

CÓDIGO DE RED CRITERIOS DE CONEXIÓN E INTERCONEXIÓN

¿Qué es el Código de Red?

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.

¿Qué es el Código de Red?

Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

Objetivo

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en **Alta Tensión** o en **Media Tensión**, para garantizar la eficiencia, Confiabilidad, Continuidad, Calidad y sustentabilidad del SEN y del Suministro Eléctrico.

El objetivo principal del Código de Red es mejorar la calidad de energía eléctrica, para evitar afectaciones al SEN con el control de variables eléctricas como el voltaje, frecuencia, factor de potencia y calidad de energía.

¿Qué es el Código de Red?

Visión general

El Código de Red es la regulación emitida por la CRE el **8 de abril de 2016**, que contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional.

A través del Código de Red se regulan las diversas actividades que se llevan a cabo en el SEN, tales como: interconexión de Centrales Eléctricas, conexión de Centros de Carga, planeación y operación de la RNT y de las RGD.

Su objetivo es establecer los criterios técnicos que los Integrantes de la Industria Eléctrica deben observar de forma obligatoria, en el desarrollo de sus actividades en el SEN, para asegurar que el SEN alcance y mantenga una **condición adecuada de operación**.

Liga al Diario Oficial de la Federación:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016



Beneficios del Código de Red:

- El Código de Red establece requerimientos para **todos** los Integrantes de la Industria Eléctrica, por lo que se trata de un esfuerzo integral.
- Los beneficios asociados a un Sistema Eléctrico Nacional más confiable y seguro, se pueden traducir en beneficios para todos los usuarios del mismo e incluyen, entre otros:

Disminución de fallas de equipo eléctrico

Calidad de la Potencia del Suministro

Suministro Eléctrico continuo

Disminución de sobrecargas de equipo

Disminución de daños a equipo sensible

¿A quien aplica el Código de Red?

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.

De conformidad con el Artículo 2 de la LIE:

VII. Integrantes de la industria eléctrica: *CENACE, los Transportistas, Distribuidores, Generadores, Comercializadores, Suministradores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como los Importadores y Exportadores*; Corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia.

Relación del Código de Red con otras regulaciones

ASPECTOS QUE REGULA EL CÓDIGO DE RED

- Requerimientos técnicos obligatorios para los integrantes de la industria eléctrica conectados o interconectados a la red de Media y Alta Tensión.
- Metodología que deben observar el Cenace y Distribución en la elaboración de los Planes de Ampliación y Modernización.
- Criterios de Operación y Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

ASPECTOS QUE NO REGULA EL CÓDIGO DE RED

- Requerimientos técnicos obligatorios para los integrantes de la industria eléctrica conectados o interconectados a la red de Baja Tensión.
- Procesos administrativos para la conexión e interconexión.
- Metodología tarifaria.
- Proceso de inclusión de la opinión de la industria eléctrica en la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).
- Especificaciones técnicas (como por ejemplo, el diseño de protecciones)

¿Qué Normatividad debo tener presente?

1. Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. CRE
2. 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. CRE
3. Criterios características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. CENACE.
4. Manual de Medición para Liquidaciones. DOF 10/01/2018.
5. PROY NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de Medición de Energía Eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para evaluación de la conformidad. (CRE)

Actividades reguladas:

El Código de Red establece requerimientos (el qué), no las soluciones tecnológicas aplicables para cumplir (el cómo):



Operación

Condiciones operativas para asegurar el **Suministro Eléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad**



Planeación

Condiciones que son de observancia obligatoria en la **elaboración de los programas de Ampliación y Modernización** de la RNT y de las RGD



Generación

Requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de **Central Eléctrica que deseen interconectarse al SEN**



Centros de Carga

Requerimientos técnicos que deben de cumplir **los Centros de Carga que pretendan o estén conectados al SEN.**

Operación del SEN:

