aplicación y desarrollo de las acciones que deban tomarse durante la operación del SEN. Asimismo, dichos criterios serán complementados por los requerimientos establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación.

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 RNT y las RGD que pertenecen al MEM. De manera general, los elementos de la RNT comprenderán niveles de tensión de 69 kV a 400 kV en corriente alterna, redes de corriente directa y enlaces internacionales asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Las RGD corresponderán a niveles de tensión menores de 69 kV.

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 Regulatorio de Coordinación Operativa que es parte de las Disposiciones Operativas de este Código de Red. En este Manual Regulatorio, se hará referencia al Control Operativo y Control Físico del SEN con los lineamientos y responsabilidades que deben seguir tanto el CENACE como los Transportistas y Distribuidores.

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 SENER 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 buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Criterio P - 3. Siguiendo los lineamientos de la LIE, en su Artículo 14, fracción IV, 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. El CENACE será responsable de la planeación de la RNT y de las RGD que pertenezcan al MEM, mientras que los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.

Criterio P - 5. En el Manual Regulatorio de Planeación, contenido en las Disposiciones Operativas 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 y sus obligaciones de entrega de información.

Criterio P - 6. El Manual Regulatorio de Planeación, contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, 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 - 7. Las ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el CENACE y los Distribuidores deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio P - 8. 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 un periodo futuro de 15 años.

Criterio P - 9. Con base en la información del pronóstico de carga de comercializadores y entidades responsables de carga y los escenarios de crecimiento de la economía, el CENACE determinará los pronósticos de crecimiento del consumo de energía eléctrica y de la demanda en escenarios alto, de planeación (medio) y bajo, para los siguientes 15 años.

Criterio P - 10. En los procesos de planeación, los Distribuidores deberán considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Operativo Normal. Asimismo, el CENACE considerará los mismos aspectos añadiendo el de seguridad en condiciones transitorias.

Criterio P - 11. El CENACE se coordinará con los Distribuidores para definir los requerimientos de refuerzos de Transformación de alta a media/baja tensión, de compensación de potencia reactiva y necesidades de Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM.

Criterio P - 12. El CENACE determinará las necesidades de que el SEN cuente con nuevos o refuerce los enlaces asíncronos internacionales.

Criterio P - 13. El CENACE evaluará escenarios operativos de demandas máximas y mínimas en estaciones de verano e invierno para determinar las necesidades de infraestructura en la RNT para atender la demanda en cualquiera de esos escenarios.

Criterio P - 14. El CENACE y los Distribuidores deberán considerar las metas con respecto a la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación.

Criterio P - 15. Desde la fase de planeación se debe prever que, en condiciones operativas normales, sin Contingencia, las tensiones en los nodos de la RNT y de las RGD así como las transferencias de potencia en líneas y transformadores se encuentren dentro de los rangos de diseño y operativos.

Criterio P - 16. El CENACE y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de

compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.

Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún esquema de acción remedial o de protección especial.

Criterio P - 18. Ante eventos críticos extremos en los que se presente la desconexión consecutiva o simultanea de tres o más elementos creíbles de ocurrir, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, 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 - 19. El CENACE determinará las necesidades en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM de refuerzos de Transmisión, Transformación y compensación de potencia reactiva, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable.

Criterio P - 20. Los Distribuidores determinarán las necesidades de refuerzos de Transformación y compensación de potencia reactiva en las RGD que no pertenezcan al MEM, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, confiabilidad, calidad o seguridad del Suministro Eléctrico de forma económicamente viable.

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. Los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, deberán incluir:

a. El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización.

b. Aquella alternativa que represente el menor costo total para el SEN.

c. Cuando los análisis de menor costo y/o de costo-beneficio estén sujetos a un nivel considerable de incertidumbre, éstos podrán ser sustituidos por análisis del tipo probabilísticos.

Criterio P - 23. Los Programas de Ampliación y Modernización deberán tomar en el estado actual de la infraestructura que integra a la RNT y a las RGD, así como el estado actual de las RNT y RGD.

Criterio P - 24. 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 FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.

Criterio P - 25. 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 que cumplan con lo establecido en la política dictada por la SENER.

Criterio P - 26. 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. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica y económica de las obras de Ampliación sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.

Criterio P - 27. De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 9 del RLIE, en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la SENER.

Criterio P - 28. El CENACE y los Distribuidores deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de esto proyectos se deberá incluir:

a. Descripción detallada del proyecto.

b. Descripción de alternativas.

c. Costos del proyecto.

d. Indicadores técnicos y económicos

Para evitar interferir con el proceso de compra y subasta de los proyectos, la CRE garantizará que la información a la que se hace referencia en este punto es de carácter confidencial.

1.4.1 De los Estudios de Planeación

Criterio P - 29. El CENACE y los Distribuidores conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de n a n+4, de mediano plazo definidos para el periodo n+5 a n+9; y de largo plazo definidos para el periodo n + 10 a n+14.

Criterio P - 30. El CENACE desarrollará los estudios de planeación de la RNT 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 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 Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.

Criterio P - 31. El CENACE y los Distribuidores desarrollarán los estudios de planeación para definir las obras de Ampliación y Modernización de las RGD que pertenecen al MEM y las RGD que no son parte del MEM respectivamente. Para ello deberán realizar estudios de flujos de carga analizando la Cargabilidad de elementos, las pérdidas de energía, caídas de tensión y análisis de Contingencias, considerando las condiciones de la Categoría A y de la Categoría B, definidos en el Criterio P - 30. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.

Criterio P - 32. 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 - 33. El CENACE y los Distribuidores deberán analizar más de una configuración u opciones de refuerzo. Aquellas que representen la solución técnica a las necesidades de planeación serán consideradas como técnicamente factibles y posteriormente se deberá analizar su viabilidad económica.

Criterio P - 34. El CENACE y los Distribuidores deberán evaluar el beneficio neto de la nueva infraestructura propuesta en los programas de Ampliación y Modernización. Para ello, deberán aplicar la metodología que emita la CRE, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 34 de la LIE.

1.4.2 De la coordinación para la planeación

Criterio P - 35. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizar de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del CENACE y los Distribuidores. Personal de SENER y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.

Criterio P - 36. Los Distribuidores y Transportistas deberán entregar de manera anual al CENACE los insumos necesarios para actualizar la información relacionada con las RNT y RGD que pudieran tener impacto en la operación del SEN.

Criterio P - 37. Los Distribuidores propondrán al CENACE los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incluir en la RNT y RGD que pertenezcan al MEM. El CENACE deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.

Criterio P - 38. Para la planeación de infraestructura de la RNT, los Distribuidores, Transportistas y Participantes del Mercado deberán proporcionar la información que el CENACE requiera sobre la infraestructura de las subestaciones eléctricas de la RNT, RGD del MEM, de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas.

Criterio P - 39. Excepcionalmente y en acuerdo con CENACE, los Distribuidores podrán realizar propuestas de ajuste o modificaciones de los programas de Ampliación y Modernización de las RGD cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

a. Se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa al Suministro

Eléctrico,

b. Surjan nuevos Centros de Carga cuya alimentación por motivos técnicos, únicamente pueda realizarse desde las RGD y ésta no pudiera realizarse bajo la planeación vigente de dicha red.

c. Por razones de eficiencia económica del sistema.

1.4.3 Criterios adicionales para la planeación

Criterio P - 40. El proceso de planeación deberá considerar el menor impacto posible al medio ambiente no considerando instalar subestaciones que pudieran afectar lagos, montañas, parques entre otros que puedan limitar su crecimiento, comunicación e interconexión con otras subestaciones, así como también deberá evitarse la instalación en lugares propensos a deslaves e inundaciones que pongan en riesgo la integridad de las personas e instalaciones.

