

# CÓDIGO DE RED 2.0

Expositor:  
Doc. Armando Rafael Llamas  
Doctorado en Ingeniería Eléctrica y especialista en  
Calidad de Energía.

A technician wearing a white hard hat and a high-visibility yellow safety vest is working on a server rack in a data center. The technician is holding a tablet and looking at the equipment. The background shows rows of server racks with various cables and components.

# ¿QUÉ ES CÓDIGO DE RED?

---

Manual Regulatorio De Requerimientos Técnicos Para  
La Conexión De Centros De Carga Al Sistema  
Eléctrico Nacional

# MR CONE - Contenido

	Objetivo
1	Alcance y Aplicación
2	Criterios de Conexión
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 energía
3.9	Modelos de Simulación
4	Monitoreo de la Conformidad

 2016

I.	Objetivo
II.	Alcance y Aplicación
Cap. 1	Criterios de Conexión
Cap.2	Requerimientos técnicos
2.1	Tensión
2.2	Frecuencia
2.3	Corto circuito
2.4	Factor de potencia
2.5	Protecciones
2.6	Control
2.7	Intercambio de información
2.8	Calidad de energía
2.9	Modelos de Simulación
Cap. 3	Verificación de la Conformidad
Cap. 4	Plan de trabajo

2021 

# Objetivo y Alcance

---

## *I. Objetivo*

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

## *II. Alcance y aplicación*

Los requerimientos del presente Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN (Manual Regulatorio de Conexión) son de aplicación para todos los Centros de Carga conectados o que pretendan la Conexión al SEN en los niveles de Media o Alta Tensión.



# Objetivos y Alcance

---

Por otro lado, para los Centros de Carga sujetos a la obligación prevista en el Capítulo 1 del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga, del Código de Red publicado en el DOF el 8 de abril de 2016, que, a la letra, señalaba lo siguiente:

“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. Se deberá entender que la obligación referida para Centros de Carga en Media o Alta Tensión continúa vigente y exigible por la CRE, en los plazos señalados. Sin menoscabo de lo anterior, los Centros de Carga sujetos a esta obligación, podrán entregar a la CRE un Plan de Trabajo para asegurar el cumplimiento de los requerimientos del presente Manual Regulatorio de Conexión.”

# Objetivos y Alcance

---

Los Centros de Carga en Baja Tensión, no son objeto del presente Manual Regulatorio de Conexión. Finalmente, los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión, y que tengan una demanda contratada mayor o igual a 1 MW, contarán con un periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación en el DOF de la presente versión del Código de Red. Para asegurar el cumplimiento con los requerimientos técnicos señalados en los numerales 2.4 y 2.8 del presente Manual Regulatorio de Conexión, referidos a factor de potencia y Calidad de la potencia.

Los Centros de Carga a los que se hace referencia en el párrafo anterior, y que prevean un plazo mayor para su cumplimiento con los requerimientos mencionados en el periodo transitorio (no mayor a dos años posteriores a la fecha de publicación del Código de Red), deberán presentar a la CRE un Plan de Trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los tiempos y prácticas prudentes, para asegurar el cumplimiento de lo establecido en este Manual.

# Requerimientos aplicables a los centros de carga

Requerimiento	Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada < 1 MW	Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada ≥ 1 MW	Centros de Carga conectados en Alta Tensión
2.1 Tensión	Aplica	Aplica	Aplica
2.2 Frecuencia	Aplica	Aplica	Aplica
2.3 Corto circuito	Aplica	Aplica	Aplica
2.4 Factor de potencia	No aplica	<b>Aplica</b>	Aplica
2.5 Protecciones	Aplica	Aplica	Aplica
2.6 Control	Aplica solo para RDC	Aplica solo para RDC	Aplica solo para RDC
2.7 Intercambio de información	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC
2.8 Calidad de la potencia	Aplica solo el desbalance de tensión y de corriente	<b>Aplica</b>	Aplica

Requerimientos	CC MT		CC AT	
	Convencional	Convencional	Especial	
Tensión	Sí	Sí	Sí	
Frecuencia	Sí	Sí	Sí	
Corto Circuito	Sí	Sí	Sí	
Factor de Potencia	N/A	Sí	Sí	
Protecciones	Sí	Sí	Sí	
Control	Sí	Sí	Sí	
Intercambio de Información	Sí	Sí	Sí	
Calidad de la Energía	Flicker	N/A	N/A	Sí
	THD I	N/A	N/A	Sí
	Desbalance I	Sí	Sí	Sí