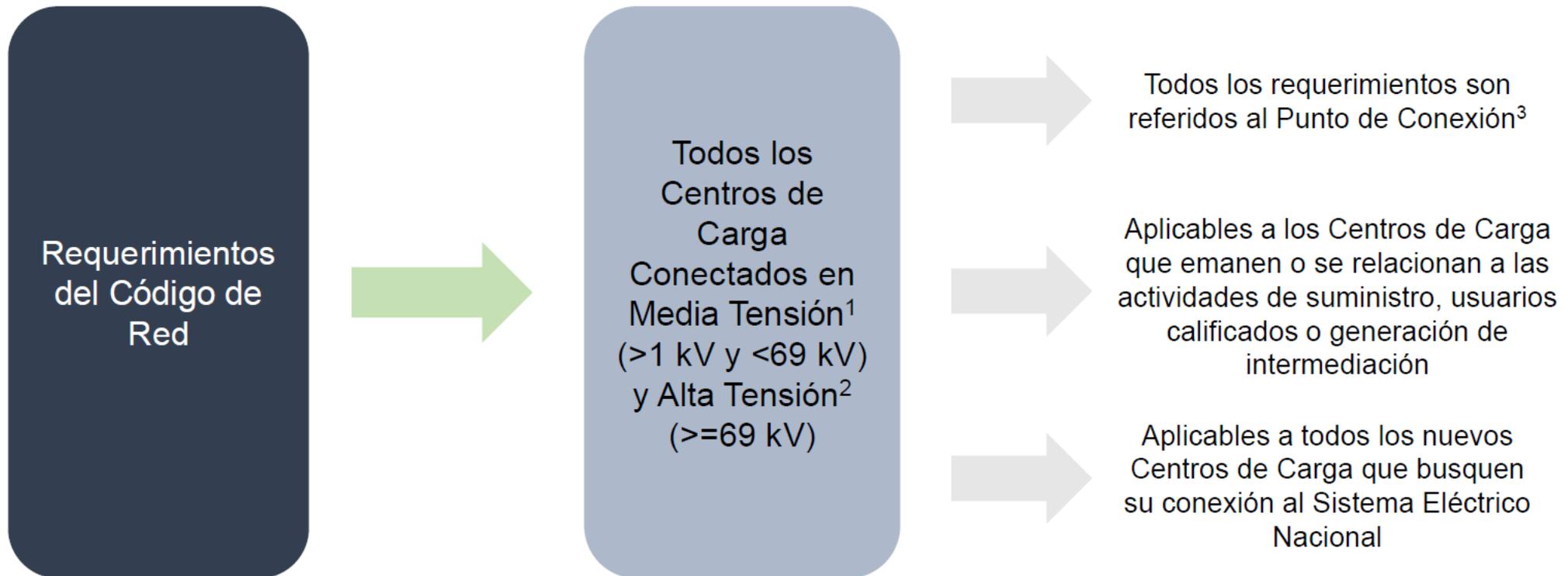
Objetivo:

- Asegurar la integridad del SEN,
- Maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal,
- Minimizar el riesgo de daño a los equipos que conforman el SEN, considerando la seguridad del personal operativo de los Integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.



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

Capítulo 1. Alcance y aplicación



1) Fracción IX, artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

2) Fracción I, artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

3) Apartado 1.5.62 del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y la Conexión de Centros de Carga

Capítulo 1. Alcance y aplicación

De conformidad con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga:

Los Centros de Carga que emanen o se relacionan a las actividades de suministro (calificado, básico o último recurso), usuarios calificados o generación de intermediación, que estén conectados en Alta o Media Tensión cumplirán con los requerimientos de este Manual, **en un plazo que no podrá exceder de 3 años, debiendo presentar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) un plan de trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los tiempos y prácticas prudentes de la industria eléctrica, para asegurar el cumplimiento de lo establecido en este Manual.** En caso de prevalecer el incumplimiento a los requerimientos especificados en el Manual, se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.

Capítulo 2. Criterios de Conexión

Como se menciona en el apartado anterior, el Manual regulará las responsabilidades de los Centros de Carga conectados al SEN en Alta Tensión y en Media Tensión. **Los criterios contenidos en el siguiente apartado serán referidos al Punto de Conexión**, a menos que se especifique algo distinto.

Para efectos del Manual, se entenderá por Centros de Carga especiales aquellos que cumplen los criterios establecidos en el Manual para Establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Capítulo 3. Requerimientos

3.1 Tensión

3.2 Frecuencia

3.3 Cortocircuito

3.4 Factor de potencia

3.5 Protecciones

3.6 Control

3.7 Intercambio de información

3.8 Calidad de energía: Flicker, distorsión armónica de corriente,
desbalance de corriente.

3.9 Modelos de simulación

3.1 Tensión

a. En **Estado Operativo Normal**, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera permanente y seguir conectados de acuerdo a los valores de la tabla 3.1.1.A.

