

**ASUNTO: Respuesta al Dictamen Preliminar, respecto del anteproyecto denominado “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía abroga la resolución RES/151/2016 y 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” Ref. 65/0011/220719**

**Gilberto Lepe Saenz**

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio  
Comisión Nacional de Mejora Regulatoria  
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025, piso 10  
Col. San Jerónimo Aculco, Magdalena Contreras  
C.P. 10400, Ciudad de México

**Atención y respuesta al Oficio No. CONAMER/19/5099.**

En atención a las observaciones incluidas en el Oficio No. CONAMER/19/5099, recibido en la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el 4 de septiembre de 2019, mediante el cual la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) comunica a la CRE del Dictamen Preliminar del anteproyecto “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía abroga la resolución RES/151/2016 y 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”, se emiten las siguientes respuestas:

- I. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria:

**Comentario CONAMER:**

“En ese contexto, y con la finalidad de sustentar la simplificación regulatoria propuesta, la CRE incluyó en el formulario del AIR un documento denominado: ANEXO-AcuerdoPresidencial.pdf en el que desglosa la carga administrativa que representan los trámites propuestos para su eliminación, basada en elementos como: frecuencia anual, requisitos, plazos, y unidades económicas involucradas en su gestión, en este sentido, la CONAMER indicó en el oficio emitido del ACR que los elementos involucrados en el análisis podrían ser adecuados para el cumplimiento de los preceptos jurídicos en materia regulatoria ya señalados; no obstante, advirtió que el trámite “Solicitud de Permiso de Distribución por Medios Distintos a Ducto de Petrolíferos” inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS) con homoclave CRE-16-011-F, fue dado de baja a petición de esa Comisión

mediante oficio SE-300/45991/2019 remitido a la CONAMER el 13 de mayo de 2019, el cual fue atendido mediante el diverso CONAMER/19/2395 notificado a la CRE el 22 de mayo del año en curso.

Por lo anterior, este Órgano Desconcentrado reitera la solicitud indicada en el ACR para que la CRE se pronuncie sobre la baja de trámite identificada, y realice los cambios que considere necesarios tanto en el documento que sustenta el requerimiento de simplificación regulatoria como el contenido de la propuesta regulatoria.”

### **Respuesta CRE:**

Con respecto a lo anterior, se le informa a la CONAMER que, derivado de la modificación del Reglamento Interno de la CRE, ésta solicitó a la CONAMER, mediante oficio SE-300/45991/2019, la baja e inscripción de algunos trámites, entre los que se encuentra el trámite identificado como “Solicitud de permiso para llevar a cabo las actividades reguladas en materia de petróleo, petrolíferos, petroquímicos y bioenergéticos; modalidad F: Solicitud de Permiso de Distribución por Medios Distintos a Ducto de Petrolíferos” inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS) con homoclave CRE-16-011-F. En este sentido, el trámite referido fue inscrito nuevamente en el RFTS bajo la homoclave CRE-20-001-F<sup>1</sup>, por lo que se solicita a la CONAMER tomar esta última homoclave como la que se encuentra vigente para el trámite referido.

Asimismo, se aclara que la simplificación regulatoria descrita para el cumplimiento del Acuerdo Presidencial se refiere a la modificación de los plazos de respuesta asociados a los trámites de referencia, lo cual fue establecido mediante el Acuerdo A/082/2017 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de enero de 2018, como se describe en la Tabla 1.

**Tabla 1. Tramites a derogar**

Homoclave vigente	Nombre	Unidad Administrativa	Plazo actual	Plazo nuevo Días hábiles	Reducción de costos (Pesos)
CRE-20-001-F	Solicitud de permiso para llevar a cabo las actividades reguladas en materia de petróleo, petrolíferos, petroquímicos y bioenergéticos; modalidad F: Solicitud de Permiso de Distribución por Medios Distintos a Ducto de Petrolíferos.	Unidad de Petrolíferos.	90 días hábiles	64	\$11,312.12
CRE-15-022	Solicitud de permiso de generación de energía eléctrica	Unidad de Electricidad	60 días hábiles	50	\$83,156,782.93
					\$ 83,168,095.05

No se omite señalar que, derivado de la atención a los comentarios emitidos por la CONAMER en el dictamen de referencia, se identificaron trámites y obligaciones adicionales, por lo que resultó necesario actualizar el costo total asociado al Código de Red y, por tanto, se recalculó el ahorro por simplificación de obligaciones. Como se muestra a continuación:

<sup>1</sup> <http://187.191.71.208/BuscadorTramites/fichasnew/CRE-20-001-F.pdf>

La simplificación total por la derogación de las dos obligaciones señaladas previamente, tiene como resultado un monto de **\$83,168,095.05 pesos**.

En este sentido, se estima que la implementación del Código de Red tendría el siguiente ahorro:

Costo del Código de Red: **\$ 43,920,000.00 pesos**,

Costo de las obligaciones a derogar: **\$83,168,095.05 pesos**

Ahorro total= \$ 43,920,000 - \$83,168,095.05 = - \$ 39,248,095.05 pesos

III. Objetivos regulatorios y problemática:

### **Comentario CONAMER:**

*“Con base en la información proporcionada por la CRE, esta Comisión observa que su justificación sobre la problemática para emitir la propuesta regulatoria está enfocada a las atribuciones que le otorga la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento, por ello la CONAMER considera necesario precisar que la solicitud del presente numeral está dirigida a que la Dependencia u Órgano regulador describan la situación específica que amerite su emisión y acciones concretas por parte de la Autoridad (es decir describa la problemática que da origen a la necesidad de regular), presentando la información estadística correspondiente, no así respecto de argumentos de índole jurídica, como es el caso de la emisión de regulación sólo por dar cumplimiento a alguna disposición o instrumento jurídico vigente.*

*En este orden de ideas y como parte de los requerimientos del AIR, la CRE incluyó los objetivos que se pretenden lograr con el instrumento regulatorio propuesto, señalando lo siguiente:*