Criterio P - 41. 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 - 42. 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 - 43. Se debe utilizar el pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y cantidad de subestaciones eléctricas requeridas en el área de influencia del Distribuidor con base en el procedimiento para la elaboración del desarrollo de subestaciones eléctricas de la RNT.

Criterio P - 44. Cuando se realice la planeación para incorporar una nueva Subestación Eléctrica y se tenga que abrir una línea de alta tensión para alimentar a ésta, se deben incluir la adecuación de las instalaciones colaterales como parte integral de las evaluaciones del proyecto.

Criterio P - 45. 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 por la Falla de un elemento o equipo de la red (Criterio N-1).

Criterio P - 46. 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 - 47. 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 - 48. 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 - 49. 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 Eléctrico y el número de áreas afectadas ante la ocurrencia de una Contingencia.

Criterio P - 50. 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 Eléctrico ante la ocurrencia de una Contingencia.

Criterio P - 51. El CENACE y los Distribuidores, con base en el pronóstico de demanda y consumo, programarán las obras de Ampliación con el tiempo suficiente considerando los tiempos de construcción de las obras evitando, en la medida de lo posible, la saturación de cualquier elemento del SEN.

Criterio P - 52. Los Distribuidores definirán las Secciones Eléctricas de Distribución dentro de las RGD y deberán dimensionarlas con un margen de reserva mínimo de 20% respecto a la demanda máxima coincidente para dichas secciones, pronosticada de forma anual para el horizonte de planeación de largo plazo. Esta información deberá ser proporcionada al CENACE.

Criterio P - 53. Los Transportistas 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. Los Transportistas y los

Distribuidores deberán informar al CENACE dichos límites.

Criterio P - 54. 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 Regulatorio de Programación de Salidas que son parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.

Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación en Estado Operativo Normal del SEN (OP)

2.1. Objetivo

La finalidad de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad conforme a la normativa aplicable, para asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizando el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.

2.2 Alcance y aplicación

Los Criterios establecidos en este Capítulo y en los Manuales Regulatorios de: Coordinación Operativa, Estados Operativos y Control y Operación de la Generación; deben ser aplicados en las condiciones del Estado Operativo Normal del SEN y su cumplimiento es obligatorio para cualquier Integrante de la Industria Eléctrica que haga uso de la infraestructura eléctrica del SEN.

2.3 Planeación operativa

2.3.1 CENACE

Criterio OP- 1. Es responsabilidad del CENACE la elaboración de la planeación operativa encaminada a mantener las variables eléctricas de interés dentro de los rangos establecidos en este documento de manera que no se presente inestabilidad, colapso de tensión, separación no controlada de islas eléctricas o salidas en cascada de elementos.

Criterio OP- 2. El CENACE deberá aplicar los criterios técnicos de operación establecidos en este documento; así mismo, es su responsabilidad coadyuvar con la CRE en la evaluación y supervisión del cumplimiento de dichos criterios por parte de las entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 3. Es obligación de las Centrales Eléctricas, Transportistas y Distribuidores, la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en este documento.

Criterio OP- 4. Las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado 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.

Criterio OP- 5. Los estados operativos en los que el SEN puede incurrir estarán definidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos que forma parte de las Disposiciones Operativas del Código de Red. Dichos Estados Operativos son Normal, de Alerta, de Emergencia y Restaurativo.

Criterio OP- 6. El CENACE debe entregar a la CRE un reporte anual en donde se especifique el tiempo en el que el SEN estuvo en cada uno de los Estados Operativos.

2.4 Criterios de operación

2.4.1 Rango de tensión

Con el fin de coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del SEN, se deberá seguir lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, 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 Eléctrico.

I. CENACE

Criterio OP- 7. El CENACE podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotrasformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.

Criterio OP- 8. El CENACE vigilará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema para inestabilidad de tensión.

Criterio OP- 9. El CENACE deberá mantener coordinación con las áreas operativas de los Distribuidores y Transportista de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, a fin de cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Criterio OP- 10. En escenarios de demanda mínima, el CENACE podrá desconectar líneas de Transmisión y distribución para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Criterio OP- 11. En Estado Operativo Restaurativo, el CENACE utilizará los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener los perfiles de tensiones dentro de los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Criterio OP- 12. El CENACE ejercerá el Control Operativo del SEN procurando que ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RGD, no se presente colapso en el nivel de tensión o desconexión no controlada de carga.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas, Distribuidores

Criterio OP- 13. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores cumplir en la medida de sus posibilidades con la potencia reactiva que el CENACE requiera para mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Criterio OP- 14. Todo cambio de ajustes o instalación de un 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 naturales para un nuevo elemento.

Criterio OP- 15. Ninguna Unidad de Central Eléctrica, Transportistas, Distribuidores harán cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pertenezcan al MEM, que pudieran afectar el perfil de tensión de la RNT y las RGD sin la aprobación previa del CENACE.

Criterio OP- 16. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores mantener disponible en todo momento el Esquema de Protecciones de Sistema de inestabilidad de tensión, conforme a lo definido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.

Criterio OP- 17. Las áreas operativas de los Distribuidores deben mantenerse en coordinación con el Transportista y con el CENACE de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión para cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, esto bajo cualquier condición operativa de las RGD.

2.4.2 Rango de frecuencia

I. CENACE

Criterio OP- 18. En el Estado Operativo Normal, el CENACE podrá utilizar los recursos de potencia activa disponibles con el objetivo de mantener la frecuencia en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Criterio OP- 19. El CENACE supervisará y evaluará el desempeño de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria y secundaria, conforme a lo establecido en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.

Criterio OP- 20. La participación de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria debe ser evaluada por el CENACE cada vez que se presente una desviación de frecuencia mayor al rango de frecuencia establecido en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.

Criterio OP- 21. El CENACE debe mantener coordinación con las Unidades de Central Eléctrica para el ajuste de las protecciones por baja frecuencia.

Criterio OP- 22. El CENACE evaluará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema inestabilidad de frecuencia.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 23. Las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN deben participar en la Regulación Primaria y la respuesta de sus controles debe actuar para contribuir a la calidad de frecuencia del

SEN.

Criterio OP- 24. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deben coordinarse con el CENACE para establecer el Esquema de Protección del Sistema por inestabilidad de frecuencia.

Criterio OP- 25. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores mantener en todo momento disponible para el CENACE, los Esquemas de Protección de Sistema para inestabilidad de frecuencia.

2.4.3 Sobrecarga de instalaciones

I. CENACE

Criterio OP- 26. En Estado Operativo Normal 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 Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio OP- 27. El CENACE, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá 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 la Reserva Operativa.

Criterio OP- 28. Durante sobrecarga de elementos del SEN por largos periodos de tiempo y no se cuente con recursos para disminuirla, el CENACE podrá instruir cortes manuales de carga.

Criterio OP- 29. El CENACE y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar para cumplir el Criterio OP-54, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 30. Las Unidades de Central Eléctrica, 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 de conformidad con el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. En caso de que se realice cualquier modificación a la red eléctrica o se tenga una modificación operativa significativa en los equipos y líneas, el representante y responsable del elemento debe notificar de inmediato al CENACE los nuevos límites y características operativas.

Criterio OP- 31. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores ajustar los parámetros y la lógica de sus equipos con la finalidad de que los Esquemas de Protección de Sistema para sobrecarga opere adecuadamente, considerando los límites de diseño y la vida útil de los equipos.

2.4.4 Reserva Operativa

Criterio OP- 32. La Reserva Operativa es la suma de la Reserva Rodante más la Reserva No Rodante. La Reserva Operativa deberá asegurar que la Confiabilidad del SEN no se vea comprometida ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio OP- 33. La Reserva Operativa debe estar disponible en todo momento para mantener la frecuencia en Estado Operativo Normal y evitar la pérdida de carga firme como resultado de Contingencias generación o Transmisión.