# ¿QUÉ DEBO HACER PARA CUMPLIR CON EL CÓDIGO DE RED?

- 
- Tensión
  - Frecuencia
  - Corto Circuito
  - Factor de potencia
  - Protecciones
  - Control
  - Intercambio de información
  - Calidad de potencia
  - Fluctuación de tensión
  - Desbalance de tensión y de corriente
  - Calidad de la energía.

# Tensión

Tensión nominal, kV	Tensión máxima, kV Permanente	Tensión mínima. kV Permanente	Tensión máxima, kV 20 minutos	Tensión mínima. kV 20 minutos	Tensión máxima, % Permanente	Tensión mínima. % Permanente	Tensión máxima, % 20 minutos	Tensión mínima. % 20 minutos
400	420	380	440	360	105%	95%	110%	90%
230	241.5	218.5	253	207	105%	95%	110%	90%
161	169.05	152.95	177.1	144.9	105%	95%	110%	90%
138	144.9	131.1	151.8	124.2	105%	95%	110%	90%
115	120.75	109.25	126.5	103.5	105%	95%	110%	90%
85	89.25	80.75	93.5	76.5	105%	95%	110%	90%
69	72.45	65.55	75.9	62.1	105%	95%	110%	90%
34.5	36.225	32.775	37.95	31.05	105%	95%	110%	90%
23	24.15	21.85	25.3	20.7	105%	95%	110%	90%
13.8	14.49	13.11	15.18	12.42	105%	95%	110%	90%

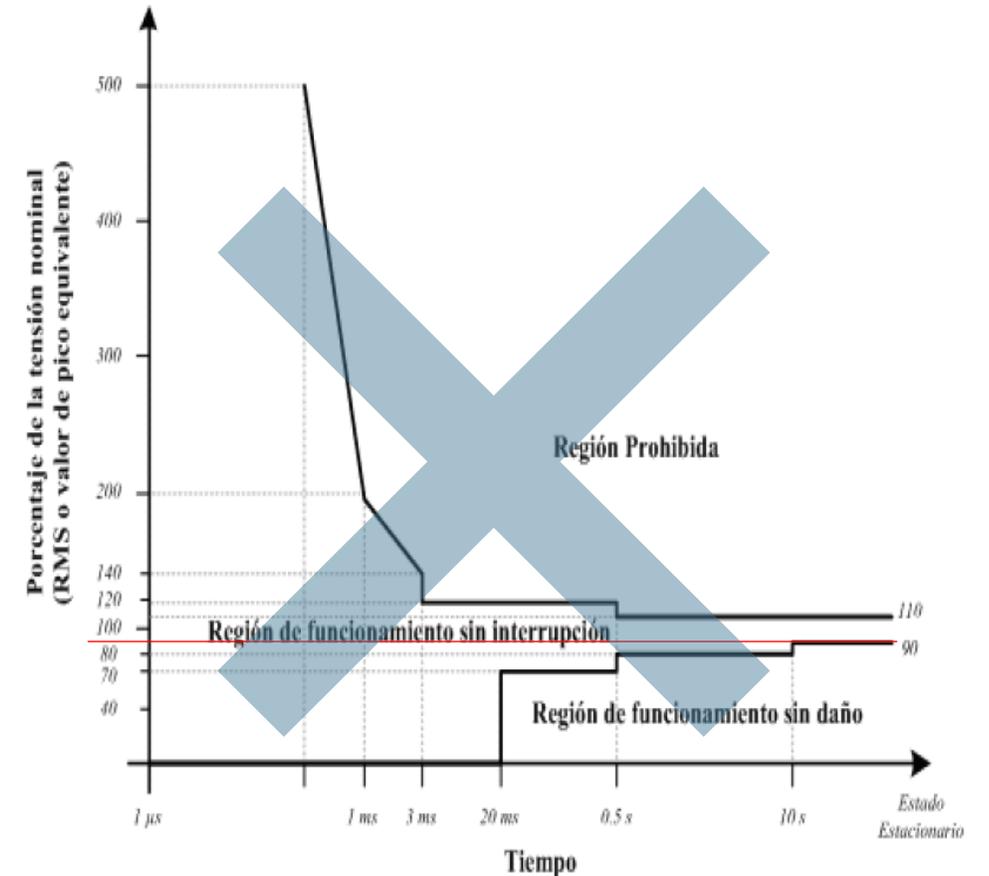
Permanente:  $\pm 5\%$   
**20 minutos:  $\pm 10\%$**

# Tensión

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".