- i. Establecer los criterios técnicos que deberán ser observados por los Integrantes de la Industria Eléctrica, incluido CENACE durante los procesos de planeación y operación del SEN;*
- ii. Requerimientos técnicos que deberán ser observados por las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga para su interconexión y conexión, respectivamente, al SEN;*
- iii. Establecer los criterios técnicos relaciones (sic) con la medición y monitoreo en tiempo real para el control de la RNT, las RGD y los Participantes del Mercado, así como los requerimientos de interoperabilidad que deberán cumplir los elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN;*
- iv. Establecer los criterios técnicos que deberán cumplir los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados;*
- v. Establecer los criterios de carácter específico que determinados sistemas eléctricos deben observar de manera obligatoria, como resultado de sus características particulares, y*
- vi. Entre los principales cambios realizados con respecto a la versión inicial del Código de Red, se enuncian:*
  - a. Pronósticos de Demanda de Energía Eléctrica para el SEN;*
  - b. Metodología Costo-Beneficio;*

- c. *Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM;*
- d. *Procedimiento para la coordinación entre Cenace-Transportista-Suministrador par (sic) el control operativo y físico de usuarios conectados en Alta Tensión;*
- e. *Requerimientos técnicos de interconexión de Centrales Eléctricas, y*
- f. *Requerimientos técnicos de conexión de Centros de Carga.*

*Al respecto, y toda vez que los objetivos planteados deben ser consistentes con la problemática que se pretenda resolver, es necesario que la CRE atienda la consideración del numeral anterior, con la finalidad de sustentar que tales objetivos están encaminados a la situación que originó la propuesta regulatoria y que dichos objetivos permitirán subsanar o resolver la problemática identificada.”*

### **Respuesta CRE:**

Con respecto a lo anterior, si bien la emisión de la regulación en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), prevista en el proyecto de regulación de referencia, denominado Código de Red, se realiza atendiendo a diversas atribuciones otorgadas a la CRE en la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento y la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, es necesario resaltar que, **la problemática que da origen a la intervención gubernamental está asociada con asegurar que el SEN tenga la capacidad de suministrar de manera continua, confiable, y bajo criterios de calidad, la energía eléctrica que requieren los usuarios finales.** Para atender dicha problemática, fue necesario establecer criterios técnicos que promovieran que todas las actividades de la industria eléctrica, a saber: generación, consumo, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN, se realicen de manera coordinada y observando requerimientos mínimos de desempeño.

En este contexto, como se señaló en el AIR, la regulación que se somete al proceso de consulta pública aclara y complementa los requerimientos establecidos en la Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (Código de Red), publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de abril de 2016, en particular, de manera enunciativa más no limitativa, sobre los siguientes temas principales:

- a. Pronósticos de Demanda de Energía Eléctrica para el SEN;
- b. Metodología Costo-Beneficio;
- c. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM;
- d. Procedimiento para la coordinación entre Cenace-Transportista-Suministrador par (sic) el control operativo y físico de usuarios conectados en Alta Tensión;
- e. Requerimientos técnicos de interconexión de Centrales Eléctricas, y
- f. Requerimientos técnicos de conexión de Centros de Carga.

Al respecto, a continuación, se explica la forma en la que los temas señalados coadyuvan a atender la problemática identificada.

a. Pronósticos de Demanda de Energía Eléctrica para el SEN:

Los pronósticos de demanda son parte fundamental de los ejercicios de planeación de largo plazo que llevan a cabo el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Distribuidor, en atención a las atribuciones establecidas en la LIE y su Reglamento<sup>2</sup>, debido a que corresponden a uno de los insumos empleados para determinar los requerimientos de ampliación y/o modernización de la infraestructura del SEN, para asegurar que se cuenta con la infraestructura mínima necesaria para suministrar la energía eléctrica de forma confiable a los usuarios finales.

En el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 2019-2033<sup>3</sup>, elaborado por el CENACE y en el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM 2019-2033<sup>4</sup>, elaborado por el Distribuidor, se incluyeron capítulos en los que se señalan las metodologías específicas utilizadas por cada uno para elaborar los pronósticos de consumo y de demanda en sus respectivos procesos de planeación, sin embargo, se consideró necesario prever en el Código de Red criterios generales aplicables a la elaboración de pronósticos de demanda y de consumo, en los que se define de forma clara el rol y las responsabilidades que deben ser observadas por todos los Usuarios del SEN<sup>5</sup>, en los procesos de planeación. Lo anterior coadyuvará para alcanzar el objetivo general del Código de Red, asociado principalmente con asegurar el suministro de energía eléctrica de manera continua, confiable, y bajo criterios de calidad, a los usuarios finales, toda vez que promoverá que los responsables de llevar a cabo la planeación del SEN cuenten con insumos consistentes en el proceso de planeación, y que, por tanto, puedan identificar, con mejor información, los requerimientos de infraestructura para asegurar el suministro de la demanda y el consumo.

Para analizar el impacto que tiene sobre la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia el no contar con criterios generales adecuados para la elaboración del pronóstico de la demanda y del consumo, es necesario reconocer que con dicho pronóstico, el planeador del sistema eléctrico trata de asegurar que se cuente con los recursos de generación suficientes para suministrar la demanda y el consumo, y que el sistema tenga la infraestructura mínima necesaria que permita que los recursos de generación lleguen a los puntos en los que se requiere la energía. Asimismo, es necesario señalar que, con la integración de energías renovables variables, el pronóstico de demanda y consumo tendrá un rol cada vez más importante en los procesos de planeación, toda vez que permitirá analizar en diversas escalas de tiempo, la correlación entre la generación renovable variable y el consumo de energía. Es decir, un pronóstico inadecuado puede tener como consecuencia que en el sistema eléctrico en cuestión no cuente con los recursos de generación o de infraestructura suficientes para suministrar la demanda en todo momento.

b. Metodología Costo-Beneficio:

---

<sup>2</sup> Artículo 14 de la LIE y artículo 5 de su Reglamento.

<sup>3</sup> <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019-20-202033.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAMdelasRGD%202019-2033.pdf>

<sup>5</sup> En el contexto del Proyecto del Código de Red, se consideran como Usuario del SEN al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Transportista, Distribuidor, Centrales Eléctricas, Centros de Carga, y Suministradores.