Criterio OP- 34. Con la finalidad de asegurar los requerimientos de Reserva Operativa en el SEN, la Capacidad Instalada deberá ser administrada de conformidad con los criterios establecidos en el Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación del SEN.

I. **CENACE**

Criterio OP- 35. A Través del Control Operativo, el CENACE debe asegurar la Reserva Operativa necesaria para la operación confiable del SEN.

Criterio OP- 36. El CENACE debe mantener la Reserva Operativa compuesta, al menos en 50%, por Reserva Rodante.

Criterio OP- 37. El CENACE debe asegurar que la Reserva Operativa está distribuida a lo largo de todo el SEN y pueda ser utilizada con el fin de que haya suficiente capacidad de generación en todas las regiones delimitadas por restricciones de Transmisión así como para mantener el balance carga y generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera.

Criterio OP- 38. El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal previniendo los Estados Operativos de Alerta o Emergencia.

2.4.5 Desconexión de cargas

I. CENACE

Criterio OP- 39. El CENACE podrá instruir a las Entidades Responsables de Carga realizar desconexiones manuales de carga con la finalidad de evitar sobrecargas no soportables en elementos del SEN o para mantener perfiles adecuados de tensión y frecuencia en determinados ámbitos geográficos con la finalidad de evitar riesgos de colapso de tensión o de frecuencia, de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.

Criterio OP- 40. Las Entidades Responsables de Carga podrán considerar la adopción de esquemas de desconexión de carga automática para atender las instrucciones que el CENACE emita cuando sea requerido.

Criterio OP- 41. El CENACE deberá de considerar la desconexión de Centros de Carga como el último recurso para el control de las variables eléctricas del SEN.

Criterio OP- 42. La desconexión de Centros de Carga puede formar parte de los Esquemas de Acción Remedial y de los Esquemas de Protección del Sistema diseñados por el CENACE.

Criterio OP- 43. La selección de Centros de Carga a desconectar debe estar asociada a una prioridad de acuerdo a su importancia de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica. La siguiente lista es enunciativa, mas no limitativa y muestra los Centros de Carga que deben estar asociados a una prioridad:

a. Alimentación a instalaciones de comunicaciones;

b. Suministro de combustibles;

c. Hospitales;

d. Centros de readaptación social;

e. Edificios de gobierno;

f. Transporte público;

g. Estaciones de bomberos

h. Estaciones de Policía

i. Sistemas de bombeo de agua potable, y

j. Aeropuertos.

Criterio OP- 44. La desconexión de Centros de Carga debe determinarse considerando problemática a resolver, así como al mecanismo y a las condiciones de la red:

a. Problemática en el SEN;

i. Baja tensión;

ii. Baja frecuencia;

iii. Sobrecarga de elementos del SEN; O

iv. Estabilidad del SEN

b. Mecanismo de afectación;

i. Automático (Esquema de Acción Remedial o Esquema de Protección del Sistema); o

ii. Manual (Instrucción del CENACE)

c. Condiciones de red

i. Carga individual; o

ii. Conjunto de cargas (concentradas en un transformador, línea de Transmisión o Alimentador a nivel media tensión).

Criterio OP- 45. En todos los casos, la reconexión de Centros de Carga se debe realizar sólo bajo la supervisión y autorización del CENACE.

II. Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 46. Los Transportistas y Distribuidores están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el CENACE con respecto a la desconexión de carga.

Criterio OP- 47. En el caso de la desconexión de carga automática por operación de un Esquema de

Protección de Sistema o de un Esquema de Acción Remedial, los Transportistas y Distribuidores deberán seguir las instrucciones del CENACE en lo referente a la reconexión de la carga afectada.

2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva

I. CENACE

Criterio OP- 48. El CENACE, de acuerdo a los recursos disponibles, debe mantener la Reserva Reactiva óptima para que después de que ocurra una Contingencia Sencilla más Severa no haya riesgo de colapso de tensión o salida en cascada de elementos.

Criterio OP- 49. En Estado Operativo Normal y ante Contingencia, el CENACE utilizará la Reserva Reactiva, siendo una obligación de las entidades involucradas en la operación del SEN mantener disponible en todo momento la capacidad declarada.

Criterio OP- 50. El CENACE tendrá la responsabilidad de utilizar los condensadores síncronos necesarios para ejercer el control de tensión a fin de mantener adecuados márgenes de Reserva Reactiva.

Criterio OP- 51. En Estado Operativo Normal y ante una Contingencia Sencilla más Severa, el CENACE podrá utilizar las Reservas Reactivas proporcionadas por las Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, bancos de capacitores, reactores de potencia y Compensadores Estáticos de VARs, manteniendo en todo momento la suficiente Reserva Reactiva con la finalidad de tener capacidad de responder dinámicamente ante perturbaciones en el SEN.

Criterio OP- 52. La administración de potencia reactiva para el control de tensión de la RNT y las RGD se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, movimiento

del cambiador de derivaciones de los autotransformadores y transformadores de potencia de manera automática y manual, condensadores síncronos y apertura y cierre de líneas de Transmisión.

Criterio OP- 53. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Fija.

Criterio OP- 54. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica dinámica que forman parte de la RNT o de las RGD, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Dinámica.

Criterio OP- 55. La inyección, absorción y reserva de potencia reactiva para control de tensión proporcionado por Unidades de Central Eléctrica, serán considerados como parte de la Reserva Reactiva Dinámica.

II. **Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores**

Criterio OP- 56. Las Unidades de Central Eléctrica, 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.

2.4.7Restablecimiento en casos de Contingencia

En el Procedimiento de Restablecimiento se establecen los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones del SEN a su Estado Operativo Normal ante la ocurrencia de un Disturbio.

Durante el Procedimiento de Restablecimiento se buscará minimizar el tiempo de Interrupción del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos. Asimismo se buscará proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo su operación, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo.

I. CENACE

Criterio OP- 57. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el CENACE en coordinación con las entidades involucradas en la operación, deberán apegarse a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento para llevar al SEN a un Estado Operativo Normal. Ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RDG, no deben presentarse desconexión no controlada ni colapso en el nivel de tensión.

Criterio OP- 58. El CENACE deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.

Criterio OP- 59. El CENACE es el responsable de la difusión del Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial del SEN, a las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 60. El CENACE podrá elaborar procedimientos de interacción operativa del SEN en donde se determine cómo se llevará a cabo el proceso de coordinación y comunicación entre las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 61. El CENACE debe supervisar y analizar en todo momento las condiciones del SEN con el objetivo de determinar el Estado Operativo en el cual se encuentre y aplicar estrategias preventivas o correctivas que permitan mantener el Estado Operativo Normal y con ello la integridad del SEN.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 62. Ante casos de Contingencia, las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deben documentar los eventos ocasionados de conformidad con el Procedimiento de Restablecimiento. En caso de que las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas o Distribuidores realicen modificaciones a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al CENACE, a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.

Criterio OP- 63. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores cumplir en tiempo y forma con lo establecido en los procedimientos operativos emitidos por el CENACE.

Criterio OP- 64. Las Unidades de Central Eléctrica, 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, siguiendo los lineamientos establecidos en la regulación en materia de tecnologías de la información.

Criterio OP- 65. Durante el proceso de restablecimiento, dependiendo del elemento fallado del SEN, debe haber coordinación operativa entre el CENACE, Distribuidores, Transportista y Unidades de Central Eléctrica de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento.

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, tales como el registro de valores de frecuencia por arriba de los valores permitidos o flujos que rebasen los límites operativos. Asimismo, se establecen los criterios para proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo su operación y al personal operativo.

