



Eugenia Guadalupe Blas Najera <eblas@cre.gob.mx>

mié 16/08/2023 01:23 p.m.

Marcar como no leído

Mostrar los 11 destinatarios

Para: Cgmir,

Cc: Eduardo Castro Lopez <ecastrol@cre.gob.mx>; Alberto Montoya Martin Del Campo; Andrea Ángel Jiménez; Gilberto Lepe Saenz; Isadora Fragoso Gayosso; Paola Guerrero Ballesteros; Karla Ivette López Rivero; ...

Buenas tardes,

Se confirma de recibido para el seguimiento correspondiente.

Sin otro particular, reciban un cordial saludo.



De: Cgmir <cgmir@conamer.gob.mx>

Enviado el: martes, 15 de agosto de 2023 05:37 p. m.

Para: Eugenia Guadalupe Blas Najera <eblas@cre.gob.mx>

CC: Eduardo Castro Lopez <ecastrol@cre.gob.mx>; Alberto Montoya Martin Del Campo <alberto.montoya@conamer.gob.mx>; Andrea Ángel Jiménez <andrea.angel@conamer.gob.mx>; Gilberto Lepe Saenz <gilberto.lepe@conamer.gob.mx>; Isadora Fragoso Gayosso <isadora.fragoso@conamer.gob.mx>; Paola Guerrero Ballesteros <paola.guerrero@conamer.gob.mx>; Karla Ivette López Rivero <karla.lopez@conamer.gob.mx>; Claudia Veronica Lopez Sotelo <claudia.lopez@conamer.gob.mx>

Asunto: Notificación de oficio CONAMER

LIC. EUGENIA GUADALUPE BLAS NÁJERA

Secretaria Ejecutiva

Comisión Reguladora de Energía

Presente

Se remite oficio digitalizado como respuesta al anteproyecto denominado **“ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LA RESOLUCIÓN RES/948/2015 POR LA QUE SE EXPIDEN 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”**.

Ref. 65/0023/091222

En el presente correo electrónico y la documentación anexa se notifican en cumplimiento de lo establecido en los artículos Segundo y Tercero del "Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos para el intercambio de información oficial a través del correo electrónico institucional como medida complementaria de las acciones para el combate de la enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de abril de 2020 por la Secretaria de la Función Pública del gobierno federal de los Estados Unidos Mexicanos que establece las medidas que permitan la continuidad de las actividades de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal durante la contingencia derivada de la epidemia determinada por el Consejo de Salubridad General mediante Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de marzo de 2020 causada por el virus SARS-Cov2; por lo que el presente correo electrónico institucional constituye un medio de notificación de información oficial entre los servidores públicos de la Administración Pública Federal, por lo anterior, **se solicita se sirva acusar de recibido el presente correo y confirmar que la entrega de la información fue exitosa.**



Asunto: Se emite Dictamen Final respecto de la Propuesta Regulatoria denominada **"ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LA RESOLUCIÓN RES/948/2015 POR LA QUE SE EXPIDEN 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"**.

Ref. 65/0023/091222

Ciudad de México, a 1 de agosto de 2023.

LIC. EUGENIA GUADALUPE BLAS NÁJERA
Secretaria Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía
Presente

Me refiero a la información adicional respecto a la respuesta a Ampliaciones y Correcciones relativa a la Propuesta Regulatoria denominada **"ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LA RESOLUCIÓN RES/948/2015 POR LA QUE SE EXPIDEN 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"**(sic), así como a su respectivo formulario de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), 20 de junio de 2023, a través del sistema informático correspondiente, de este órgano administrativo desconcentrado.¹

En el expediente digital de la Propuesta Regulatoria del tema que nos ocupa, obra la siguiente información: i) formulario de AIR de Impacto Moderado, del 9 de diciembre del 2022; ii) solicitud de Ampliaciones y correcciones emitida por la CONAMER el 20 de diciembre de 2022, mediante oficio CONAMER/22/7148; iii) respuesta a la solicitud de ampliaciones y correcciones de parte de la CRE, el 19 de abril de 2023; iv) información adicional enviada por esa Comisión, el 25 de mayo de 2023, y v) diversos comentarios de particulares.

En el oficio emitido por este órgano administrativo desconcentrado en diciembre pasado, consideró que esa Comisión cuenta con las atribuciones expresas previstas en la *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*² (LORCME) y la *Ley de la Industria Eléctrica*³ (LIE) para emitir el tema objeto del Acuerdo propuesto.