La metodología Costo-Beneficio es una técnica analítica para la toma de decisiones en la Planeación a largo plazo del SEN, funge de gran relevancia debido a que permite evaluar los proyectos que se proponen en los Programas de Ampliación y Modernización y así, por ejemplo, saber si el proyecto es viable y qué tan atractivo es en comparación con otros proyectos o alternativas. En este contexto, se pretende analizar la viabilidad de los proyectos en términos cuantificables de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dichos proyectos.

Establecer de manera clara la evaluación técnico-económica de los proyectos de Transmisión y Distribución, mediante indicadores de rentabilidad económicos, permite identificar el impacto para el SEN y para la sociedad. Lo anterior coadyuvará en desarrollo de proyectos con el mejor beneficio para el SEN y al menor costo, asociado principalmente con asegurar el suministro de energía eléctrica de manera continua, confiable, y bajo criterios de calidad, a los usuarios finales, toda vez que promoverá que los responsables de llevar a cabo la planeación del SEN cuenten con insumos consistentes en el proceso de planeación, y que, por tanto, puedan identificar, con mejor información, los requerimientos de infraestructura para asegurar el suministro de la demanda y el consumo.

Asimismo, es necesario señalar que, parte fundamental de la planeación del SEN consiste en la propuesta de los proyectos y alternativas plasmadas en los Programas de Ampliación y Modernización, que elaboran el CENACE y el Distribuidor, por lo que la metodología Costo-Beneficio es indispensable para la comparación de dichos proyectos, y así mismo, asegurar que el mejor proyecto es aquel que presenta los mayores beneficios y al menor costo, traduciéndose en un beneficio para el SEN y para los usuarios.

c. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM:

Como se mencionó en los incisos anteriores, la planeación es parte fundamental para mantener el SEN dentro de parámetros de Confiabilidad, Continuidad y seguridad, por lo tanto, mediante los criterios de observancia se busca identificar las principales problemáticas operativas del sistema, el análisis de las alternativas y la justificación de los proyectos propuestos, asimismo, se busca asegurar el suministro de energía eléctrica para satisfacer la demanda del SEN, preservar y asegurar la confiabilidad, establecer una expansión eficiente, reducir los costos de producción, contribuir al cumplimiento de las metas de Energía Limpia, sustentando las mejores opciones para el desarrollo de nueva infraestructura y modernizando la ya existente.

Los criterios de observancia tienen el objetivo primordial de proponer la mejor estrategia de expansión de las RGD que no pertenecen al MEM, en términos técnicos y económicos, pretendiendo mejorar la estructura y contenido de la información que se presenta para justificar los principales proyectos del Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM.

d. Procedimiento para la coordinación entre Cenace-Transportista-Suministrador par (sic) el control operativo y físico de usuarios conectados en Alta Tensión:

De conformidad con la fracción I, artículo 108 de la LIE, el CENACE está facultado para ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Asimismo, de conformidad con el artículo 26

de la LIE, Transportistas y Distribuidores son responsables de la RNT y de las RGD y operarán sus redes conforme a las instrucciones del CENACE. Por otro lado, la Base 19.3.2, inciso b), prevé que los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores deberán cumplir las instrucciones de control operativo que emita el CENACE en todo momento.

En este contexto, cabe señalar que los sistemas eléctricos de potencia son entidades dinámicas en las que las acciones de los diferentes usuarios conectados pueden tener impacto sobre el resto de los usuarios, por lo que, con la finalidad de asegurar su correcto funcionamiento dentro de parámetros técnicos definidos, resulta necesario establecer procedimientos claros con respecto a la actuación que cada usuario debe tener bajo diversas condiciones operativas, y de conformidad con las obligaciones específicas que correspondan a cada uno. Actualmente, en el Código de Red vigente se establecen procedimientos particulares para la ejecución de las siguientes acciones:

- Control de tensión,
- Administración de licencias,
- Despacho de generación,
- Reducción de generación por confiabilidad,
- Restablecimiento,
- Comunicación y coordinación operativa.

Sin embargo, con la finalidad de complementar los procedimientos actuales, y de conformidad con el marco legal vigente, resulta necesario establecer el proceso y los lineamientos asociados al control operativo y al control físico, que deben ser observados en la interacción entre los Centros de Carga conectados en Alta Tensión y los demás Usuarios del SEN, en particular, el CENACE, el Transportista y el Suministrador.

A través de dicho procedimiento, se esclarecen las responsabilidades específicas que cada Usuario tiene para llevar a cabo actividades de control operativo y control físico de los Centros de Carga conectados en Alta Tensión. Lo anterior coadyuva a alcanzar el principal objetivo de la regulación actualmente incluida en el Código de Red, debido a que contribuye a que la interacción y los procesos de control sean coordinados, y a que cada una de las partes involucradas conozca de antemano el comportamiento que se espera que tengan en las diversas condiciones operativas que pueden presentarse en el SEN, lo que tiene como resultado una mejor operación del SEN y por tanto, promueve la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

e. Requerimientos técnicos de interconexión de Centrales Eléctricas:

Con respecto a las modificaciones previstas en el anteproyecto de Código de Red sometido a consulta pública sobre los requerimientos técnicos asociados a la interconexión de centrales eléctricas, cabe señalar que en todos los casos se tiene como objetivo aclarar y precisar las obligaciones actualmente establecidas en el Código de Red vigente, así como asegurar que dichas obligaciones guarden congruencia con otras regulaciones emitidas por la CRE. En este sentido, las necesidades de aclaración fueron identificadas por la CRE derivado, entre otros, de las consultas realizadas por los agentes regulados, en las que se solicitaba a la autoridad “interpretar” los preceptos técnicos.

En general, se espera que la regulación sea lo suficientemente clara para que todos los sujetos obligados a observarla entiendan lo mismo de los requerimientos y no sea necesaria, en la mayoría de los casos, la “interpretación” por parte de la autoridad con respecto a en qué consisten los requerimientos, por lo que se determinó necesario hacer las precisiones y aclaraciones vertidas en el anteproyecto en comento.