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

Criterio OP- 66. En el Mercado en Tiempo Real se implementará el uso de herramientas informáticas en tiempo real para ejecutar el despacho económico y para la reasignación de Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica por restricciones de Confiabilidad, el cual el CENACE utilizará para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

I. CENACE

Criterio OP- 67. 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- 68. El CENACE elaborará el Predespacho con una antelación suficiente, que permita asegurar la eficiencia, Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad operativa del SEN.

Criterio OP- 69. El CENACE supervisará en tiempo real que las Unidades de Central Eléctrica ejecuten su instrucción de Despacho de Generación.

Criterio OP- 70. 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 Recurso de Demanda Controlable.

Criterio OP- 71. La asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica por parte del CENACE tendrá la finalidad de satisfacer la demanda pronosticada incluyendo la provisión de Reservas y Servicios Conexos al menor costo posible y cumpliendo con las restricciones operativas establecidas.

Criterio OP- 72. El CENACE podrá realizar la asignación de Centrales Eléctricas por Confiabilidad en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes debido a cambios en los pronósticos de demanda, en la Disponibilidad de la RNT o las RGD u otros cambios en las condiciones del SEN.

Criterio OP- 73. El CENACE debe asegurar que la Reserva Operativa requerida por el CAG sea la suficiente para su funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Centrales Eléctricas que participan en el CAG.

II. Unidades de Central Eléctrica

Criterio OP- 74. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica cumplir en todo momento con las instrucciones de Despacho de Generación que le indique el CENACE.

Criterio OP- 75. Las Unidades de Central Eléctrica tienen la obligación de notificar de manera oportuna al CENACE, la identificación de riesgos operativos que hagan reducir su Disponibilidad.

Criterio OP- 76. Las Unidades de Central Eléctrica deben reportar al CENACE, en su caso, la causa por la cual no puedan cumplir con las instrucciones de Despacho de Generación que éste les haya instruido

Criterio OP- 77. Todas las Unidades de Central Eléctrica incluyendo las intermitentes despachables deben ajustar su nivel de generación de conformidad con las instrucciones del CENACE.

Criterio OP- 78. Es obligación de las Unidades de Central Eléctrica proveer la información necesaria para que el CENACE lleve a cabo la ejecución del Despacho de Generación adecuadamente.

Criterio OP- 79. Las Unidades de Central Eléctrica están obligadas a reportar de inmediato al CENACE cualquier desviación de la consigna de generación instruida, así como notificar cualquier anomalía que represente riesgo de desviación de la consigna de generación instruida.

Criterio OP- 80. Las Unidades de Central Eléctrica sólo podrán sincronizarse al SEN previa autorización del CENACE.

Criterio OP- 81. Las Unidades de Central Eléctrica no podrán modificar su generación por decisión propia, salvo que ocurran circunstancias que pongan en riesgo la seguridad e integridad del personal o de sus equipos.

Criterio OP- 82. Las Unidades de Central Eléctrica que declaren la disponibilidad para participar en el CAG, deben poner a disposición del CENACE las señales necesarias para la telemetría (estados y mediciones analógicas), conforme a la regulación en materia de tecnologías de la información y sistemas de comunicación.

Criterio OP- 83. Las Unidades de Central Eléctrica que declaren la disponibilidad para participar en el CAG, tienen la obligación, en coordinación con el CENACE, de verificar y realizar los ajustes necesarios para cuenten con las condiciones necesarias requeridas por el CENACE.

III. Transportistas

Criterio OP- 84. Los Transportistas deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE la telemetría de potencia activa y reactiva en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas con redes particulares y con redes eléctricas de otros países con las que se tenga conexión.

IV. Distribuidores

Criterio OP- 85. Los Distribuidores deben proporcionar al sistema SCADA del CENACE la telemetría de potencia activa y reactiva 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 establecidos en la regulación en materia de tecnologías de la información acorde a las características particulares de cada segmento o elemento del SEN; por tal motivo, las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deben contar con una óptima coordinación de protecciones ante Disturbios del sistema. El CENACE pondrá a disposición de Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado el modelo físico de la RNT para la realización de esta actividad bajo los diferentes escenarios de despacho.

Lo que corresponde a las protecciones por baja frecuencia, baja tensión, alta tensión, Disparo Automático de Generación, potencia inversa y su temporización asociada es facultad y responsabilidad del CENACE establecer los criterios de ajuste y vigilar su cumplimiento.

Para la coordinación de protecciones donde sea necesaria la interacción entre diferentes Integrantes de la Industria Eléctrica, por convocatoria del CENACE, deberá existir coordinación entre ellos para establecer los esquemas, configuración y ajustes de protecciones, así como a las características y necesidades particulares de cada elemento o segmento del SEN. Las coordinaciones de protecciones acordadas e implementadas se deben hacer del conocimiento del CENACE para vigilar su cumplimiento y evaluar la Confiabilidad del SEN.

La coordinación de protecciones aplicables a las RNT y RGD en donde no sea necesario la participación de dos o más Participantes del Mercado, deberán diseñarse y ajustarse y será responsabilidad del Transportista o el Distribuidor su aplicación y vigilancia.

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 con base en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, de las RGD, de la Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable informar oportunamente al Operador del CENACE de manera verbal los eventos relacionados con la Operación de la red eléctrica bajo su responsabilidad y esto bajo cualquier Estado Operativo del SEN.

En el Manual Regulatorio 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 con 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 de eventos, 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, Centrales Eléctricas, Entidades Responsables de Carga y los Centros de Control del CENACE,

f. La reglamentación a la que deben sujetarse todos las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso de la red eléctrica,

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 Estado Operativo Normal y en condiciones de emergencia.

I. CENACE

Criterio OP- 92. El CENACE realizará el monitoreo de las variables eléctricas del Control Operativo, con el fin de ejercer las acciones necesarias para prevenir y, en su caso, corregir desviaciones o minimizar riesgos en la operación del SEN.

Criterio OP- 93. El CENACE debe aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una

adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 94. El CENACE emitirá instrucciones a las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado asociadas con el Control Físico, siendo una obligación de éstos acatarlas y ejecutarlas de inmediato. Asimismo reportarán al CENACE a la brevedad cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad.

Criterio OP- 95. Es responsabilidad del CENACE el Control Operativo de los Usuarios conectados en Alta Tensión, en lo que respecta a la Administración de Licencias, Control de Voltaje y atención de Disturbios.

Criterio OP- 96. El CENACE establecerá con los Transportistas un procedimiento para realizar el Control Físico de los Usuarios Finales conectados en Alta Tensión.

II. Unidades de Central Eléctrica

Criterio OP- 97. Las Unidades de Central Eléctrica deben enviar la información que esté bajo su responsabilidad y 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- 98. Las Unidades de Central Eléctrica deben seguir las instrucciones que emita el CENACE, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 99. Las Unidades de Central Eléctrica deben aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 100. Es responsabilidad de las Unidades de Central Eléctrica poner a disposición del CENACE los medios de comunicación que permitan ejercer el Control Operativo. Es su responsabilidad también mantener la Disponibilidad, Calidad y Confiabilidad de servicio requerida por el CENACE.

III. Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 101. Los Transportistas y Distribuidores deben enviar la información que se encuentre bajo su responsabilidad y que requiera el CENACE, considerando los medios de comunicación que permitan el Control Operativo, y aseguren la Disponibilidad, Calidad y confiabilidad de información para la operación en tiempo real del SEN por parte del CENACE.

Criterio OP- 102. Los Transportistas y Distribuidores deben acatar las instrucciones que gire el CENACE, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 103. Los Transportistas y Distribuidores deben aplicar los siguientes procedimientos operativos establecidos en Manual Regulatorio de Coordinación Operativa a fin de tener una adecuada coordinación operativa.