En ese contexto, se le comunica que derivado del análisis de la información contenida en la Propuesta Regulatoria y su AIR correspondiente, se determinó la procedencia de la aplicabilidad del procedimiento de mejora regulatoria, ello en virtud de que se constató que conforme a lo previsto en los artículos 23, 25, fracción II, 26, 27, fracción XI, 71, 73 y 75 del Título Tercero, Capítulo III, de la *Ley General de Mejora Regulatoria*⁴(LGMR), pues cumplen con los supuestos y

X

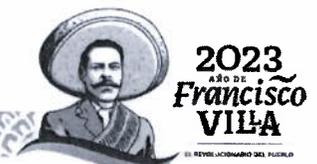
¹ <https://cofemersimir.gob.mx/>

² Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014 y modificada el 20 de mayo de 2021.

³ Publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014 y modificada el 11 de mayo de 2022.

⁴ Publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018, modificada el 20 de mayo de 2021.

GLS





requerimientos que exige el marco jurídico aplicable en la materia, por lo que esta Comisión tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN FINAL

I. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria.

Para atender el requisito de simplificación regulatoria previsto en el artículo 78 de la LGMR, la CRE incluyó un documento⁵ anexo en el formulario de AIR, en el que argumenta de qué manera cumplirá con esa disposición, señalando lo siguiente:

"[...]"

1. *Se derogan los plazos establecidos para el Suministrador de Servicios Básicos establecidos en los incisos a y b de la fracción II del artículo 13 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 18 de febrero de 2016 mediante la RES/999/2015.*
2. *Se deroga el **Inciso a) de la fracción III**, de los Lineamientos para la elaboración de informes públicos sobre la calidad del Suministro Básico de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico." (sic)*

Para ambas acciones, la CRE realizó su análisis a partir de los costos económicos y costos administrativos que derivan de la Propuesta Regulatoria, para los primeros, debido a los posibles incumplimientos de contrato que pueden resultar por los periodos en los plazos que tiene el Suministrador para brindar el suministro eléctrico a sus clientes, a diferencia de los plazos que tienen el Transportista y el Distribuidor para realizar la conexión física, repercutiendo en costos económicos para los usuarios finales por la falta de servicio; para el segundo caso, los costos administrativos que se derogan a partir de las actividades, procedimientos, y personal que se requiere para elaborar los diferentes informes sobre la calidad del Suministro Básico.

Al respecto, el ahorro estimado total por derogar las dos obligaciones referidas ascendería a **\$87,866,161,971,052.40 de pesos**, lo cual es significativamente superior al costo de emitir la Propuesta Regulatoria, que de acuerdo con esa Comisión sería de **\$7,059,585,789 de pesos**, por lo que se determina que las acciones de simplificación regulatoria propuestas respecto a la reducción del tiempo en la gestión de dos trámites de esa Comisión, implicaría una disminución de la carga administrativa de los particulares interesados

II. Consideraciones Generales.

La LIE, publicada en el DOF el 14 de agosto de 2014, y reformada el 6 de noviembre de 2020, faculta a la CRE para expedir y modificar las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

De manera más específica del *Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica*, publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014, y la Resolución Núm. RES/550/2021 de la CRE derivan 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*, emitido el 31 de diciembre de 2021, la cual integra los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, control operativo, control físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica vinculados de manera estrecha en la conformación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a fin de alcanzar y mantener una condición



⁵ [20221206190137_54603_Acuerdo Presidencial DACG Acceso Abierto.docx](#)

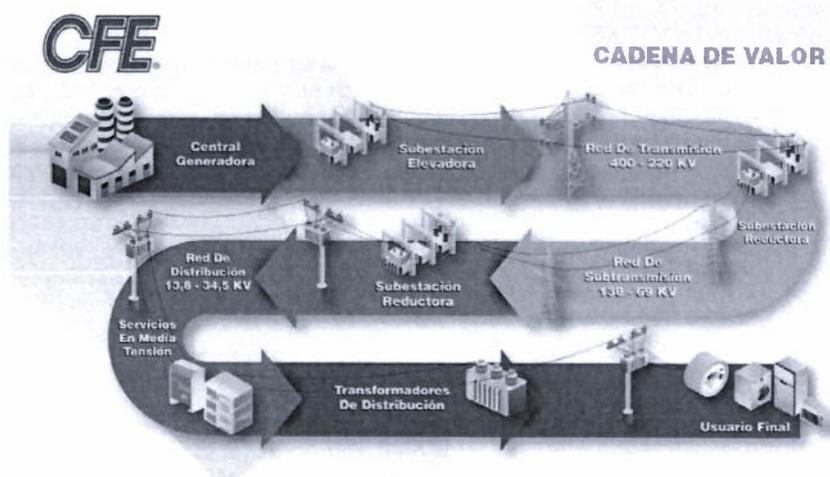




técnica aceptable sin violar los límites operativos y con suficientes márgenes de reserva, dicha condición técnica se denomina "nivel adecuado de Confiabilidad".