Cabe señalar que, establecer requerimientos técnicos transparentes con respecto a la interconexión de centrales eléctricas, contribuye a los objetivos del Código de Red, dado que asegura que los sujetos regulados implementen de manera ordenada y homogénea sus requisitos asociados, por lo que se asegura que presenten el desempeño esperado durante la operación del SEN, lo que resulta en una mejor operación del mismo. Además, lo anterior coadyuva a darle certeza a los sujetos regulados, debido a promueve que todas las partes involucradas con la implementación de los requerimientos, tengan el mismo entendimiento y las mismas expectativas en cuanto a desempeño operativo de los mismos.

f. Requerimientos técnicos de conexión de Centros de Carga:

Respecto a los requerimientos técnicos referidos a la conexión de Centros de Carga, se busca disminuir la discrecionalidad incrementando la claridad, además de simplificar para un mejor entendimiento. Lo anterior, debido a la gran cantidad de reuniones que se han atendido en la que solicitan la aclaración o la “interpretación” de los requerimientos técnicos.

Por otro lado, con el objetivo de mantener el SEN operando dentro de parámetros de confiabilidad, se incrementó el alcance de aplicación de los Centros de Carga que deberán cumplir con los requerimientos que establece en Código de Red, para asegurar que el SEN tenga la capacidad de suministrar de manera continua, confiable y bajo criterios de calidad. En el SEN se encuentran conectados aproximadamente 423,200 Centros de Carga en Media Tensión, de los cuales 6,017 tienen una demanda contratada mayor o igual a 1 MW, de los cuales, con información de CFE Distribución el 79% de los centros de carga, en el caso de establecerles la obligación de cumplimiento del requerimiento de Factor de Potencia, no cumplirían, presentando un gran impacto para las RGD debido a la gran demanda que consumen y al efecto de Calidad de la Potencia que puede impactar a los circuitos vecinos y los elementos que forman parte de las RGD.

Los Centros de Carga conectados en Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW ahora deberán cumplir con los requerimientos de Factor de Potencia (FP) y Calidad de la Potencia (CP), traduciéndose en beneficios para todos los usuarios al contar con mayor calidad en el SEN y en el Suministro. Actualmente, en la Planeación y Operación del SEN se compensan las afectaciones que ocasionan dichos Centros de Carga a costo de todos los Usuarios del SEN, por lo que se considera que el responsable debe mitigar y asegurar la calidad y la confiabilidad en su Punto de Conexión, y así mismo no afectar a los circuitos eléctricos vecinos y a los demás usuarios.

Adicionalmente a lo manifestado inicialmente en el AIR, esta Comisión hace notar la importancia del Proyecto de Código de Red para la reducción de las pérdidas de energía eléctrica<sup>6</sup> en el SEN

---

<sup>6</sup> De acuerdo al Informe anual 2018 de la Comisión Federal de Electricidad, las pérdidas de energía eléctrica en alta tensión representan el 11.60% y las pérdidas en media y baja tensión representan el 3.45%.  
[https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo\\_informe\\_anual\\_2018\\_cfe.pdf](https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf)



(Pérdidas), éstas se dividen en pérdidas técnicas<sup>7</sup> y no técnicas, son indeseables y representan pérdidas económicas en toda la cadena productiva, que va desde la generación de energía eléctrica, hasta el consumo de la misma por parte de los usuarios finales. En particular, combatir las pérdidas técnicas, representa un reto multifactorial, cuyo objetivo es reducirlas al mínimo posible, en este sentido, el Proyecto de Código de Red, sin ser su objetivo principal, representa una herramienta que coadyuva a la reducción de pérdidas técnicas entre los Usuarios del SEN, al establecer parámetros y requisitos técnicos para su cumplimiento.

Ejemplo de ello es el Factor de Potencia, cuya relación indica que tan bien es aprovechada la energía eléctrica cuando se consume. El Proyecto de Código de Red, expande los requerimientos técnicos de cumplimiento del Factor de Potencia a usuarios (centros de carga) conectados en media tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW. Esta acción incrementaría la confiabilidad del SEN, se consumiría de una manera más eficiente la energía suministrada, por parte de estos usuarios finales y como se resalta en este apartado, ayuda en la reducción de las pérdidas técnicas de las RGD que conforman el SEN.

## V. Impacto de la regulación

### 1. Creación, modificación y/o eliminación de trámites

#### **Comentario CONAMER:**

*“Respecto al numeral 7 del formulario del AIR, relativo a si la emisión de la propuesta regulatoria crea, modifica o elimina trámites, la CRE indico que ninguno, no obstante, de la revisión del contenido del anteproyecto se identificaron diversas disposiciones que encuadran en la definición de trámite prevista en el artículo 3º, fracción XXI, de la LGMR, mismas que se indican en la siguiente tabla de manera enunciativa más no limitativa.*

*(...) “*

*En virtud de lo anterior, la CONAMER solicita a la CRE identificar y justificar en el formulario del AIR, todos los trámites que se crean o modifican en la propuesta regulatoria, los cuales deberán contener la información prevista en el artículo 46 de la LGMR.*

#### **Respuesta CRE:**

En relación a este comentario, la CRE realizó una revisión del proyecto de Código de Red, tomando en cuenta las disposiciones previamente señaladas, de dicha revisión se identificaron un total de cuatro trámites, tres de ellos, la CRE es quien solicita y procesa información y uno más, donde el responsable es el Centro Nacional de Control de Energía.

Para atender este comentario, se anexa a esta respuesta como anexo 1, el archivo “RDP ANEXO 1. Trámites del Código de Red.pdf” mismo que contienen, a manera de ficha, los 19 elementos informativos que señala el artículo 46 de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR).

---

<sup>7</sup> De acuerdo al Informe anual 2018 de la Comisión Federal de Electricidad, las pérdidas técnicas aumentaron 470 GWh.  
[https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo\\_informe\\_anual\\_2018\\_cfe.pdf](https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf)

Adicionalmente, se anexa a esta respuesta, los anexos 2, 3, 4 y 6, los archivos “RDP ANEXO 2. Costos-Controversias.xlsx”, “RDP ANEXO 3. Costos Plan de trabajo.xlsx”, “RDP ANEXO 4. Costos-Escrito-Cumplimiento.xlsx” y “RDP ANEXO 6. Pronostico-de-la-Demanda.xlsx” mismos que contienen el costo asociado a los trámites identificados.