Criterio OP- 104. Es responsabilidad de los Transportistas y de los Distribuidores proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos y el CENACE, tal que les permitan enviar a este último la información de la RNT y de las RGD que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en la regulación en materia de tecnologías de la información.

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.

Criterio OP- 105. 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 de emergencia bajo el concepto de Salida Forzada de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.

Criterio OP- 106. Los programas de Mantenimiento se harán conforme a lo establecido en el Procedimiento para Administración de Licencias y en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.

I. CENACE

Criterio OP- 107. El CENACE podrá no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y de las Unidades de Central Eléctrica cuando la salida haya estado considerada en el programa de Mantenimientos. Dicha condición aplicará cuando el CENACE identifique de manera justificada, que existen riesgos operativos que pueden afectar la integridad del SEN. La cancelación de Licencias por parte del CENACE se apegará a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado.

Criterio OP- 108. Cuando a criterio del CENACE el Mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de Continuidad y de Calidad de Suministro Eléctrico que este documento establece, deberá identificar los proyectos de mejora y Modernización necesarios de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 1 del presente documento. Así mismo las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores podrán ejecutar proyectos de mejora y Modernización que estimen necesarios.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores

Criterio OP- 109. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores están obligados a entregar al CENACE los Programas de Mantenimientos, conforme a lo establecido en las Bases del Mercado y disposiciones aplicables, siendo su responsabilidad conciliarlo con el CENACE, así como el dar seguimiento necesario para evitar modificaciones o desviaciones.

Criterio OP- 110. Los Distribuidores establecerán 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- 111. Los Distribuidores deberán reportar de manera trimestral y anual a la CRE, el avance del Mantenimiento de los activos que conformen las RGD dividido por instalaciones eléctricas tales como subestaciones de distribución, líneas de distribución en media y baja tensión, y equipos de comunicación.

Criterio OP- 112. Los Responsables de las Instalaciones Eléctricas en las áreas de generación, transmisión y distribución deberán implementar un Sistema de Administración de Indicadores de conformidad con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las Áreas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica.

Criterio OP- 113. Cuando a criterio de los Distribuidores el mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de continuidad y de Calidad de servicio establecidos en el presente Código de Red, éstos podrán proponer y ejecutar los proyectos de mejora y Modernización necesarios y apegarse a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico.

Criterio OP- 114. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, los Distribuidores deberán dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico.

2.4.11 Disponibilidad de elementos de la RNT

Criterio OP- 115. La evaluación de la Disponibilidad de los elementos de la RNT se realizará conforme a las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica.

Criterio OP- 116. Los elementos de la RNT en tensiones mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 400 kV considerados en la evaluación de la Disponibilidad serán definidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica.

Criterio OP- 117. 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. Para la evaluación de la Disponibilidad, no se considerarán los casos descritos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica.

2.4.12 Calidad de la energía

I. Unidades de Central Eléctrica

Criterio OP- 118. Todas las Unidades de Central Eléctrica que pretendan interconectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites de los parámetros de Calidad de Energía, de conformidad con el apartado de Calidad de Energía del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, que es parte del Código de Red.

II. Transportistas

Criterio OP- 119. Los Transportistas están obligados a medir los parámetros de desempeño de la RNT 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.

III. Distribuidores

Criterio OP- 120. Los Distribuidores están obligados a medir los parámetros de Calidad 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.

IV. Centros de Carga

Criterio OP- 121. El funcionamiento y operación de los equipos de los Centros de Carga no deben causar Disturbios en la RNT o en las RGD, que rebasen los límites establecidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos técnicos para la conexión de Centros de Carga respecto a los niveles armónicos, variaciones periódicas de amplitud de la tensión (parpadeo), variaciones de tensión y Desbalance de Corriente.

Criterio OP- 122. Todos los Centros de Carga a conectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites especificados de Distorsión Armónica en corrientes, variaciones periódicas de amplitud de la tensión y Desbalance de Corriente de conformidad con el apartado de Calidad de energía del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga.

2.5 Servicios Conexos

Cuando ocurre un colapso parcial o total en el SEN como resultado de un Disturbio de alta relevancia en el mismo, como parte del Procedimiento de Restablecimiento se requiere del arranque de emergencia, así como de la operación en Isla Eléctrica de Unidades de Central Eléctrica que se encontraban en servicio en el momento de la ocurrencia del Disturbio. En ambos casos, las Unidades de Central Eléctrica deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto para iniciar el proceso de restablecimiento.

En este apartado se definen los lineamientos asociados a los Servicios Conexos requeridos por Confiabilidad, específicamente los que se refieren al arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema, así como a la asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad.

Criterio OP- 123. Para la asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes restricciones:

a. Respetar máximos, mínimos operativos y límites de rampas de generación

b. Respetar zonas prohibidas de operación dentro de las cuales las Centrales Eléctricas no pueden sostener la operación.

c. Respetar el tiempo de arranque, tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo de paro y Límite Mínimo de Despacho de Generación por tecnología.

Por lo anterior, para dar cumplimiento a los requerimientos de Reserva Operativa de conformidad con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, se requiere despachar Centrales Eléctricas y Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito.

2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema

Criterio OP- 124. La definición de los requerimientos de arranque de emergencia y operación en Isla Eléctrica se establecerán en función de los procedimientos de restablecimiento específicos para cada Gerencia de Control Regional del CENACE, los cuales deberán estar fundamentados con estudios eléctricos que definen la secuencia de restablecimiento del SEN al ocurrir un colapso parcial o total.

Criterio OP- 125. Las Unidades de Central Eléctrica que deseen ser consideradas para prestar Servicios Conexos, deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto, para iniciar el Procedimiento de Restablecimiento y deben tener la capacidad de operar a la totalidad de su Curva de Capabilidad. El número de Unidades de Central Eléctrica y las capacidades necesarias, será definido en función de cambios en la topología de la red y del equipo primario de generación, principalmente.

Criterio OP- 126. En general, para la definición del número de Unidades de Central Eléctrica y la capacidad necesaria de Servicios Conexos que deberá adquirir el CENACE por Confiabilidad**,** se deberá considerar, entre otras, las siguientes disposiciones:

a. Se utilizarán Unidades de Central Eléctrica que no operen como generación considerada como base.

b. Para el caso de la operación en Isla Eléctrica se dispondrá de Unidades de Central Eléctrica normalmente despachables.

c. Para el arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto, las Unidades de Central Eléctrica deberán de cumplir con los requerimientos establecidos en el apartado 6 del Manual Regulatorio de Interconexión de Generadores, así como con los procedimientos específicos para cada Gerencia de Control Regional del CENACE. Dichos procedimientos específicos deberán estar fundamentados es estudios técnicos.

d. Se deben realizar pruebas de arranque de emergencia o de operación en Isla Eléctrica con la conexión a bus muerto del sistema, al menos una vez al año.

e. De contarse con diferentes opciones que podrían proporcionar el servicio de arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema en la misma zona o región eléctrica, el CENACE deberá de considerar la que proporciones el nivel requerido de confiabilidad y después que sea la de menor costo.

2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad

Debido al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, a la topología del SEN y al resultado del MEM en cuanto a la asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica; se podrían presentar condiciones operativas con problemas de Confiabilidad en lo referente a Reserva de Planeación y Operativa y soporte del sistema. Por lo anterior, es importante analizar y definir los requerimientos de asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad. Los requerimientos por soporte del sistema, deben estar justificados por los estudios eléctricos correspondientes. La asignación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se realiza para cubrir necesidades de soporte de tensión, apoyo en la estabilidad del SEN, gestión específica de restricciones de Transmisión bajo criterios de primeras contingencias.