Si las variaciones de niveles 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.

Curva ITIC - condiciones transitorias



Región de funcionamiento sin interrupción *del equipo.*

# Frecuencia

---

- a) Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados.

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61	59
30 minutos	62.5	58

*Permanente: **±1 Hz***

*30 minutos: **+2.5 Hz / - 2 Hz***

- b) La infraestructura requerida para los Centros de Carga en proceso de Conexión o Modificación Técnica deberá tener en consideración que la conexión, desconexión o variación de carga no deberá causar desviaciones de frecuencia mayores a 0.1 Hz en los Sistemas Interconectados que componen el SEN. Durante la realización de los Estudios de Conexión el CENACE podrá definir la rampa máxima que podrá tener el Centro de Carga durante sus ciclos de operación para preservar la Confiabilidad del SEN

# 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 RNT o a las RGD.
- 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.
- g) La capacidad interruptora y la capacidad de corto circuito de las protecciones de los Centros de Carga en el Punto de Conexión debe estar ajustada a los niveles de corto circuito correspondientes al inciso c de este numeral.

# Factor de potencia

---

- a) En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW y los Centros de Carga conectados en Alta Tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el Punto de Conexión, con medición cinco-minutal conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la que la sustituya. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. La vigencia de este requerimiento permanecerá hasta el 8 de abril de 2026.

Posterior a este periodo, el requerimiento de factor de potencia será de 0.97 en atraso y 1.0 en el punto de conexión, con medición cinco-minutal. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual.

Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de factor de potencia.

# CFE SSB vs. CdR

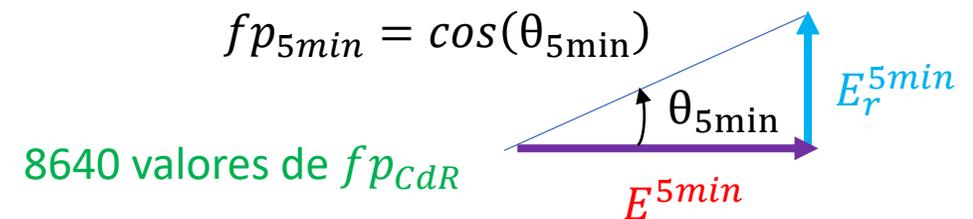
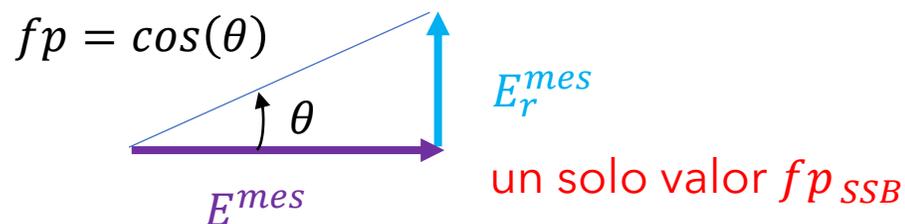
Tanto el factor de potencia de factura **SSB** como el de **CdR** se calculan con energías como sigue:

$$fp_{SSB} = \cos \left( \operatorname{atan} \left( \frac{E_r^{mes}, \frac{kVArh}{mes}}{E^{mes}, \frac{kWh}{mes}} \right) \right); fp_{CdR} = \cos \left( \operatorname{atan} \left( \frac{E_r^{5min}, \frac{kVArh}{5 \text{ min}}}{E^{5min}, \frac{kWh}{5 \text{ min}}} \right) \right)$$

En un mes se obtiene **un solo valor**  $fp_{SSB}$ , en ese mismo período se obtienen **8640 valores** de  $fp_{CdR}$  si el mes es de 30 días.