En particular, sobre las disposiciones identificadas y señaladas en el Dictamen, a continuación, se presenta la identificación correspondiente en la Tabla 2 siguiente:

**Tabla 2. Disposiciones identificadas**

Sección	Texto	Justificación	Trámite
1.4.2 De la coordinación para la planeación	Criterio P - 368. Para la planeación de infraestructura de la RNT, <del>eles</del> Distribuidores, Transportistas y Participantes del Mercado deberán proporcionar la información que el <del>CENACE</del> Cenace requiera sobre la infraestructura de las <del>s</del> Subestaciones <del>e</del> Eléctricas de la RNT, RGD del MEM, de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas.	Antes P-38, ahora P-36  No se modifica el alcance u obligaciones, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)	No
2.4 Criterios de operación 2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva I. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor	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 <del>CENACE</del> Cenace en el momento que <del>sean</del> requeridos. <del>En caso de requerir licencia deberá informar al Cenace el tiempo de restablecimiento del elemento. El caso de daño en cualquier elemento sin posibilidad de restablecimiento, se analizará la magnitud del daño por parte de las áreas operativas de Distribuidor y Transportista y determinarán el tiempo de atención de la anomalía.</del>	No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)  Las solicitudes de Licencias se encuentran reguladas por el Manual de Programación de Salidas (DOF 13/11/2017)  Capitulo 4.5 Salidas forzadas y Licencias de Emergencia, 4.5.2	No
2.4 Criterios de operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN IV. Suministrador	Criterio OP-1034. Es responsabilidad del Suministrador proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos y el Cenace, tal que les permita enviar a este último la información <del>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 de los Centros de Carga en Media y Alta Tensión con los que dicho Suministrador tiene un contrato de suministro, de manera que el Cenace pueda ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en el Manual de TIC.</del>	Antes OP-104, Ahora OP-103  No se modifica la obligación, este ya se encuentra mencionado en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)  Se complementa con las obligaciones que adquiere el Suministrador a través del Contrato de participante del mercado en la modalidad de suministrador. DOF (25/01/2016) Cláusula quinta, inciso k.  Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (DOF 4/12/2017)	No
5.3 Medición y monitoreo 5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición.	Criterio REI - 10. <del>Para asegurar la precisión de la medición se deberá cumplir con las siguientes especificaciones:</del> <del>a. Tener un error máximo de 0.4 % en las mediciones analógicas.</del> <del>b. Tener 1 milisegundo en la estampa de tiempo.</del> <del>c. Los voltajes de 400 kV se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 1 kV.</del> <del>d. Los voltajes de 230 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.5 kV.</del> <del>e. Los voltajes de 115 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.25 kV.</del> <del>f. Para voltajes de 34.5 kV y 23.9 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 100 V.</del> <del>g. Para voltaje de 13.8 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 50 V.</del>	De conformidad con el artículo 158 párrafos primero, tercero y cuarto, de la Ley de la Industria Eléctrica, el CENACE se encuentra facultada, para solicitar o requerir información a los integrantes de la industria eléctrica, para el correcto ejercicio de sus atribuciones.  En los modelos de contrato del Suministrador y Generador, cláusula quinta, se establece la entrega de información que requiera el Cenace.	

Sección	Texto	Justificación	Trámite
	<p>h. <del>Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de <math>\pm 0.02</math> Hz.</del></p> <p>i. <del>Enviarse en forma directa al Centro de Control que le corresponda en función de las disposiciones aplicables.</del></p> <p>j. <del>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.</del></p> <p>k. <del>Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de <math>\pm 0.02</math> Hz.</del></p> <p>l. <del>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.</del></p> <p>m. <del>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.</del></p> <p>o. <del>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.</del></p> <p>p. <del>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.</del></p> <p><del>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 o mayor a 10 A.</del></p> <p>r. <del>En mediciones de temperatura se aceptarán desviaciones máximas de 1 °C.</del></p> <p>s. <del>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.</del></p> <p>En adición a las mediciones entregadas por el sistema de medición en tiempo real, el Cenace podrá solicitar informes y registros por excepción justificada.</p>	<p>Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado. (DOF 25/01/2016) Cláusula quinta, inciso k.</p> <p>Adicionalmente, las características metrológicas de los medidores de energía eléctrica y transformadores de medida, se encuentran reguladas por la Norma Oficial Mexicana NOM-001/CRE-SCFI-2019, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía <a href="http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729">http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=729</a></p>	
<p>Manual de Planeación 2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM 2.10.3 Entidades Responsables de Carga</p>	<p>2.10.3 <del>Comercializadores</del> Entidades Responsables de Carga Todas las Entidades Responsables de Carga deberán proporcionar al CENACE la siguiente información no limitativa:</p> <p>a. <del>Usuarios y ventas mensuales de energía por tarifa a nivel de Agencia, Zona, GCR.</del></p> <p>a. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica por tarifa, agencia, zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n.</p> <p>b. <del>Reporte mensual de energía y potencia porteada para todas las cargas remotamente autoabastecidas, por Agencia, Zona, GCR. Para los usuarios Usuario Calificados su demanda máxima, el consumo de energía, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada y capacidad de la subestación, así como los planes de expansión en el corto, mediano y largo plazo.</del></p> <p>b. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica no facturadas (usos propios oficinas y empleados), por tarifa, agencia y zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n.</p>	<p>No se modificación la obligación establecida en el Código de Red vigente (DOF 8/04/2016)</p> <p>De acuerdo a las Bases del Mercado (DOF 8/09/2015), la Entidad Responsable de Carga se define como Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación</p> <p>En los numerales previos: 2.10.1 Central Eléctrica 2.10.2 Transportista y el posterior: 2.10.4 Distribuidor</p>	<p>No</p>