Criterio OP- 127. Para la definición de las Unidades de Central Eléctrica con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes disposiciones:

a. Las Unidades de Centrales Eléctricas con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, deben estar justificados por estudios eléctricos realizados por el CENACE.

b. Técnicamente deben estar justificados los mínimos operativos de generación de las Unidades de Central Eléctrica para mantener la Confiabilidad, considerando las implicaciones económicas.

c. De contarse con diferentes opciones de generación en la misma zona o región eléctrica, se deberá considerar la confiabilidad de la tecnología utilizada y el menor costo para la selección.

Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para generadores (INTG)

3.1 Objetivo

Los objetivos de estas disposiciones son:

a) Definir los criterios en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad que le son requeridos a cualquier Central Eléctrica para su interconexión en el SEN.

b) Definir las obligaciones del CENACE para que en sus actividades de garantizar la operación eficiente, confiable y segura del SEN considere de manera adecuada la capacidad de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria.

3.2 Alcance y aplicación

Todos los requerimientos que se definen a continuación serán aplicables o referidos al punto de interconexión, a menos que un requerimiento específico indique otra cosa.

Los requerimientos técnicos contenidos en este apartado son complementados por el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN (Manual Regulatorio de Interconexión) y son de aplicación para los siguientes casos:

a. Cualquier proyecto de Interconexión de Centrales Eléctricas, que cuente con un permiso de

generación otorgado por la CRE, con capacidad de Generación Neta mayor o igual a 0.5 MW, que pretenda conectarse a la RNT o a las RGD.

b. Incrementos de capacidad de las Centrales Eléctricas que cuenten con un permiso de generación de la CRE, por un monto mayor o igual al 10 % de su capacidad original, siempre que la capacidad de Generación Neta total de la Central, incluido el incremento, sea igual o supere los 0.5 MW.

c. Un proyecto de repotenciación de unidades que integran una Central Eléctrica que cuente con un permiso de generación ante la CRE y que se encuentran interconectadas a la RNT o a las RGD y que son de tipo B, C o D siempre y cuando esa repotenciación incluya la modernización (total o parcial) de la Central, o la sustitución de alguno de los equipos principales como turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación.

d. Una Central Eléctrica que cambie o adicione un Punto de Interconexión.

e. A las Centrales Eléctricas que no tienen un punto de interconexión permanente (Unidades Generadoras Móviles) y son utilizadas por el CENACE para proporcionar energía temporalmente cuando la capacidad de la red normal está indisponible total o parcialmente, les aplicará exclusivamente el apartado 6 del Manual Regulatorio de Interconexión.

f. Las Centrales Eléctricas que operen como condensadores síncronos deberán cumplir todos los requerimientos del Manual Regulatorio de Interconexión, excepto los establecidos en sus apartados 2 y 7, subapartado (4.1) inciso (a) y subapartado (4.2) inciso (b). En cuanto al requerimiento mencionado en el subapartado (4.2) inciso (c), el nivel mínimo de regulación es a una potencia activa equivalente a cero MW.

El Manual Regulatorio de Interconexión deberá prever la transitoriedad para aquellos proyectos de generación que se encuentren en la etapa de desarrollo de estudios de interconexión con el CENACE.

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 Regulatorio 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. 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 - 4. 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 - 5. 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. Recuperación de potencia activa post Falla,

d. Especificaciones de la respuesta de potencia activa post Falla.

Criterio INTG - 6. 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 de emergencia,

c. Operación en isla, y

d. Resincronización.

Criterio INTG - 7. 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,

m. Filtros para armónicos (en caso de requerirlo).

Criterio INTG - 8. Las Centrales Eléctricas deben cumplir con los valores y rangos definidos durante la operación normal respecto a la Calidad de la energía. Estos requerimientos estarán orientados a atender los siguientes aspectos:

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 - 9. 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 - 10. En el Manual Regulatorio de Interconexión se definirán los arreglos transicionales para la interconexión de Tecnologías Emergentes.

Criterio INTG - 11. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de las Centrales Eléctricas, se deben utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de interconexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE.

Criterio INTG - 12. La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características serán establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión de Generadores.

3.4 Arreglos de subestaciones eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas

El arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas debe respetar los siguientes criterios:

Criterio INTG - 13. Si el punto de interconexión es en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual a las bahías existentes.

Criterio INTG - 14. Si el punto de interconexión es una nueva Subestación Eléctrica, el arreglo deberá ser igual o mejor, en términos de Confiabilidad, a las subestaciones eléctricas adyacentes existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE.

Criterio INTG - 15. De conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE, el CENACE seleccionará el arreglo de las subestaciones eléctricas para la interconexión con base en:

a. El nivel de tensión donde pretende interconectar la Central Eléctrica.

b. Los niveles de tensión existentes de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión de la Central Eléctrica, incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras.

c. La importancia de las Subestaciones Eléctricas de Maniobras, de la Central Eléctrica como nodo eléctrico en el SEN, determinada por el CENACE.

d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.

e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.

f. El número de Alimentadores en alta tensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.

g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras. Como puede ser, nuevas interconexiones de Centrales Eléctricas, o nuevas líneas de Transmisión.

h. Facilidades de Mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.

Criterio INTG - 16. En ningún caso se permitirán interconexiones en T o TAP en la RNT

Criterio INTG - 17. Sólo en casos que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos), la Subestación Eléctrica debe ser encapsulada en gas SF6, respetándose lo arreglos de subestaciones mencionados en los Criterios anteriores.

Criterio INTG - 18. Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se deberán modificar las transposiciones de la línea.

Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)

4.1 Objetivo

El objetivo de estas disposiciones es definir los criterios técnicos requeridos por los Centros de Carga conectados en Media y Alta Tensión para lograr la Conexión con el SEN, y que permitan asegurar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad, y sustentabilidad del Suministro Eléctrico en el SEN.

4.2 Alcance y aplicación

Todos los requerimientos que se definen a continuación serán aplicables o referidos al punto de conexión. Asimismo, estos requerimientos serán de observancia obligatoria para los Centros de Carga en niveles de Alta y Media Tensión.

Los requerimientos establecidos en este Capítulo estarán asociados con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga (Manual Regulatorio de Conexión). Dicho Manual, deberá contemplar medidas y una aplicación transitoria que diferencie los tipos de Centros de Carga.

4.3 Criterios para la conexión

En el Manual Regulatorio de Conexión se establecen los requerimientos que deben cumplir tanto los Centros de Carga que soliciten conectarse como aquéllos que ya se encuentren conectados al SEN.

Criterio CONE - 1. Los requerimientos de conexión serán aplicables o referidos al Punto de Conexión, a menos que se especifique algo distinto.

Criterio CONE - 2. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y continuar conectados de manera permanente a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.

Criterio CONE - 3. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones temporales de tensión hasta por 20 minutos, dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.

Criterio CONE - 4. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga.

Criterio CONE - 5. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de los Centros de Carga con aquéllos de los Transportistas o Distribuidores, se deberán utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los Puntos de Conexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE y los Distribuidores.

Criterio CONE - 6. Los Centros de Carga deberán cumplir con los requerimientos de factor de potencia contenidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga.

Criterio CONE - 7. Los requerimientos que deberán cumplir los Esquemas de Protección de los Centros de Carga, así como los aspectos de coordinación de protecciones con el Transportista y/o Distribuidor serán establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga.

Criterio CONE - 8. Las características del protocolo, equipos y medios de comunicación; así como del registro de instrucciones de despacho con las que el Centro de Carga deberá contar se establecerán en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.

Criterio CONE - 9. Respecto a la Calidad de la energía, el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y demás regulación aplicable establecerán los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a indicadores como: Distorsión Armónica Total, fluctuaciones de tensión (flicker) y Desbalance de Corriente.