Para obtener bonificación en servicio de suministro básico, se requiere que el  $fp_{SSB}$  sea superior a 0.9

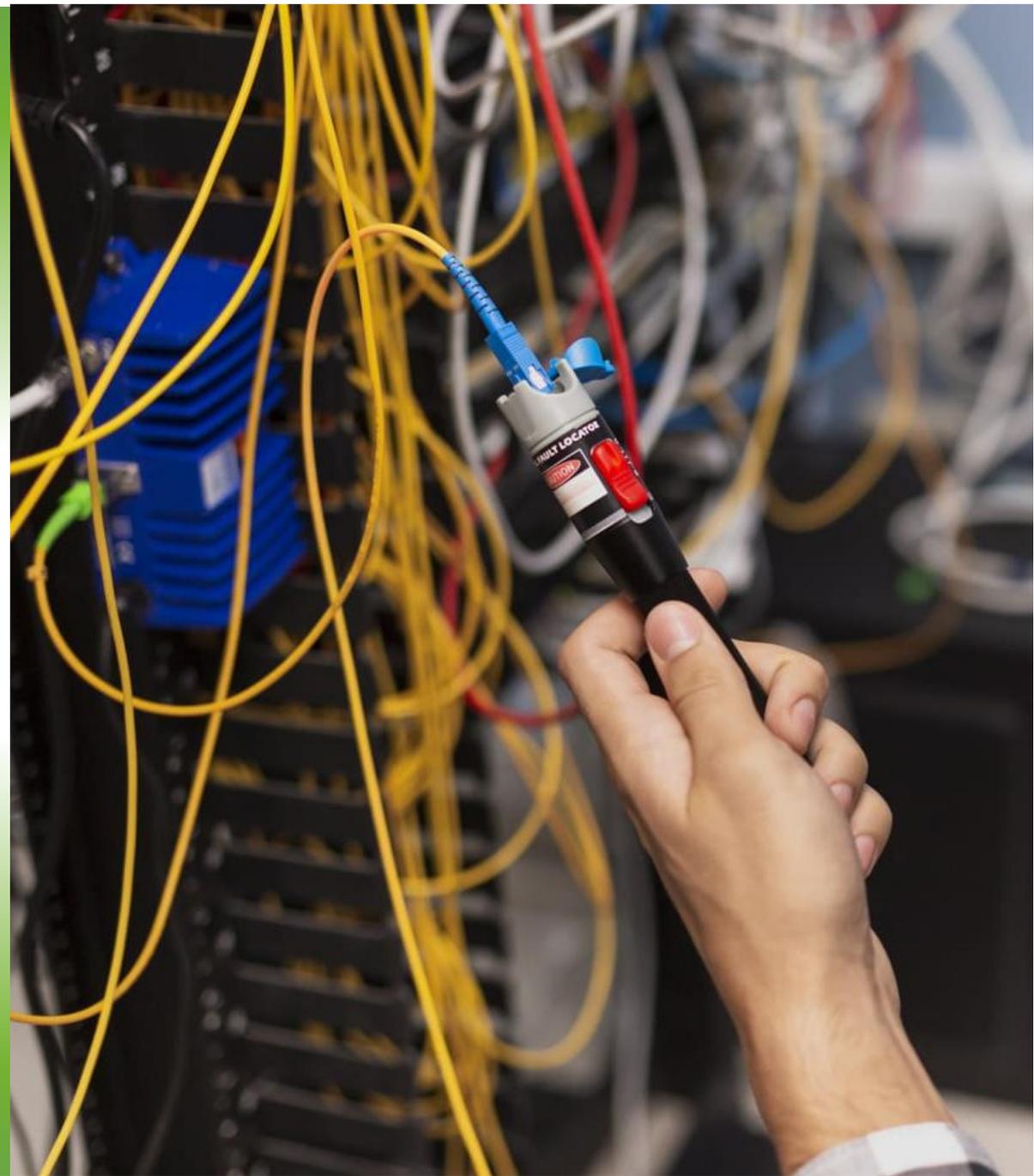
Para cumplimiento CdR se requiere que el 95% de los registros cinco-minutales esté entre 0.95 atrasado y uno.