Sección	Texto	Justificación	Trámite
	<p><del>C. Balance de energía de distribución –energía necesaria y pérdidas–, por Zona y GCR.</del></p> <p><del>c. Un informe mensual del año n-1 de energía y potencia eléctricas porteadas para todas las cargas remotamente autoabastecidas en Baja y Media Tensión, por sector de consumo, agencia, zona de distribución y zona de carga. Encargos remotamente autoabastecidas en Alta Tensión, su demanda máxima, el consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</del></p> <p><del>d. Un reporte, correspondiente al año previo, de recuperación de pérdidas no técnicas por zona y por sector de consumo.</del></p> <p><del>d. Un informe mensual del año n-1 de los usuarios del Servicio Calificado o Centros de Carga de demanda máxima, consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</del></p> <p><del>e. Registro mensual por subestación (servicio básico y usuarios calificados) de demanda máxima, consumo de energía, factor de carga, factor de potencia. Las demandas anuales máximas coincidentes de Zona y GCR para cada subestación, indicando el mes, día y hora de ocurrencia para cada nivel de coincidencia.</del></p> <p><del>e. Un informe horario del año n-1 de las demandas horarias integradas (MWh/h) para cada usuario suministrado bajo la modalidad de autoabastecimiento remoto en Alta Tensión y Suministro Calificado, así como su actualización trimestral del año n.</del></p> <p><del>Para el horizonte de planeación, los servicios de suministro nuevos en las tarifas de alta tensión, indicar: la demanda máxima, demanda máxima coincidente con la Zona y demanda máxima coincidente con la GCR, así como el consumo de energía anual esperado, nivel de tensión, localización, y punto de conexión.</del></p> <p><del>f. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</del></p> <p><del>g. Modificación por transferencias en subestación y Zona.</del></p> <p><del>g. La ERC y el Comercializador entregarán un informe con el pronóstico anual de la demanda máxima, energía eléctrica por sector de consumo y zona de distribución. Para cada Centro de Carga (del Servicio Calificado) su pronóstico anual de demanda máxima, energía y factor de carga.</del></p> <p><del>h. Pronóstico de reducción de pérdidas totales (glosa de valores para pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas por Zona). Se requiere la cuantificación anual de la reducción de pérdidas no técnicas y de pérdidas técnicas en por ciento, Así como el resumen de recuperación de ventas por reducción de pérdidas no técnicas por zona y sector de consumo.</del></p> <p><del>h. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</del></p> <p><del>j. Pronóstico de los programas de ahorro de energía.</del></p>	<p>No se modifica la obligación.</p> <p>Para el caso del Suministrador de Servicios Básicos, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado Generador de Intermediación, en los Modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, así como los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado (DOF 25/01/2016) Los "Suministrador de Servicios Básicos"/"Suministrador de Servicios Calificados"/"Suministrador de Último Recurso", "Generador de Intermediación", Usuario Calificado: La persona que suscribe el presente Contrato como Participante del Mercado en esa modalidad" y el "Comercializador No Suministrador"; adquieren la obligación de Entregar en tiempo la información en el formato que lo requiera el CENACE o la Comisión.</p> <p>Cláusulas: Quinta. Obligaciones del Suministrador Quinta. Obligaciones del Comercializador No Suministrador. Quinta. Obligación del Usuario Calificado.</p> <p>Se complementa con redacción para dar mayor claridad</p>	

Sección	Texto	Justificación	Trámite
	<p>j. La información referida en este punto deberá entregarse al Cenace del año n-1 en enero de cada año n y actualizaciones mensuales del año n, la tercera semana después del mes vencido en los formatos que Cenace establezca.</p> <p>k. Informe de subestaciones: terminadas, en proceso de construcción y en programa. Relación actualizada de nomenclaturas oficiales de las subestaciones.</p>		
<p>Manual de Planeación</p> <p>Capítulo 4. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD</p>	<p>2.6.2 Proceso General de Pronóstico</p> <p>4.5 Reportes de Pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica</p> <p>La demanda máxima integrada anual, se obtiene aplicando a la energía bruta regional los factores de carga históricos y los previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región correspondiente, así como los planes de crecimiento a corto plazo.</p> <p>La demanda del SIN integrado por las GCR: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, y Peninsular; en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Para un año dado el valor máximo de las demandas horarias del SIN, lo constituye la</p> <p>La Subdirección de Planeación del Cenace elaborará un documento prospectivo a 15 años en el cual se incorporen todos los pronósticos de los Integrantes de la Industria Eléctrica de una manera razonable, obteniendo como resultado un pronóstico (el valor esperado del pronóstico para la demanda y el consumo, así como sus intervalos de confianza) único de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN, GCR, Zonas, elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión, entre otros. El cual servirá de base para todos los estudios de planeación de largo plazo en el ciclo de planeación correspondiente.</p>	Ver tabla de Trámites	Si

## 1. Disposiciones y/o obligaciones

### **Comentario CONAMER:**

*“Asimismo, si bien ese órgano Regulador identificó y justificó algunas acciones regulatorias distintas a trámites, la CONAMER observó en el proyecto regulatorio, otras acciones regulatorias que no se incluyeron en el AIR, mismas que se listan a continuación de manera enunciativa más no limitativa, a saber:*

*(...)*

*Por lo anterior, este órgano Desconcentrado queda a la espera de la respuesta de la CRE a lo sugerido y observado en el presente numeral del AIR.*

### **Respuesta CRE:**

Por lo que respecta a este comentario, la CRE realizó una revisión del proyecto de Código de Red, tomando en cuenta las observaciones señaladas, por lo que se procedió a realizar una revisión de las modificaciones al documento regulatorio vigente<sup>8</sup> contra el proyecto publicado en CONAMER, de dicha

<sup>8</sup> [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016)

revisión se identificaron un total de 36 *Nuevas Obligaciones*, producto de las modificaciones al documento vigente.

Por el contenido técnico del Código de Red, este señala requisitos técnicos, y algunos administrativos para la vigilancia del mismo. En este sentido es de relevancia mencionar, que existen otros documentos regulatorios, como lo son las Bases del Mercado (DOF 8/09/1982), diversas disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la CRE, Manuales del Mercado emitidos por la Secretaría de Energía (SENER), lineamientos o disposiciones por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), además de modelos de Convenio y Contrato en los cuales las partes involucradas, contraen diversas obligaciones. Varias modificaciones al Código de Red vigente, son en este orden de ideas, sobre la actualización a diversas referencias regulatorias y en su caso aclarar con mayor detalle el contenido.

