



Introducción al Código de Red

MC. César Emmanuel Valdez Sánchez*

Comisión Reguladora de Energía

Unidad de Electricidad

Director de Confiabilidad Eléctrica

www.cre.gob.mx



**Los comentarios y opiniones expresados en esta presentación son los del autor y no necesariamente reflejan la opinión de la CRE.*

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.

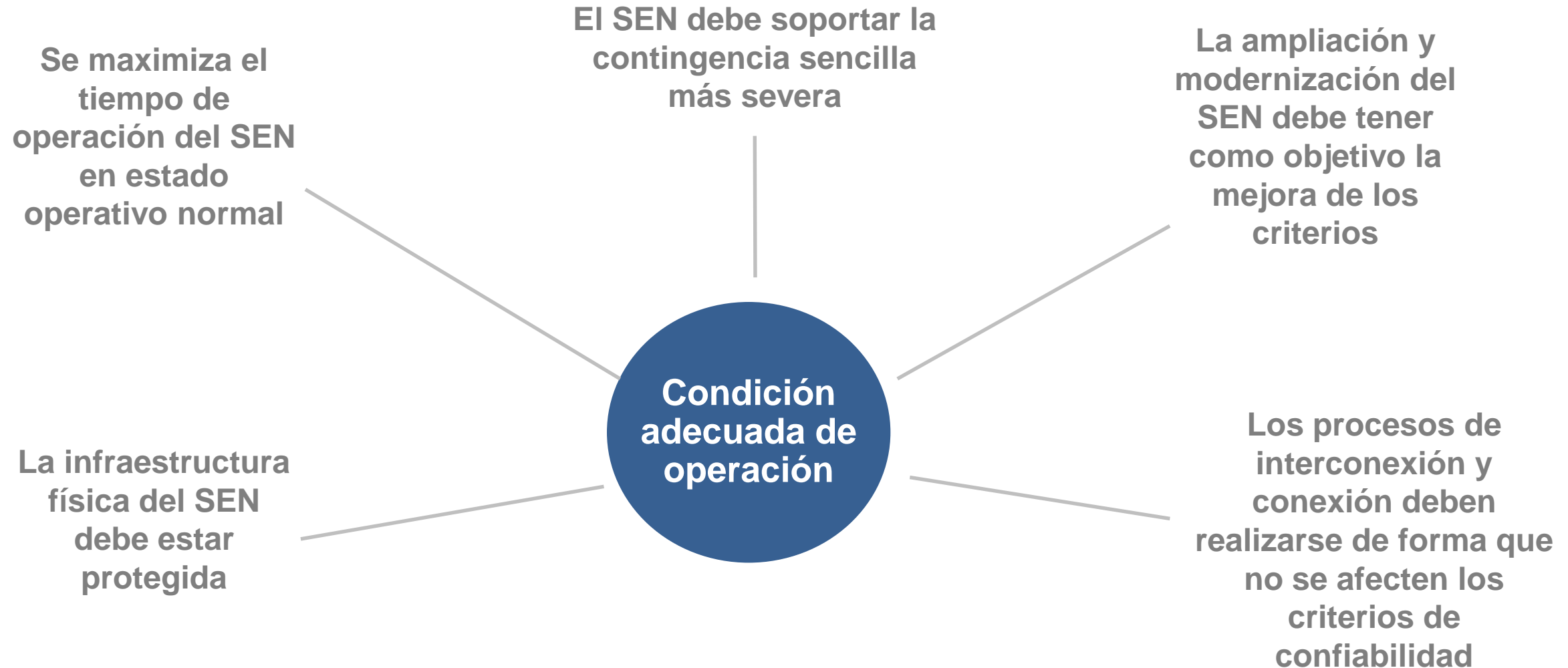
Su objetivo es establecer los criterios técnicos que los Integrantes de la Industria Eléctrica deben observar de forma obligatoria, en el desarrollo de sus actividades en el SEN, para asegurar que el SEN alcance y mantenga una **condición adecuada de operación**.