# Protecciones

---

- a) Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la RNT y en las RGD deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana de especificación técnica aprobada por la SENER, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir con los requerimientos señalados durante los procesos de Conexión y Modificación Técnica conforme al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.



# Protecciones

---

- b. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios y durante el proceso de Conexión o Modificación Técnica:
  - I. Detección de fallas internas y externas a la línea 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.
- c. Adicional a las obras de refuerzo necesarias, los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema, con base en las condiciones presentes en el Punto de Conexión, de acuerdo con lo determinado en el proceso de Conexión o Modificación Técnica.

# Protecciones

---

- d. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:
  - i. Cualquier cambio o ajuste que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección en el Punto de Conexión deberá realizarse de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa establecido en el presente Código de Red.
  - ii. Los tiempos máximos de liberación de las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y/o Distribuidor.
- e. Los Centros de Carga son responsables de la implementación y funcionamiento de sus sistemas de protección. Las protecciones de los Centros de Carga en el Punto de Conexión que se encuentren conectados en Alta o Media Tensión se deberán coordinar con el Transportista o Distribuidor según corresponda para lograr este objetivo. Los sistemas de protección de los Centros de Carga deben estar coordinados y ser capaces de liberar las fallas causadas en sus instalaciones.

# Control

- a) El CENACE deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho de los Recursos de Demanda Controlable (RDC). A su vez, el Centro de Carga con Demanda Controlable, deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con el Manual de TIC.



# Intercambio de información

---

- a. La información de Telemetría en Tiempo real en forma directa y las características de ésta para los Centros de Carga serán definidas en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga serán definidas en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- 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 el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.

# Intercambio de información

---

- d. El CENACE podrá solicitar al Transportista o al Distribuidor la información de Calidad de la potencia de los sistemas de medición bajo su responsabilidad. El Transportista o Distribuidor entregará esta información en los formatos que se establezcan previamente y a través de los medios que al respecto se definan en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- e. Los Centros de Carga deben cumplir con lo establecido en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya, de acuerdo con sus características.

# Calidad de potencia

---

Los Centros de Carga deberán cumplir con los siguientes criterios:

- a. Todos los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán asegurarse de que en la línea de Conexión a la red no existan distorsiones armónicas en corriente, desbalances de tensión y corriente, ni fluctuaciones en la tensión del Suministro Eléctrico causadas por sus actividades más allá de lo especificado en los incisos d, e y f, que se muestran en este apartado.
- b. Los Centros de Carga que se encuentran conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de Calidad de la potencia.
- c. Los Centros de Carga en Media Tensión, con una demanda contratada menor a 1 MW, solo deberán cumplir con el requerimiento de desbalance de tensión y de corriente.

# Calidad de potencia

- d. Los Centros de Carga no deben exceder los niveles de distorsión armónica de corriente establecidos en las Tablas 2.8.A, 2.8.B y 2.8.C; conforme a las siguientes especificaciones:

Los Centros de Carga deberán cumplir con los límites establecidos de acuerdo con el nivel de tensión al que se conectan y con el valor de la Impedancia de Corto Circuito (I<sub>cc</sub>/I<sub>L</sub>) en el Punto de Conexión. I<sub>cc</sub> es la Corriente Máxima de Corto Circuito, que es el promedio de las Corriente Máximas de los últimos 12 meses. En caso de contar con un transformador, podrá tomar como referencia la corriente nominal de las unidades de transformación de potencia de carga.

El valor a considerar para la evaluación de cada componente de armónica individual (I<sub>h</sub>) será el percentil 95 de los registros semanales (o 7 días naturales), de la medición de agregación de 10 minutos, expresado en porcentaje de I<sub>L</sub>.