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	420.0	380.0
230.0	245.0	218.5
161.0	170.0	152.9
138.0	145.0	131.1
115.0	123.0	109.2
85.0	92.0	80.7
69.0	72.5	65.5
34.5	38.0	32.7
23.0	25.0	21.8
13.8	15.0	13.1

Tabla 3.1.1.A. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente.

Nota 1. Se toma como tensión máxima, el valor que soporta el aislamiento de los equipos del Centro de Carga.

Nota 2. Se toma como tensión mínima, el 95% de la tensión nominal.

3.1 Tensión

b. En condiciones distintas al **Estado Operativo Normal**, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera temporal hasta por 20 minutos y seguir conectados de acuerdo a los valores de la tabla 3.1.1.B.

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	440.0	360.0
230.0	253.0	207.0
161.0	177.1	144.9
138.0	151.8	124.2
115.0	126.5	103.5
85.0	93.5	76.5
69.0	75.9	62.1
34.5	37.9	31.0
23.0	25.3	20.7
13.8	15.1	12.4

Tabla 3.1.1.B. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos.

Nota 1. Se toma como tensión temporal máxima, el 110% del valor nominal de tensión.

Nota 2. Se toma como tensión temporal mínima, el 90% del valor nominal de tensión.

c. Los equipos de los Centros de Carga deberán permanecer conectados ante condiciones transitorias de variación de tensión, siempre que se encuentren dentro de la “Región de funcionamiento sin interrupción” de acuerdo a la Figura 3.1.1A. (curva *CBEMA / ITIC)

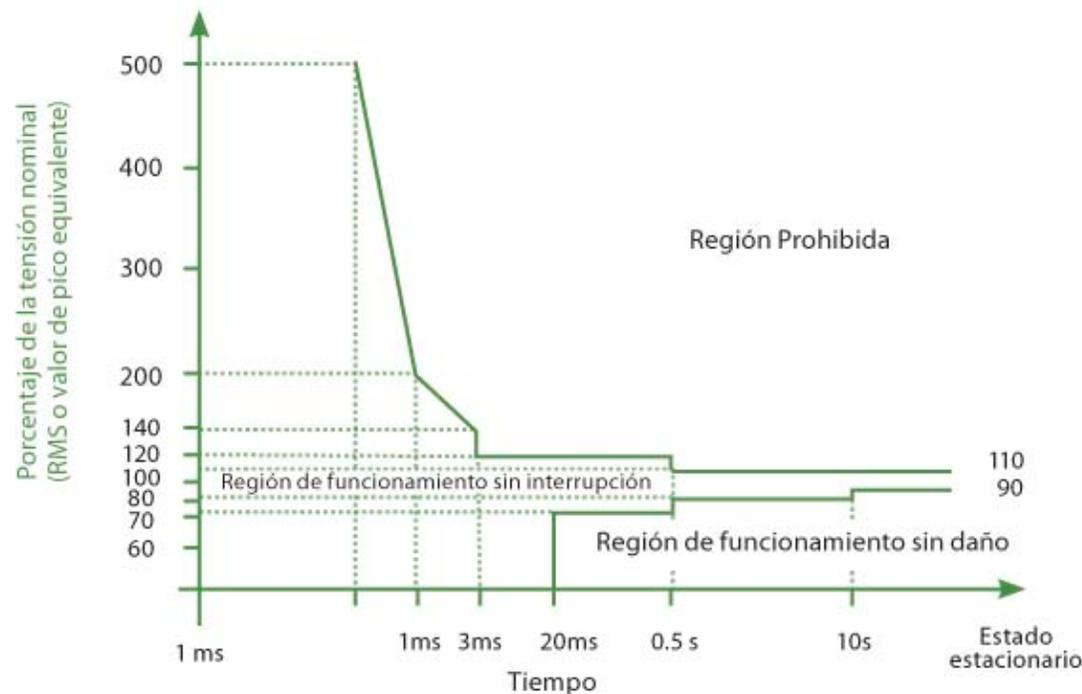


Figura 3.1.1.A. Curva ITIC (Information Technology Industry Council)

d. Si las variaciones transitorias de la tensión se encuentran fuera de la región de funcionamiento sin interrupción, los equipos de los Centros de Carga deberán estar compensados con equipamiento acondicionador para incrementar el nivel de inmunidad ante estas variaciones.