Liga al Diario Oficial de la Federación:

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



Condición adecuada de operación

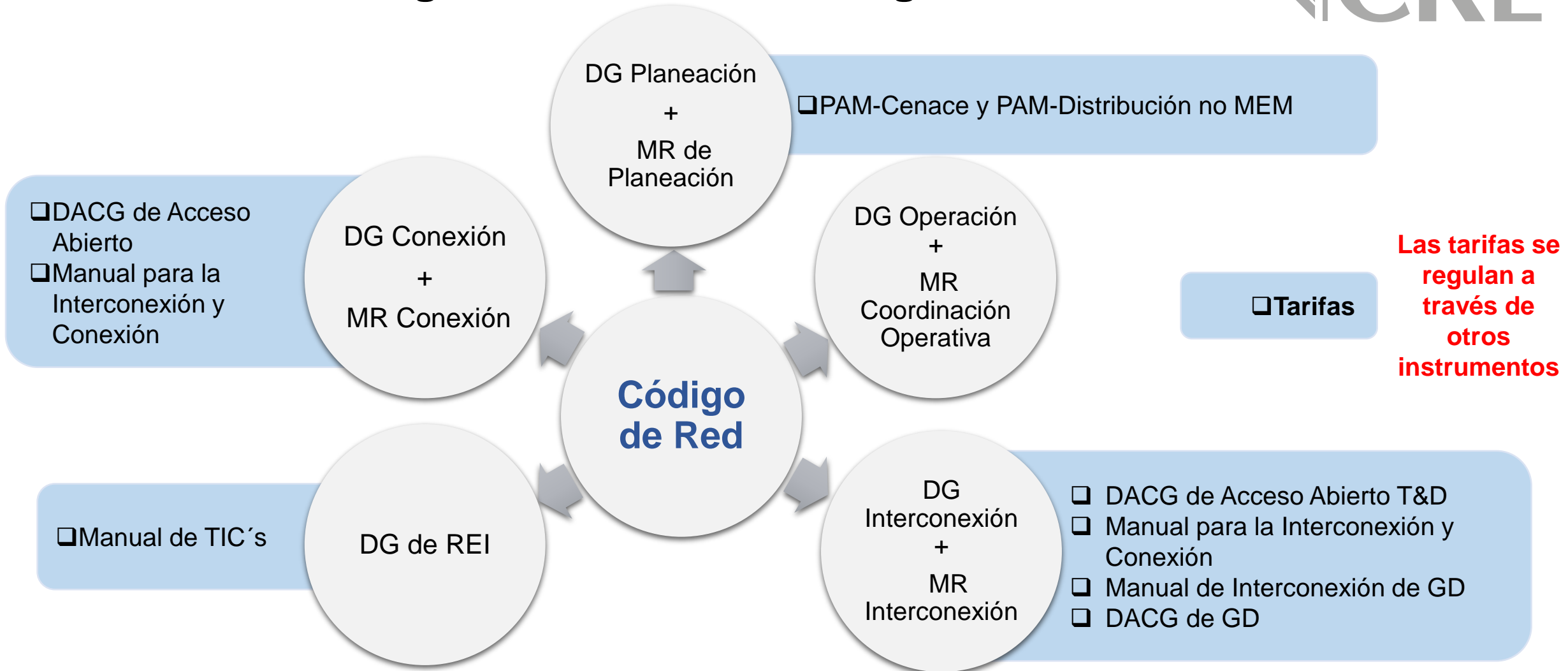


Beneficios del Código de Red:

- 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:



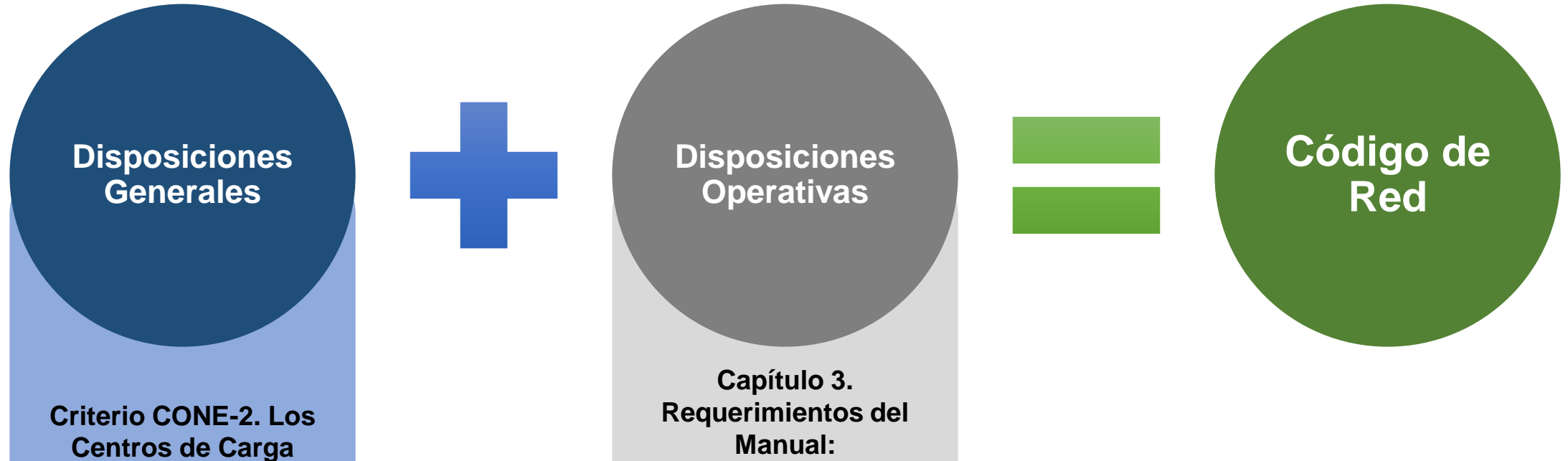
Relación del Código de Red con otras regulaciones



DG	Disposición General
MR	Manual Regulatorio
PAM	Programa de Ampliación y Modernización
DACG	Disposición Administrativa de Carácter General

T&D	Transmisión y Distribución
GD	Generación Distribuida
TICS	Tecnologías de la Información y Comunicación
REI	Red Eléctrica Inteligente

Estructura del Código de Red



Criterio CONE-2. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión dentro del rango de valores máximo y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga (...).

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

Proceso de desarrollo del Código de Red

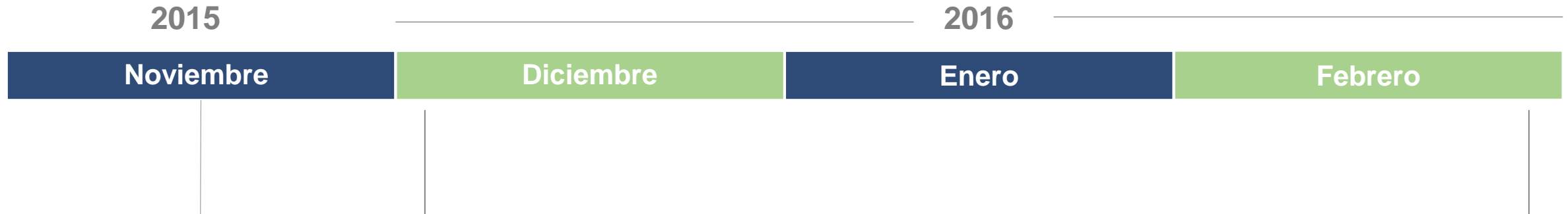


Proceso de desarrollo del Código de Red



En el desarrollo del Código de Red, se analizó la experiencia internacional y el contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional.