Criterio CONE - 10. La información que deben contener los modelos de simulación que el CENACE llegue a solicitar a los Centros de Carga será establecida en el Manual Regulatorio para establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Criterio CONE - 11. Los Centros de Carga que soliciten a través de un Suministrador o del CENACE la conexión con el SEN, deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y los demás estándares y especificaciones aplicables al tipo de instalación y su cumplimiento será revisado por las Unidades de Inspección o Unidades de Verificación correspondientes.

4.4. Arreglos de subestaciones eléctricas para la conexión de Centros de Carga

El arreglo de las subestaciones eléctricas para la conexión de Centros de Carga debe respetar los siguientes criterios:

Criterio CONE - 12. Si el Punto de Conexión se localiza en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo

de la nueva bahía debe ser igual en términos de Confiabilidad a las bahías existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas la CRE.

Criterio CONE - 13. Si el Punto de Conexión se localiza en una nueva Subestación Eléctrica, el arreglo deberá ser igual o mejor, en términos de Confiabilidad, a las subestaciones eléctricas adyacentes existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE. También, se deberán considerar los siguientes criterios:

a. El nivel de tensión donde se pretende conectar el Centro de Carga;

b. Los niveles de tensión existentes de las subestaciones eléctricas para la conexión del Centro de Carga, incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras;

c. La importancia de las subestaciones eléctricas de Maniobras del Centro de Carga como nodo eléctrico en el SEN, determinada por el CENACE;

d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las subestaciones eléctricas de Maniobras del Centro de Carga;

e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir las subestaciones eléctricas de Maniobras del Centro de Carga;

f. El número de Alimentadores en Alta Tensión que se requieren construir en las subestaciones eléctricas de Maniobras del Centro de Carga;

g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o de las RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras, como pueden ser nuevas interconexiones de centrales eléctricas, nuevas líneas de Transmisión o nuevos Centros de Carga, y

h. Facilidades de Mantenimiento en las subestaciones eléctricas de Maniobras del centro de carga.

Criterio CONE - 14. La Subestación Eléctrica deberá ser encapsulada en gas hexafluoruro de azufre (SF6) sólo en casos en que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (sitios turísticos, de alta densidad de población o espacios reducidos) sea necesario, respetando los arreglos de subestaciones mencionados en los dos criterios anteriores.

Criterio CONE - 15. Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se deberán modificar las transposiciones de la línea.

Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN

5.1 Objetivo

Con el objeto de asegurar que el Control Operativo del SEN se realice en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, se establecen criterios de telemetría en tiempo real, que pueden incluir la medición y el monitoreo de variables físicas para el control del SEN. Para el logro de dicho objetivo, la LIE establece como una herramienta la implementación de la Red Eléctrica Inteligente (REI), la cual prevé la integración de tecnologías avanzadas de información y comunicación en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN.

En este sentido, un aspecto de suma importancia para el Control Operativo del SEN, es el uso de elementos de TIC, los cuales 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 pueden causar disturbios en el funcionamiento adecuado del SEN.

De esta forma, y atendiendo por una parte los aspectos de comunicación remota entre los Integrantes de la Industria Eléctrica para fines de Control Operativo y por otra los aspectos que deben observarse en el desarrollo de la REI establecidos en el PRODESEN, el presente capítulo tiene los siguientes objetivos:

a. Establecer los criterios de telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD y los Participantes del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión.

b. 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 del SEN.

c. Establecer los criterios generales para la administración de la Seguridad de la Información que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas a dicha seguridad, 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.

5.2 Alcance y aplicación

El alcance y aplicación de este capítulo se delimita de la siguiente forma:

a. La aplicación de los criterios REI-1 al REI-15, corresponde a los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión, y hacen referencia a la adquisición de datos de telemetría en tiempo real, que son aquellos que se obtienen de los Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) y que se utilizan para conocer en forma instantánea el estado operativo del SEN.

b. La aplicación de los criterios REI-16 en adelante, corresponde a los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN.

5.3 Medición y monitoreo

Criterio REI - 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 o más participantes. La definición de fronteras y la ubicación del punto de medición deberán 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. Centros de Carga pertenecientes a un Participante del Mercado Eléctrico Mayorista.

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

Criterio REI - 3. Cada punto de medición de Centrales Eléctricas y Centros de Carga debe cumplir con los requerimientos establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

Criterio REI - 4. La medición para el control operativo del SEN debe cumplir con los requerimientos de sincronización del reloj establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

Criterio REI - 5. El registro ante el CENACE del esquema de medición se realizará siempre y cuando cumpla satisfactoriamente con todo lo establecido en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

Criterio REI - 6. El CENACE deberá contar, en su caso, 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 de los Participantes del Mercado.

5.3.1 Telemetría en tiempo real (SCADA)

Criterio REI - 7. Para asegurar la calidad de la información deben considerarse los siguientes requisitos:

a. Visibilidad de la telemetría.

b. Supervisión del desempeño, garantizando la exactitud y validez de sus valores, y asegurar la precisión de los mismos.

c. Rapidez de telemetría directa en los tiempos establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

Criterio REI - 8. La entrega de datos operativos de los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben estar respaldadas por TIC, cuyo diseño proporcione disponibilidad, desempeño y alta confiabilidad.

Criterio REI - 9. Dependiendo de las características de cada Integrante de la Industria Eléctrica y el impacto que represente para el SEN, la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación correspondiente, podrá considerar requerimientos especiales o casos de excepción. La aplicación de dichas particularidades será evaluada por el CENACE y sometidas a

aprobación de la CRE.

Criterio REI - 10. Para asegurar la precisión de la medición se deberá cumplir con las siguientes especificaciones:

a. Tener un error máximo de 0.4 % en las mediciones analógicas.

b. Tener 1 milisegundo en la estampa de tiempo.

c. Los voltajes de 400 kV se compararán contra secundarios de TP ´s o DP ´s aceptándose una desviación máxima de +/- 1 kV.

d. Los voltajes de 230 kV, se compararán contra secundarios de TP ´s o DP ´s aceptándose una desviación máxima de +/- 0.5 kV.

e. Los voltajes de 115 kV, se compararán contra secundarios de TP ´s o DP ´s aceptándose una desviación máxima de +/- 0.25 kV.

f. Para voltajes de 34.5 kV y 23.9 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 100 V.

g. Para voltaje de 13.8 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 50 V.

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

i. Enviarse en forma directa al Centro de Control que le corresponda en función de las disposiciones aplicables.

j. La comparación de tensiones se realizará contra los secundarios de TP ´S o DP ´S, aceptándose como máximo las tolerancias establecidas en el Manual de Disposiciones Operativas del Mercado correspondiente para cada nivel de tensión.

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

l. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAr se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo de la línea sea menor a 50 MW / MVAr.

m. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAr se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 1% cuando el flujo de la línea sea mayor a 50 MW / MVAr.

n. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVAr y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% para unidades menores de 150 MVA, cuando el flujo de los equipos es menor al 50% de su capacidad nominal en MVA.

o. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVAr y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 2% para las unidades iguales o mayores de 150 MVA cuando el flujo de los equipos es igual o mayor al 50% de su capacidad nominal en MVA.

p. La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de TC ´s de campo, aceptándose una desviación máxima del 7% cuando el flujo del Alimentador es menor a 10 A.

q. La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de TC ´s de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo del Alimentador es igual ó mayor a 10 A.

r. En mediciones de temperatura se aceptarán desviaciones máximas de 1 °C.

s. La medición de cambiador de tap en la maestra, deberá coincidir con la indicación de campo, para esta prueba será necesario pasar de NR a NL o viceversa comprobando el paso por nominal.

5.4 Procedimientos para pruebas

5.4.1 Pruebas de medición

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

Criterio REI - 12. A todo sistema de medición que pertenezca al SEN 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.