3.2 Frecuencia

a. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo a lo establecido en la tabla 3.2.1.A.

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61.0	59.0
30 minutos	62.5	58.0

Tabla 3.2.1.A. Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga.

b. La conexión o desconexión de carga no deberá causar variaciones de frecuencia mayores a ± 0.1 Hz en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, SEN), por lo que se deberán considerar los refuerzos de red necesarios que resulten de los estudios que realice el CENACE, así como el cambio en la operación y control de la carga para evitar dicha variación.

3.3 Corto Circuito

- a. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en Alta Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- b. El Distribuidor deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en su red de Media Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- c. Los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el Distribuidor se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.
- d. Los niveles de corto circuito se deberán entregar a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Transportista y a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Distribuidor en Media Tensión.
- e. El CENACE publicará de manera anual a más tardar en el mes de **mayo**, los valores de corto circuito en los Puntos de Conexión para la red de Alta Tensión, con un horizonte de **6 años** en base al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) publicado por la Secretaría de Energía (SENER).
- f. El Distribuidor publicará los valores de corto circuito de manera anual y a más tardar **60 días** después de que el CENACE haya publicado los valores de corto circuito en Alta Tensión. Los valores de corto circuito que publique el Distribuidor deben comprender los Puntos de Conexión para la red de Media Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la SENER.

3.3 Corto Circuito

- Los esquemas de protección deberán ajustarse según se requiera en cada revisión, en coordinación con el Transportista o el Distribuidor.

Actualizar:

- Diagramas Unifilares
- Estudios de Cortocircuito
- Coordinación de protecciones
- En función del estudio de cortocircuito, incrementar la capacidad interruptiva de los equipos en subestaciones

3.4 Requerimiento de Factor de Potencia

- a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en **Alta Tensión** deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un período mensual. Este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del Manual en el DOF.

Posterior a este período, el requerimiento de factor de potencia será entre 0.97 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 97% del tiempo en un período mensual.

- b. El factor de potencia en tensiones menores o iguales a **35 kV** se medirá en nodos de calidad de energía, de conformidad con las “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la red general de transmisión y las redes generales de distribución de energía eléctrica”.

3.4 Requerimiento de Factor de Potencia

Consecuencias para el Centro de Carga:

- 1) El Factor de Potencia capacitivo será penalizado.
- 2) En la mayoría de los casos (de acuerdo a las características particulares del Centro de Carga), será necesario instalar bancos de capacitores automáticos.
- 3) El estudio y la solución deben asegurar el cumplimiento de los valores de FP sin sobrecompensar.
- 4) Los primeros 10 años, se tiene un margen de 36 horas para corregir cualquier desviación sin penalización mensual. Posterior a este período, el margen para corregir cualquier problema con el sistema de compensación reactiva en un mes, se reducirá a 21.6 horas.
- 5) Para asegurar el cumplimiento de este requisito, es necesario instalar equipos de monitoreo de variables eléctricas en tiempo real, y un sistema de compensación diseñado para suministrar el 100% de las necesidades de energía reactiva del Centro de Carga 7 X 24.

3.4 Requerimiento de Factor de Potencia

Beneficios para el Centro de Carga:

- a) Ahorro energético.
- b) Incremento en la vida útil de los equipos de la planta
- c) Incremento de capacidad disponible en el transformador de potencia de la subestación, para conexión de nuevas cargas
- d) Reducción de costos de mantenimiento y pérdidas por paros de producción
- e) Evitar el pago de penalizaciones por incumplimiento de los requerimientos de Código de Red

3.4 Requerimiento de Factor de Potencia

México

Alta Tensión

- ✓ **0.95 en atraso y 1.0**
- ✓ El 95% del tiempo en un periodo mensual, con medición cinco-minutal.
- ✓ Vigencia de 10 años.

Posteriormente:

- ✓ **0.97 en atraso y 1.0**
- ✓ Para el 97% del tiempo en un periodo mensual, con medición cinco-minutal.