En este sentido para atender este comentario, se anexa a esta respuesta como “Anexo 7 Acciones regulatorias”, el archivo “*RDP ANEXO 7. Acciones Regulatorias.pdf*”, el cual lista las modificaciones entre el documento regulatorio vigente y el proyecto con su correspondiente justificación.

La Tabla 3 siguiente, es un resumen de las *Nueva Obligaciones* encontradas en la revisión del proyecto

**Tabla 3.** Resumen de nuevas obligaciones

	Sección	Nuevas obligaciones	Obligado	¿Tiene costos para Particulares?	Costo MDP
1	Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional	16	CENACE Transportista Distribuidor Unidad de Central Eléctrica Central Eléctrica Centro de Carga	No	0
2	Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional	6	CENACE Distribuidor	No	0
3	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	2	CENACE, Distribuidor, Transportista	No	0
4	Manual Regulatorio De Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional	6	CENACE, Distribuidor	No	0
5	Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico	1	CENACE, Distribuidor, Transportista Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador Integrante de la Industria Eléctrica	No	0
6	Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al sistema eléctrico nacional	2	Centrales Eléctricas	No	0
7	Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al SEN	3	Centros de Carga	Si	32.91
	Total	36			32.91

MDP: Millones de pesos, moneda nacional.

### **Respuesta CRE:**

Se le informa que se identificaron cuatro trámites, mismos que se formulan en el "RDP ANEXO 1. Trámites del Código de Red.pdf" El primer trámite es referido al Apartado B.4 de las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red, consiste en establecer un mecanismo oportuno que permita a los sujetos obligados a cumplir con el Código de Red, presentar posibles quejas, inconformidades y controversias con respecto a la aplicación de dicha regulación, se comparte su estimación económica mediante el "RDP ANEXO 2. Costos-Controversias.xlsx"

El segundo y tercer trámite, se identificaron del Capítulo 1 del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN, el segundo trámite consta de la entrega del plan de trabajo en el que los usuarios informen a la CRE sobre las acciones que están tomando para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones del Código de Red, además, esta información puede ser considerada, en su caso, por la CRE, como factor de mitigación en los procesos de imposición de sanciones, se comparte su estimación económica mediante el "RDP ANEXO 3. Costos-Plan-de-trabajo.xlsx" El tercer trámite, surge de los usuarios que mediante sus estudios eléctricos (Calidad de la Potencia), identifiquen que cumplen a cabalidad con los requerimientos técnicos establecidos en el presente Manual, deberán informar a la CRE mediante escrito libre, el cual debe acompañarse de la documentación que acredite su dicho, se comparte su estimación económica mediante el "RDP ANEXO 4. Costos-Escrito-Cumplimiento.xlsx"

El cuarto trámite, se identifica del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, consta de la elaboración del pronóstico de la demanda y consumo de energía para los próximos 15 años, de los cuales, el Distribuidor, Comercializador, Suministrador y Entidades Responsables de Carga son los obligados a proporcionar dicha información. Se comparte su estimación económica mediante el "RDP ANEXO 6. Pronostico-de-la-Demanda.xlsx."

#### 2. Disposiciones y/u obligaciones

### **Comentario CONAMER:**

*"Asimismo, si bien ese órgano Regulator identificó y justificó algunas acciones regulatorias distintas a trámites, la CONAMER observó en el proyecto regulatorio, otras acciones regulatorias que no se incluyeron en el AIR, mismas que se listan a continuación de manera enunciativa más no limitativa, a saber:*

*(...)*

*Por lo anterior, este órgano Desconcentrado queda a la espera de la respuesta de la CRE a lo sugerido y observado en el presente numeral del AIR.*

## **Respuesta CRE:**

Además, con la finalidad de identificar las nuevas obligaciones derivadas del proyecto de Código de Red, en la Tabla 4 siguiente, se enuncian a modo de resumen las principales obligaciones.

**Tabla 4. Disposiciones identificadas**

	Sección	Nuevas obligaciones	Obligado	¿Tiene costos para Particulares?	Costo MDP
1	Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional	16	CENACE Transportista Distribuidor Unidad de Central Eléctrica Central Eléctrica Centro de Carga	No	0
2	Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional	6	CENACE Distribuidor	No	0
	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	2	CENACE, Distribuidor, Transportista	No	0
3	Manual Regulatorio De Planeación Del Sistema Eléctrico Nacional	6	CENACE, Distribuidor	No	0
4	Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico	1	CENACE, Distribuidor, Transportista Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador Integrante de la Industria Eléctrica	No	0
5	Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al sistema eléctrico nacional	2	Centrales Eléctricas	No	0
6	Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al sen	3	Centros de Carga	si	32.91
	Total	36			32.91

Junto a este documento se incluye un "[RDP Anexo 7. Acciones Regulatorias.pdf](#)" en la que se incluye el listado con la identificación a detalle de las modificaciones entre la versión vigente del Código de Red respecto del proyecto.

### 3. Análisis de Impacto en la Competencia

#### **Comentario CONAMER:**

*"(...) Sin embargo, y con base en la respuesta de esa Comisión a la calculadora que derivó (sic) en el formulario de Alto Impacto con Análisis de impacto en la competencia, como por ejemplo, la respuesta al numeral 9 de esa calculadora en la cual se solicita que se indique entre varias opciones, ¿Qué tipo de posibles impactos supone sobre la competencia y la libre concurrencia? y la CRE seleccionó: Establece estándares o requerimientos técnicos que alteran la libre concurrencia de las empresas o la estructura de mercado (por ejemplo NOM's), en este sentido, la CONAMER recomienda que se abunde sobre dicha respuesta."*

#### **Respuesta CRE:**

Con respecto a lo anterior, en la respuesta proporcionada por la CRE en la calculadora, se consideró que los requerimientos técnicos alteran la libre concurrencia dado que, si bien cualquier usuario puede



solicitar su acceso a la red eléctrica del SEN, ya sea una central eléctrica que tenga como objetivo generar energía eléctrica para inyectarla a la red o un centro de carga que consuma energía eléctrica para llevar a cabo sus procesos productivos, únicamente podrán obtenerlo aquellos usuarios que efectivamente demuestren cumplimiento con lo establecido en el Código de Red. Cabe señalar que las obligaciones previstas en dicho documento tienen como finalidad garantizar el correcto funcionamiento del SEN que a su vez derive en el suministro oportuno de energía eléctrica a todos los usuarios finales. No contar con regulación técnica con respecto al acceso al SEN, tendría como consecuencia que los agentes no estuvieran correctamente coordinados, lo cual propiciaría que cada uno realizara sus actividades bajo sus propios criterios, y bajo sus propios lineamientos de desempeño, los cuales pudieran no ser los adecuados, lo que pondría en riesgo la continuidad del suministro eléctrico, la calidad de la energía eléctrica e incluso, las instalaciones físicas de la red.