La Distorsión Armónica Total de Demanda, deberá calcularse para cada registro de la medición de agregación de 10 minutos, y deberá mantenerse por debajo de los límites indicados al menos el 95% del tiempo durante un periodo semanal, este valor se expresa en porcentaje y resulta de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\%DATD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} I_h^2}}{I_L} 100$$

# Calidad de potencia

		Impedancia Relativa o razón de corto circuito ( $I_{CC}/I_1$ )	Límites para componentes armónicas impares en % (Las armónicas pares se limitan al 25% de los valores aquí mostrados)					Distorsión Armónica Total de Demanda en % (%DATD)
			H < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	H ≥ 35	
2.8A	Hasta 69 kV	$I_{CC}/I_1 < 20$	4	2	1.5	0.6	0.3	5
		$20 \leq I_{CC}/I_1 < 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
		$50 \leq I_{CC}/I_1 < 100$	10	4.5	4	1.5	0.7	12
		$100 \leq I_{CC}/I_1 < 1000$	12	5.5	5	2	1	15
		$I_{CC}/I_1 \geq 1000$	15	7	6	2.5	1.4	20
2.8B	69 kV a 161 kV	$I_{CC}/I_1 < 20$	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
		$20 \leq I_{CC}/I_1 < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
		$50 \leq I_{CC}/I_1 < 100$	5	2.25	2	0.75	0.35	6
		$100 \leq I_{CC}/I_1 < 1000$	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
		$I_{CC}/I_1 \geq 1000$	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
2.8C	Mas de 161k V	$I_{CC}/I_1 < 50$	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
		$I_{CC}/I_1 \geq 50$	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

**Nota 1.** En el caso de las componentes armónicas de orden par, los límites se reducen al 25% de los correspondientes a las armónicas de orden impar.

**Nota 2.** Los límites mostrados deben ser utilizados como el caso más desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos de arco eléctrico, que toman un tiempo máximo de un minuto, se permite exceder los límites en un 50%. Asimismo, durante la operación de los hornos de arco eléctrico se permite que el límite para la componente armónica de segundo orden sea igual al límite establecido para las componentes armónicas de orden impar en el intervalo  $2 \leq h < 11$ , según corresponda.

**Nota 3.** En ningún caso se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa en el Punto de Conexión.  
Referencia: IEEE-519-2014.

# Fluctuaciones de tensión

---

Indicador	Límite
Pst	$\leq 1$
Plt	$\leq 0.8$

Tabla 3.8.D. Límites de fluctuaciones de tensión.

La fluctuación de tensión, en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión, debe limitarse de acuerdo con la Tabla 3.8.D.

Nota 1. La fluctuación de tensión son oscilaciones en el nivel de tensión debidas, de manera enunciativa más no limitativa, a la operación de cargas cíclicas o por oscilaciones inter-armónicas.

Nota 2. Descripción de indicadores:

Pst - Indicador de variación de tensión de corto plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 10 min, siendo Pst=1 el umbral de irritabilidad.

Plt - Indicador de variaciones de tensión de largo plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un periodo largo de 2 horas, empleando valores sucesivos de Pst.

# Fluctuaciones de tensión

---

Los Centros de Carga son los responsables de no provocar fluctuaciones de tensión fuera de los rangos que indica la Tabla 3.8.D. Los valores de Pst y Plt serán monitoreados y medidos conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A. El valor a considerar para la evaluación de cada indicador será el percentil 95 de los registros semanales (o 7 días naturales).

En caso de que el Transportista o Distribuidor detecte casos de incumplimiento del requerimiento de flicker, lo notificará al CENACE para que evalúe al responsable que está provocando dicha fluctuación, de acuerdo con la formulación establecida en el artículo 10 del estándar IEC-61000-3-7, referente a la regla de la sumatoria de fuentes.

Debido a que este análisis solo se llevará a cabo cuando se identifique un posible incumplimiento del Código de Red, el Centro de Carga deberá seguir las instrucciones pertinentes, de lo contrario se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.

# Desbalance de tensión y de corriente

---

Estas perturbaciones se pudieran presentar en sistemas trifásicos, de manera enunciativa más no limitativa, por alguna de las causas siguientes: asimetría en la distribución de carga por fase, conexión de cargas monofásicas o bifásicas, operación de dispositivos de protección monofásicos o bancos de capacitores, asimetría en la disposición de las fases de las instalaciones del centro de carga.

El desbalance de tensión en sistemas trifásicos se define como la razón entre **la magnitud de la componente de tensión de secuencia negativa** ( $V_2$ ) y **la magnitud de la componente de tensión de secuencia positiva** ( $V_1$ ) expresada en porcentaje de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\%V_{desb} = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100$$

El desbalance de tensión en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión debe limitarse a 2%, considerando el desbalance de secuencia negativa valor resultado de la agregación de 10 minutos de conformidad con la NOM-001-CRE/SCFI2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A. El percentil 95 de los registros de medición durante un periodo semanal (o 7 días naturales) no deberá exceder el límite establecido.