Emisión del Código de Red



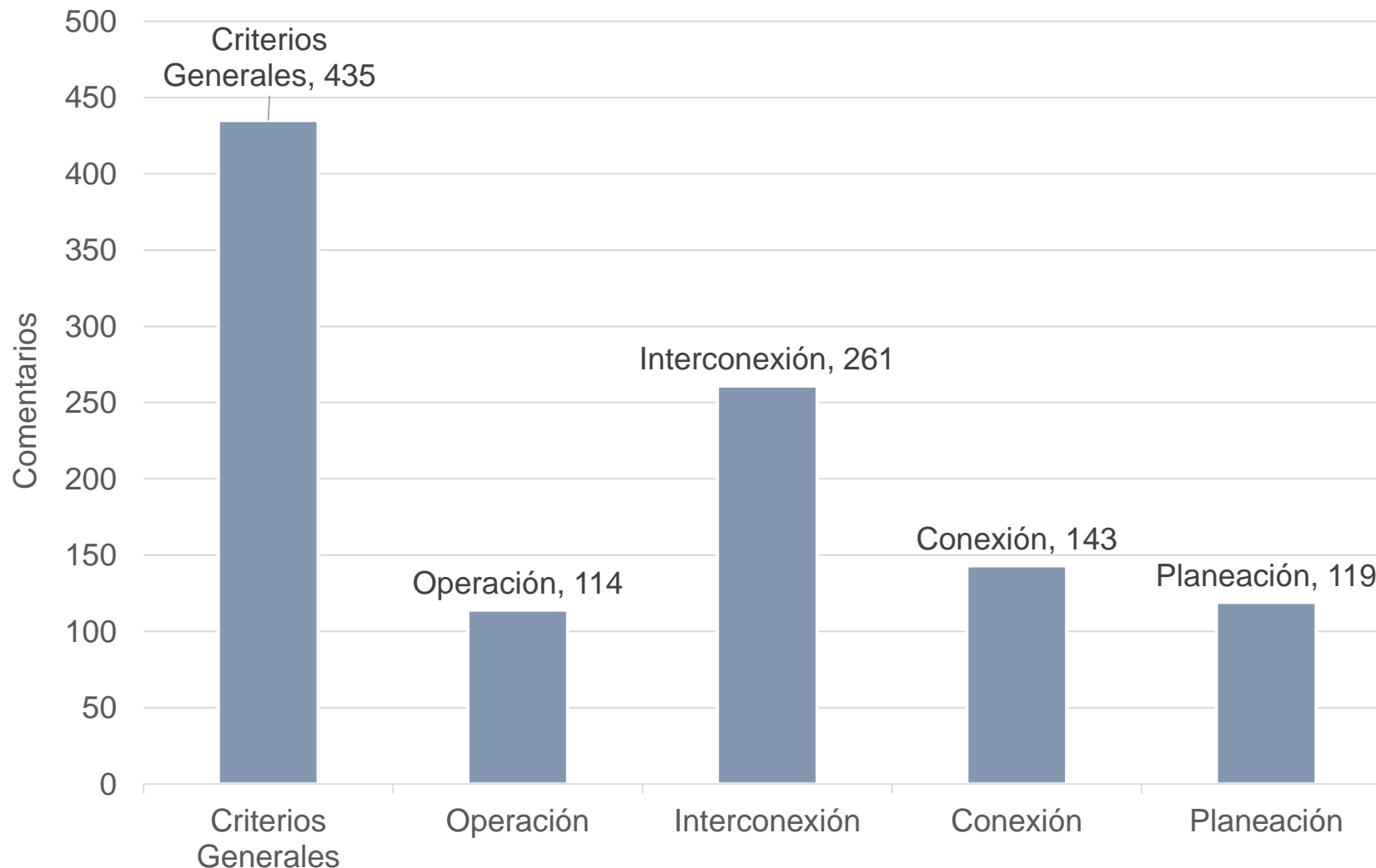
CRE envía el proyecto de Código de Red a consulta pública al portal de COFEMER (ahora CONAMER)

El proceso de consulta pública duró desde el 27 de noviembre 2015 hasta el 23 de febrero 2016 (tres meses)



En la consulta pública, el Código de Red recibió más de 1000 comentarios, de diversos Integrantes de la Industria Eléctrica.