#### 4. Análisis Costo-Beneficio

#### **Comentario CONAMER:**

*“A partir de la información expuesta, la CONAMER tiene las siguientes observaciones:*

1. *En el documento ANEXO 2\_Acciones Regulatorias.pdf, la CRE identifica costos para los criterios INTE – 17, y CONE-15, en específico indica que para estas Disposiciones que se amplía el número de participantes de mercado que deben hacerse cargo de los costos, estimando de manera económica lo siguiente:*

*“Si. Según el SIASIC se hicieron 22 registros de conexión e interconexión, re (sic) Centros de Carga y 23 de Centrales Eléctricas, respectivamente, durante el 20171 (sic). Si todos ellos (INTE17 y CONE-15) tuviesen que haber realizado una transposición en la línea en la que se conectaron /interconectaron suponemos un costo de  $226,087\text{USD}2/\text{Transposición} * 45 \text{Entidades} = 10.174 \text{Mill. USD} = \mathbf{193.304 \text{Mill. MNX}}$  (teniendo en cuenta 19MNX/USD según Banxico a la fecha del 19/07/20193)” (sic) (énfasis añadido por la CONAMER)”*

*Con lo cual se advierte que los Costos de transposición de \$193.304 Mill. MNX, y los datos de las acciones regulatorias identificadas por la CRE no son coincidentes con los costos que señala en el documento de Análisis Costo-Beneficio.*

2. *En el presente Dictamen la CONAMER señaló trámites y acciones regulatorias mismos que no fueron identificados por la CRE en la información enviada dentro del formulario del AIR, en este sentido, es necesario que esa Comisión realice la estimación económica de todas las inserciones y modificaciones regulatorias que afecta a los particulares participantes del mercado eléctrico.*
3. *Finalmente, no se omite precisar que los costos totales de los trámites y acciones regulatorias referidas en el numeral anterior deberán compararse con los ahorros generados por las acciones de simplificación regulatoria que de ellas deriven, y de esa manera dar cabal cumplimiento al artículo 78 de la LGMR.”*

### Respuesta CRE:

Sobre la observación 1, se le informa a la CONAMER que, se omiten los Costos por Transposición, debido a que no se modifica la obligación, este ya se menciona en el Código de Red vigente publicado en el DOF el 8 de abril de 2016, únicamente se aclara el nivel de desbalance que debe vigilarse a los 50 kilómetros, esto debido a que, en el proceso de interconexión o conexión, se definen las obras de refuerzo necesarias para la interconexión de una Central Eléctrica o la conexión de un Centro de Carga, de conformidad con los Capítulos 1.5.50, 2.3.1, inciso d. del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga publicado en el DOF el 9 de febrero de 2018.

Respecto a la observación 2, se presenta un resumen de los costos encontrados por los trámites y obligaciones identificados. En la Tabla 5 siguiente:

**Tabla 5. Resumen de Costos**

Concepto	Costo MDP
Obligación	
Obligación por corrección de Factor de Potencia	32.91
Trámite	
Quejas, inconformidades y controversias relacionadas con la aplicación del Código de Red	0.02
Plan de Trabajo de los Centros de Carga	6.49
Escrito de cumplimiento del Código de Red de los Centros de Carga	4.38
Elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía.	0.12
<b>Total</b>	<b>43.92</b>

MDP: Millones de pesos, moneda nacional.

Para mayor detalle y referencia, se comparte el [“RDP ANEXO 5. Análisis Costo Beneficio.pdf”](#)

Sobre la observación 3, se presenta a manera de resumen, el resultado de la relación Beneficios (B) respecto a sus Costos (C) y el resultado del Beneficio neto en la Tabla 6 siguiente:

**Tabla 6. Resumen Costo - Beneficio**

CONCEPTO	MONTO (MDP)
Costo trámites a derogar	83.7
Costo del proyecto	43.92
Beneficio	1,726.24
Beneficio neto	1,682.27
Relación B / C	$\frac{B}{C} = \frac{1,726.24}{43.92} = 39.30 > 1$

MDP: Millones de pesos, moneda nacional.

Para mayor detalle y referencia, se comparte el [“RDP ANEXO 5. Análisis Costo Beneficio.pdf”](#)

## VIII. Consulta pública

### **Comentario CONAMER:**

*“En lo que respecta al presente apartado, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, este se hizo público a través del portal de internet de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 73 de la LGRM. Al respecto, este Órgano Desconcentrado manifiesta que hasta la fecha de emisión del presente Dictamen, se han recibido diversos comentarios por parte de particulares interesados en la propuesta regulatoria*

*Los comentarios arriba mencionados, se encuentran disponibles en la siguiente liga electrónica:*

<http://187.191.71.192/expedientes/23317>.

*Finalmente, la CONAMER queda en espera de que la CRE se pronuncie sobre el total de los comentarios derivados de la propuesta regulatoria, así como las observaciones vertidas en el presente Dictamen Preliminar se realicen las modificaciones que correspondan o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no las considera procedentes, en cumplimiento con lo señalado por el artículo 75 de la LGMR”*

### **Respuesta CRE:**

Sobre el particular, atendiendo el requerimiento, se anexo archivo “RDP ANEXO 8. Atención de Comentarios.xlsx” sobre los comentarios recibidos.