5.4.2 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA)

Criterio REI - 13. Los procedimientos de pruebas para aceptación de puntos en el proceso de entrega recepción de variables y estados de elementos como Unidades, protecciones, Interruptores, Cuchillas, controles en subestaciones y controles de CAG, alarmas, mediciones instantáneas, y mediciones acumuladas, etc. deben basarse en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

Criterio REI - 14. Los procedimientos de evaluación de calidad de las mediciones deben de basarse en los lineamientos que establezca la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.

5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

Criterio REI - 15. Los Integrantes de la Industria Eléctrica deben implementar los criterios considerando principalmente llevar a cabo acciones para asegurar las siguientes condiciones:

a. La Interoperabilidad de los elementos y sistemas de TIC que formen parte del SEN,

b. La Seguridad de la Información del SEN.

Criterio REI - 16. Las acciones en materia de Seguridad de la Información 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 Código de Red y las disposiciones técnicas del SEN que en su caso, establezca la CRE.

Criterio REI - 17. En el desarrollo de los criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información, los Integrantes de la Industria Eléctrica deben considerar los principios generales siguientes:

a. Confidencialidad: Deben proteger su Infraestructura de TIC, así como la información que está fuera de su propia Infraestructura de TIC para impedir la 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.

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

Criterio REI - 18. 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 mas no limitativa, las siguientes características:

a. Ser un estándar o norma 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, o bien certificado a nivel nacional, si es que se encuentra disponible;

f. Estar soportados por una organización desarrolladora de estándares o una organización emisora de estándares, independiente de cualquier fabricante, 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.

5.7 Seguridad de la Información del SEN

Criterio REI - 19. 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 REI - 20. Los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben observar, implementar y operar mecanismos de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC del SEN de la cual sean responsables, conforme a las 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 REI - 21. Los mecanismos de Seguridad de la Información 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, incluyendo tanto los activos físicos como los activos intangibles de información;

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;

g. Fomentar una cultura de Seguridad de la Información en los Integrantes de la Industria Eléctrica; y

h. Establecer mecanismos de recuperación que permitan mantener la operación del SEN aún en eventos que afecten gravemente la Infraestructura de TIC como el caso de los desastres naturales.

5.8 Responsabilidades en materia de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

Criterio REI - 22. 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 de la Información 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 REI - 23. 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, supervisión y operación del SEN que permitan mejorar su eficiencia y habilitar la transición hacia la REI, así como mantener un estado de Seguridad de la Información

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.

Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)

6.1 Objetivo

El objetivo de las presentes Disposiciones es establecer los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad que deben ser observados durante la operación de los Sistemas Eléctricamente Aislados (SEA), con el objeto de maximizar su operación en Estado Operativo Normal y minimizar el riesgo de daño a sus elementos durante la operación.

6.2 Alcance y aplicación

Los criterios que se establecen en este capítulo serán aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional y que forman parte de la RNT y de las RGD.

6.3 Criterios mínimos de operación de sistemas aislados

6.3.1 Procedimientos operativos

Criterio SEA - 1. El Operador del SEA 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 mínimo costo.

Criterio SEA - 2. El Operador del SEA garantizará la operación confiable y segura del sistema bajo su responsabilidad por medio del uso adecuado de la generación, Suministro Eléctrico y administración de los recursos de potencia reactiva.

Criterio SEA - 3. El Operador del SEA 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 SEA 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 en ella.

Criterio SEA - 5. El Operador del SEA 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.

Criterio SEA - 6. El Operador del SEA deberá contar con procedimientos que le permitan restablecer parcialmente o totalmente el sistema a condiciones de operación segura dentro de los límites establecidos.

Criterio SEA - 7. El Operador del SEA 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 SEA realizará la planeación de la operación de corto plazo y de mediano plazo disponiendo del pronóstico de demanda y del programa de Licencias proyectado para el escenario de estudio. También deberá realizar dicha planeación bajo los siguientes principios: evaluar la Confiabilidad y la seguridad, maximizar el uso de los recursos de generación y de la red y asegurar el Suministro Eléctrico.

6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 9. En niveles de tensión correspondientes a Media Tensión y durante el Estado Operativo Normal, el SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -7% a +5% de la tensión nominal correspondiente. En niveles de tensión correspondientes a Alta Tensión y durante el Estado Operativo Normal, el SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -5% a +5% de la tensión nominal correspondiente.

Criterio SEA - 10. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-9**, los Centros de Carga deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 11. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-9**, las Unidades de Central Eléctrica deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de

retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 12. Para niveles de tensión por arriba del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-9**, los Centros de Carga deberán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 13. Para niveles de tensión por arriba del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-9**, las Unidades de Central Eléctrica deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.

6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 14. En Estado Operativo Normal, el sistema debe operar y mantenerse en un rango de frecuencia de 59.7 a 60.3 Hz.

Criterio SEA - 15. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-14**, los Centros de Carga podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 16. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-14**, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 17. Para niveles de frecuencia por arriba del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-14**, los Centros de Carga podrán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales Eléctricas.

Criterio SEA - 18. Para niveles de frecuencia por arriba del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA-14**, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas.

6.3.4 Criterio de seguridad determinístico "N-1"

Criterio SEA - 19. El Operador debe planear y operar al SEA basado en el análisis de Contingencia del criterio "N-1", para mantener márgenes operativos adecuados, que le permitan proporcionar el Suministro Eléctrico en todo momento con calidad en la tensión y la frecuencia.

Criterio SEA - 20. Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites establecidos, evitando interrupciones en el Suministro Eléctrico.

Criterio SEA - 21. Ante la Contingencia Sencilla más Severa (criterio "N-1"), no se permitirán sobrecargas permanentes en transformadores ni en líneas de trasmisión, excepto en los siguientes casos:

a. Si la sobrecarga es mayor al 15%, por un periodo de 10 minutos, o

b. Si la sobrecarga es mayor al 10%, pero menor o igual que el 15%, por un periodo de 20 minutos.

Criterio SEA - 22. Los Transportistas y Distribuidores deberán declarar la Cargabilidad de sus elementos cuando dichos elementos, por motivo de su capacidad, no puedan cumplir con el requerimiento del criterio **SEA-21**.

6.3.5 Regulación Primaria

Criterio SEA - 23. La Regulación Primaria se basará en la actuación de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios) de las Unidades de Central Eléctrica ante variaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de las Unidades de Central Eléctrica buscará restablecer el balance y estabilizar la frecuencia del sistema en un valor estable.

Criterio SEA - 24. En los SEA, debido a sus características, se debe poner un énfasis muy especial en la respuesta de la Regulación Primaria de las Unidades de Central Eléctrica, por lo que los requerimientos para garantizar la Confiabilidad son:

a. La Característica de Regulación (R) expresada en porcentaje, debe de estar dentro del siguiente rango: 3 â¤ R â¤ 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, y

c. La acción de Regulación Primaria debe comenzar inmediatamente al detectarse una desviación de frecuencia. Para desviaciones de frecuencia mayores a 200 mHz, el 50% del total de la reserva de Regulación Primaria (Reserva Rodante) debe emplearse en 20 segundos como máximo y debe alcanzarse el 100% de la actuación antes de 30 segundos.

Criterio SEA - 25. Todas las Unidades de Central Eléctrica interconectadas a un SEA deben operar sin Bloqueo de sus gobernadores de velocidad; es decir en modo libre.

Criterio SEA - 26. La reserva de Regulación Primaria debe estar distribuida físicamente entre las distintas Unidades de Central Eléctrica del SEA.

Criterio SEA - 27. La reserva de Regulación Primaria mínima podrá variar estacionalmente y por períodos de carga.

(Continúa en la Cuarta Sección)