Consulta pública del Código de Red



**+1000
Comentarios:**

- ✓ **Asociaciones**
- ✓ **Instituciones**
- ✓ **Empresas**

Proceso de actualización y modificación

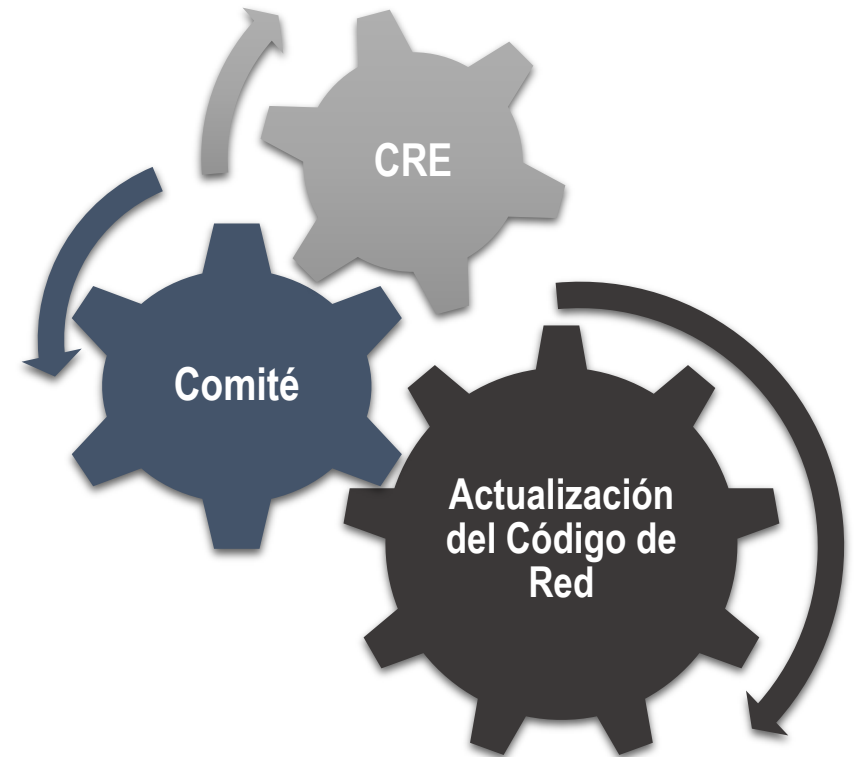


El apartado B.1 del Código de Red, **la Comisión constituirá un Comité Consultivo de Confiabilidad** y emitirá las Reglas de Operación que deberán contener al menos los aspectos de su integración y funcionamiento.

Objetivo

El Comité tiene por objetivo **contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública** de los manuales, procedimientos y criterios contenidos en el **Código de Red**.

Las propuestas del Comité no son vinculatorias, y quedan sujetas a la aprobación del Órgano de Gobierno de la CRE.



Comité Consultivo de Confiabilidad



Emisión de las Reglas de Operación e Integración del Comité y la Convocatoria:



Comité Consultivo de Confiabilidad



En marzo de 2018, la CRE aprobó el acuerdo A/011/2018, por el que designó a los Vocales, confirmó a los Invitados Permanentes y nombró al Presidente del Comité Consultivo de Confiabilidad:

La Primera Sesión del Comité fue el 18 de Junio de 2018.