Chile¹

El requerimiento aplica a todos los niveles de tensión (BT, MT y AT):

Cliente Libres: Centros de Carga con una Demanda ≤ 5 MW
Cliente Regulado: Centros de Carga con una Demanda >5 MW

Las Instalaciones de **Cientes Libres y Regulados** deberán presentar un factor de potencia calculado en **intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga**, según nivel de tensión como se indica a continuación (se debe cumplir con el requerimiento al menos el 98% del tiempo estadístico de cada mes):

≤ 30 kV : 0.93 inductivo y 0.96 capacitivo
 ≥ 30 y < 100 kV : 0.96 inductivo y 0.98 capacitivo
 ≥ 100 kV < 200 kV: 0.98 inductivo y 0.995 capacitivo
 ≥ 200 kV: 0.98 inductivo y 1.0

1) https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf

3.5 Protecciones

- a. Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y en las Redes Generales de Distribución (RGD) deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir, entre otras, con las especificaciones técnicas vigentes:
 - i. Características técnicas para relevadores de protección (CFE G0000-81);
 - ii. Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (NRF-041-CFE-2013);
 - iii. Tableros de protección, control. Medición, supervisión y registro para unidades generadoras y subestaciones eléctricas (CFE V6700-62);
 - iv. Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia (CFE G0000-62), y
 - v. De caseta integral para subestaciones eléctricas (CFE-G0100-20).
- b. El Centro de Carga será responsable de implementar, coordinar y mantener sus sistemas de protección, incluyendo los canales de comunicación necesarios.

3.5 Protecciones

- c. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios:
 - i. Detección de fallas internas y externas a la Red Particular;
 - ii. Operación ante baja y alta tensión;
 - iii. Operación ante baja y alta frecuencia;
 - iv. Operación ante sobrecarga de circuitos;
 - v. Operación ante sobrecarga de transformadores, y
 - vi. Operación de protecciones de respaldo

- d. Los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema, de acuerdo a lo determinado en los estudios elaborados por el CENACE.

3.5 Protecciones

- e. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:
 - i. Cualquier cambio que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección de la subestación principal deberá notificarlo de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa;
 - ii. En caso de ajuste a las protecciones de la subestación principal se deberá notificar previamente al CENACE de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa, y
 - iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y Distribuidor.

3.6 Control

- a. El CENACE deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho. A su vez, el responsable de la Demanda Controlable deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.

3.7 Intercambio de información

- a. La información de telemetría en tiempo real (SCADA) y las características de esta serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.
- b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.
- c. Las características de los equipos y medios de comunicación requeridos para el envío de información de telemetría en tiempo real hacia el CENACE, así como las responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.
- d. El CENACE podrá solicitar al Transportista o al Distribuidor la información de calidad de la energía de los sistemas de medición bajo su responsabilidad. El Transportista o Distribuidor entregará esta información en los formatos previamente establecidos y a través de los medios que al respecto se definan en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.

3.8 Calidad de la energía

En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre calidad de la energía, se deberá cumplir con los siguientes criterios:

- a. Todos los Centros de Carga deberán asegurarse de que en los Puntos de Conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado. (IEEE 519-2014, CFE L0000-45)
- b. Los Centros de Carga especiales deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de tensión (flicker) y desbalance de corriente. Los Centros de Carga convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance de corriente únicamente.

3.8 Calidad de la energía

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 3.8.A. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV.

3.8 Calidad de la energía

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 3.8.B. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 Kv

3.8 Calidad de la energía

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

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

Donde:

I_L = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

I_{cc} = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.

3.8 Calidad de la energía

- c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o flicker). El número de variaciones por minuto, en acometidas de Media Tensión y Alta Tensión en estado estacionario, debe limitarse de acuerdo a la Tabla 3.8.D

Indicador	Límite
P_{st}	≤ 1
P_{lt}	≤ 0.65
d_t	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
d_c	$\leq 3.3\%$
$d_{m\acute{a}x}$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

3.8 Calidad de la energía

Requerimientos técnicos: Flicker

México

En Media y Alta Tensión:

Indicador	Límite
P_{st}	≤ 1
P_{it}	≤ 0.65
d_t	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
d_c	$\leq 3.3\%$
$d_{m\acute{a}x}$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

Nota 1. P_{st} y P_{it} no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día y los límites d_t , d_c y $d_{m\acute{a}x}$ deben aplicarse con las tensiones previas multiplicadas por el factor 1.33.

Nota 2. Los límites no aplican a conmutaciones por interrupciones de emergencia.