# Desbalance de tensión y de corriente

Para los Centros de Carga en Media Tensión con Demanda Contratada menor a 1 MW el desbalance de tensión podrá ser calculado, considerando los valores de la agregación de 10 minutos, como:

$$\%V_{desb} = \frac{\text{Max}(|V_{prom} - V_{ab}|, |V_{prom} - V_{bc}|, |V_{prom} - V_{ca}|)}{V_{prom}} \quad V_{prom} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3}$$

Donde:  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  y  $V_{ca}$ : corresponden al valor eficaz de cada tensión entre líneas.

El desbalance de corriente en sistemas trifásicos ( $I_{desb}$ ) es definido como la razón entre la magnitud de la componente de corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) y la magnitud de la componente de corriente de secuencia positiva ( $I_1$ ) expresada en porcentaje de acuerdo con la siguiente formulación.

$$\%I_{desb} = \frac{I_2}{I_1} 100$$

El desbalance de corriente en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión debe limitarse a 15%, considerando el desbalance de secuencia negativa valor resultado de la agregación de 10 minutos de conformidad con la NOM-001-CRE/SCFI2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A. El valor promedio de los registros de medición durante un periodo semanal (o 7 días naturales) no deberá exceder el límite establecido.

# Desbalance de tensión y de corriente

---

Para los Centros de Carga en Media Tensión con Demanda Contratada menor a 1 MW el desbalance de corriente podrá ser calculado, considerando los valores de la agregación de 10 minutos, como:

$$\%I_{desb} = \frac{\text{Max}(|I_{prom} - I_a|, |I_{prom} - I_b|, |I_{prom} - I_c|)}{I_{prom}}$$

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}$$

Donde:  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$ : corresponden al valor eficaz de cada corriente de línea

# Calidad de energía

---

Energía = corriente, tiempo & voltaje

La corriente es gobernada por la carga

El tiempo no se puede modificar

Solo el voltaje es controlable

**PQ = CALIDAD DE VOLTAJE**



A worker in a yellow hard hat and safety vest is shown in profile, looking out over a power line tower against a blue sky. The image has a green and blue color overlay.

**¿QUÉ BENEFICIOS OBTENGO AL  
CUMPLIR CON EL CÓDIGO DE RED?**

---

# Beneficios al cumplir con el CdR

---

El código de red plantea darle continuidad, confiabilidad y seguridad a la red eléctrica a través de las exigencias que este pide.

Es así que los beneficios que tendrá la red eléctrica nacional se trasladaran de forma directa al usuario en caso de que este lo aplique aguas abajo en su planta:

- Mejorar calidad de energía (estabilidad de voltaje)
- Continuidad en los procesos
- Reducción de tasa de daños a equipos eléctricos
- Calidad de Producto sostenida
- Mejora en índices de productividad
- Reducción de pérdidas
- Reducción de merma (*y más tratándose de procesos térmicos*)
- Reducción de costos de operación y producción

Y, además: se incrementan los niveles de confiabilidad de la red, lo cual nos beneficia a todos

A worker in an orange safety suit and white hard hat is working on industrial machinery in a factory setting. The worker is seen from the side, focused on the task. The background shows various pipes, valves, and electrical panels. The image has a blue and green color overlay.

**¿CUÁLES SON LAS SANCIONES?**

---

# Sanciones

Viernes 8 de abril de 2016 DIARIO OFICIAL (Tercera Sección)

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 las instrucciones que el CENACE emita en el ejercicio del Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, 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 disposiciones 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

**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;  
[...]

Significado de “Dejar de Observar”:  
Hacer caso omiso de la ley consiente o  
“inconscientemente”

Siguientes temas para futuros webinars:

- Factor de potencia
- Armónicas
- Variaciones de Voltaje (Sag's y Swell's)
- Sistemas de Monitoreo
- Desbalance de Voltaje y/o corriente

Agradecemos sus comentarios para darle orden a estos temas, sugerimos este orden porque aplicar bien el código de red implica entender bien todos estos conceptos.