Presidente

Comisionado Marcelino Madrigal



Secretario Técnico

Director General Héctor Beltrán

9 Vocales

3 Generadores o asociaciones



1 Transportista



1 Fabricante de equipo eléctrico



2 Centros de Carga o asociaciones



1 Distribuidor



Otro

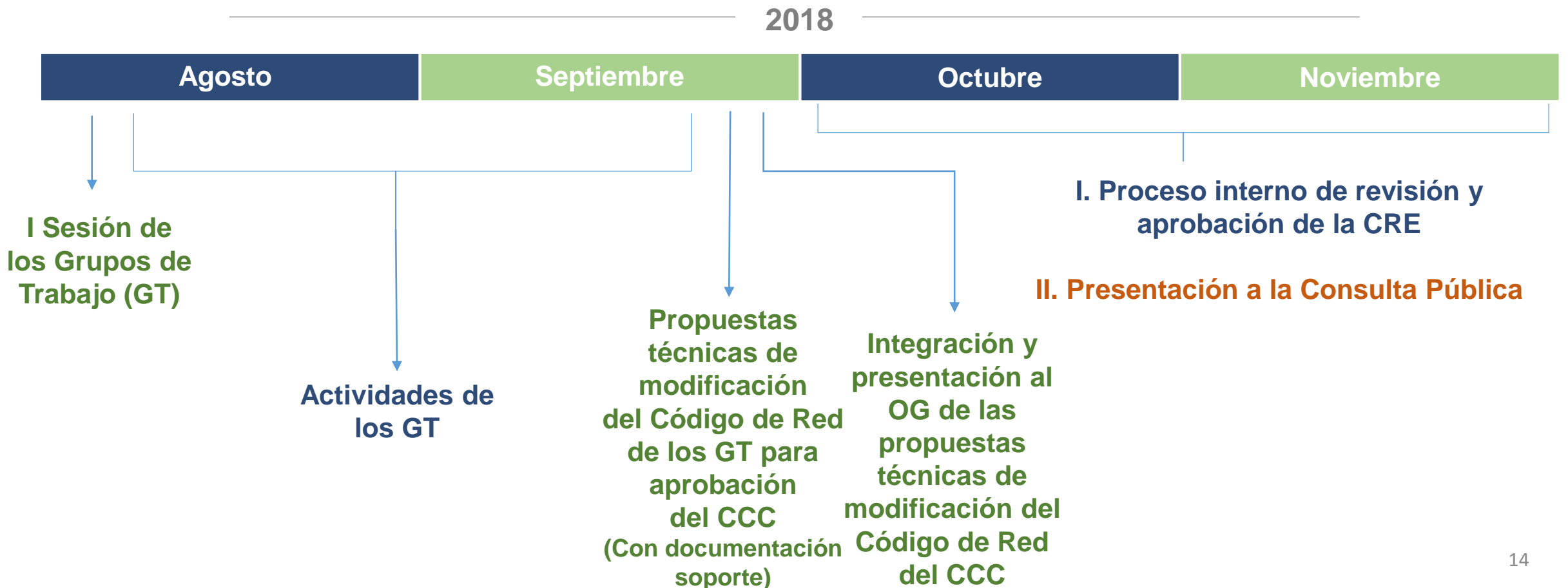


Dos Invitados Permanentes

Comité Consultivo de Confiabilidad



- Revisión del Código de Red 2018:
 - ✓ Se han conformado 3 Grupos de Trabajo: Generadores, Centros de Carga y Operación/Planeación



Actividades reguladas por el Código de Red

Actividades reguladas:

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



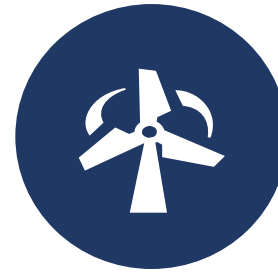
Operación

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.



Planeación operativa

1. Tensión
2. Frecuencia
3. Margen de Reserva

Parámetros de operación



Coordinación operativa

1. Centrales eléctricas
2. Centros de Carga
3. Transportista
4. Distribuidor
5. Suministradores

Planeación del SEN:



Las Disposiciones generales de observación para el proceso de planeación prevén los criterios técnicos que deben ser observados por el CENACE y los Distribuidores, en los procesos de planeación de la RNT y de las RGD, y que incluyen, entre otros, los siguientes:

Criterio P-2. En la elaboración de los PAM 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-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-12. El CENACE determinará las necesidades de que el SEN cuente con nuevos o refuerce los enlaces asíncronos internacionales.

Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas:



Los requerimientos son función de:



- 1** La Capacidad de la Central Eléctrica
- 2** El Sistema Interconectado al que se desea integrar
- 3** La tecnología de generación, considerando la siguiente clasificación: síncrona y asíncrona.

Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas:



Alcance y aplicación:

1

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.**

2

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.