Referencia: Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)

Nota 3. Descripción de indicadores:

Red Eléctrica de España²

Nivel de tensión \geq a 220 kV:

- $P_{st} \leq 0.8$
- $P_{It} \leq 0.6$

1) <https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>

Chile¹

- ✓ Pst:
 - Tensión ≤ 110 kV ≤ 1.0
 - Tensión > 110 kV: ≤ 0.8
- ✓ Pit:
 - Tensión ≤ 110 kV ≤ 0.8
 - Tensión > 110 kV: ≤ 0.6

1) https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf

3.8 Calidad de la energía

Desbalances

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Desbalance (%)		
	Menor a 1 kV	De 1 kV a 35 kV	Mayor a 35 kV
$I_{cc}/I_L < 20$	5.0	2.5	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	8.0	4.0	3.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	12.0	6.0	3.75
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	15.0	7.5	4.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	20.0	10.0	5.0

Tabla 3.8.E. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

Referencia: Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)

3.9 Modelos de simulación

- a. A petición del CENACE, el Centro de Carga proporcionará modelos de simulación cuyas características y contenido serán de conformidad con el anexo IV del “Manual para Establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, emitido por el CENACE.

Requerimientos técnicos

Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga

Requerimientos		Centros de Carga en Media Tensión	Centros de Carga en Alta Tensión	
		Convencionales	Convencionales	Especiales
Tensión		SI	SI	SI
Frecuencia		SI	SI	SI
Corto Circuito		SI	SI	SI
Factor de Potencia		N/A	SI	SI
Protecciones		SI	SI	SI
Control		SI	SI	SI
Intercambio de Información		SI	SI	SI
Calidad de la Energía/Potencia	Flicker	N/A	N/A	SI
	Distorsión armónica de corriente	N/A	N/A	SI
	Desbalance de corriente	SI	SI	SI

Requerimientos técnicos



Capítulo 4. Monitoreo de la Conformidad

Los Transportistas y Distribuidores están obligados a conectar a sus redes los Centros de Carga una vez que se hayan completado las obras específicas determinadas por el CENACE. Para tal efecto, el CENACE notificará al Transportista o Distribuidor la orden de conexión física correspondiente, previa comprobación que una Unidad de Verificación o Unidad de Inspección, aprobada por la CRE, certifique que la instalación para la conexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida por el CENACE.

Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las Normas Oficiales Mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar que los Centros de Carga cumplen con los requerimientos necesarios para realizar la conexión.

¿Quién vigila el Cumplimiento del Código de Red?

El CENACE es responsable de garantizar una correcta operación del SEN, por esta razón, es el principal vigilante y promotor de que se cumpla el Código de Red

En caso de incumplimiento limita los siguientes permisos:

Para centros de carga

- Aumentos de carga
- Conexión de nuevas cargas
- Participación en el MEM

Para centrales eléctricas:

- Aumento de potencia
- Interconexión
- Operación en el MEM

Vigilancia del cumplimiento y sanciones



La vigilancia del cumplimiento del Código de Red es obligación de la Comisión, para lo cual 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.



Los Integrantes de la Industria Eléctrica que dejen de observar, de manera grave a juicio de la CRE, 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.**

Vigilancia del cumplimiento y sanciones



Fracción I, inciso k):

- **Con multa del 2 al 10% de los ingresos brutos percibidos el año anterior por:** “Dejar de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional”

Fracción II, inciso c):

- **Con multa de 50,000 a 200,000 salarios mínimos por:** “Incumplir las disposiciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional”.

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

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

Vigilancia del cumplimiento y sanciones

- ✓ Multas por incumplimiento de los parámetros de Calidad de energía y Factor de Potencia del orden de los 50 000 a 200 000 salarios mínimos. Es decir aproximadamente de \$4 418 000 a \$17 672 000 M.N.
- ✓ Multas por incumplimiento de aspectos de seguridad de las instalaciones, no contar con estudio de corto circuito, coordinación de protecciones y arc flash.

Son del orden del 2 al 10 % de los ingreso brutos percibidos el año anterior.



Conclusiones

- ✓ El conocimiento de la nueva Normativa es fundamental para estar actualizado en sector Eléctrico y su Industria.
- ✓ El desconocimiento del Código de Red no exime de responsabilidades por incumplimiento.
- ✓ Las sanciones aplicadas originan grandes pérdidas económicas a los integrantes de la Industria Eléctrica.
- ✓ Se deben diseñar las nuevas instalaciones cumpliendo los criterios de Código de Red.
- ✓ Con la aplicación del Código de Red se garantiza la buena operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Preguntas