3

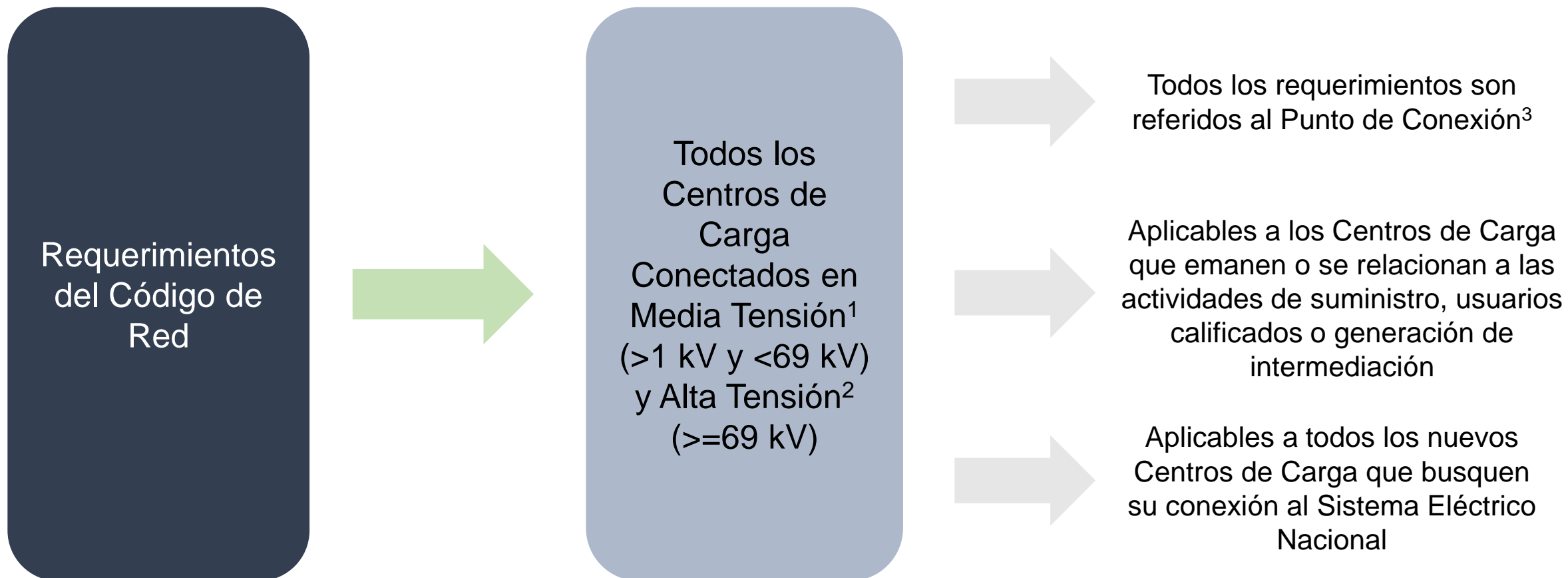
Una Central Eléctrica que **cambie o adicione un Punto de Interconexión.**

4

El cumplimiento se verifica por el CENACE antes de la entrada en operación comercial.

Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga

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

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.

Estado Actual:

- A la fecha, la CRE no ha recibido ningún Plan de Trabajo para asegurar el cumplimiento del Código de Red

Requerimientos técnicos:



Criterios de Conexión

Tensión

Frecuencia

Corto circuito

Factor de potencia

Protecciones:

Control

Intercambio de Información

Calidad de la Energía: flicker, distorsión armónica de corriente y desbalance de corriente.

Requerimientos técnicos: Tensión

Los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión en estado estable y transitorias:

- 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.

Requerimientos técnicos: Tensión

Los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión en estado estable y transitorias:

- 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.

Requerimientos técnicos: Factor de Potencia



- 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 periodo mensual**. Este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del Manual en el DOF. Posterior a este periodo, el requerimiento del factor de potencia será de 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 durante un periodo mensual.
- El factor de potencia en tensiones menores o iguales a 35 kV se medirá en nodos de calidad de energía, de conformidad con las “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución de energía eléctrica”.

Requerimientos técnicos: Factor de Potencia

Experiencia internacional:



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):

$\leq 30\text{kV}$: 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
 $\geq 200\text{kV}$: 0.98 inductivo y 1.0

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

Requerimientos técnicos: Flicker

Experiencia internacional:



México

En Media y Alta Tensión:

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

Nota 1. P_{st} y P_{lt} 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:

- $P_{st} \leq 0.8$

- $P_{lt} \leq 0.6$

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

Chile¹

✓ P_{st} :

Tensión ≤ 110 kV ≤ 1.0

Tensión >110 kV: ≤ 0.8

✓ P_{lt} :

Tensión ≤ 110 kV ≤ 0.8

Tensión >110 kV: ≤ 0.6

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

Requisitos específicos:



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

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.



Introducción al Código de Red

MC. César Emmanuel Valdez Sánchez*

Comisión Reguladora de Energía

Unidad de Electricidad

Director de Confiabilidad Eléctrica

www.cre.gob.mx



**Los comentarios y opiniones expresados en esta presentación son los del autor y no necesariamente reflejan la opinión de la CRE.*