El Código de Red, por sí solo, establece especificaciones técnicas necesarias para la operación del SEN. Pero este instrumento resulta insuficiente para establecer una evaluación de la calidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución, y por lo tanto las repercusiones comerciales sobre los usuarios finales, lo que comprende la instalación y sustitución por fallas del sistema de medición, la duración y frecuencia de las interrupciones del suministro eléctrico, la continuidad y calidad del servicio, etc. *La Norma Oficial NOM-001-CRE/SCFI-019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad*, publicado en el DOF el 15 de mayo de 2020.

De acuerdo con la CFE⁶, cuando se fundó esa Comisión (1937), México no tenía redes propias ni de transmisión ni de distribución. Hoy cuenta con más de 110 mil kilómetros de líneas de transmisión y 883 mil kilómetros de redes generales de distribución (que podrían dar vuelta a la tierra 77 veces) y un nivel de electrificación del 99.21 por ciento.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE)

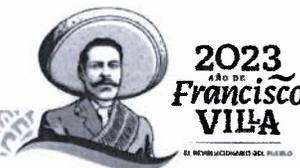
A partir de lo anterior, y considerando la importancia que representa promover acciones eficientes y eficaces para la Red Nacional de Transmisión (RNT), y la Red General de Distribución (RDG), que contribuyan a la mejora continua del SEN en beneficio de todos los actores de la cadena de valor de la infraestructura eléctrica en México, así como brindar un óptimo servicio de suministro para el usuario final, la CRE propone fortalecer las reglas existentes al fin de promover acciones claras, efectivas y eficientes para el SEN, para evitar daños y perjuicios que pudieran presentarse por no existir un sistema de medición de energía eléctrica y la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Por lo anterior, la CRE propone corregir las barreras a la entrada a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que dichas barreras implican retrasos para el acceso a la Red de los Generadores y Usuarios Finales.



⁶ Datos extraídos del Boletín emitido por la CFE el 17 de febrero de 2022. - <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2470>

GLS





Por lo antes expuesto, resulta necesario emitir la Propuesta Regulatoria para el correcto funcionamiento del MEM y, con ello, reducir los costos económicos asociados al retraso en la entrada en operación de dicho mercado y del acceso a la Red para los particulares a fin de contar con mayor información sobre las variables y parámetros más relevantes de la operación de la red eléctrica y con ello tomar decisiones de inversión y mejora continua en toda la cadena de valor del sector eléctrico.

III. Objetivos y problemática.

Con relación al apartado del formulario de AIR que, solicita la descripción de la problemática que da origen a la Propuesta Regulatoria, la CRE describió desde la primera vez que envió la Propuesta Regulatoria a la CONAMER el siguiente contexto⁷:

"[...] Como resultado de la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, la entrada de nuevos participantes del mercado en especial en el segmento de Suministro Calificado, así como la emisión de múltiples Manuales de Prácticas de Mercado por parte de la Secretaría de Energía (SENER) se detectaron nuevas áreas de oportunidad para mejorar y ajustar la regulación económica en materia de transmisión y distribución de energía eléctrica. Actualmente, las DACG de Transmisión y Distribución no logran resolver plenamente problemas económicos, tales como los retrasos en los tiempos de entrada al Mercado por parte de los Suministradores de Servicio Calificado y los elevados costos de adquisición de los sistemas de medición. Otros problemas que la CRE ha identificado son los altos costos de los sistemas de medición, por lo que las acciones regulatorias propuestas en las DACG de Transmisión y Distribución facilitará en gran medida la comercialización de la energía eléctrica y sus productos asociados en el segmento de suministro básico, una mejor gestión y facturación de la energía eléctrica consumida por los usuarios finales, reduciendo los impagos, los errores de medición y los robos de energía y por lo tanto una recuperación mayor por parte del Suministrador de Servicios Básicos de la facturación sobre la energía entregada en sus centros de carga que repercutirá favorablemente en los pagos al mercado eléctrico mayorista a los factores intermedios de la cadena de valor como son el servicio público de distribución, reduciendo sus pérdidas y mejorando su rentabilidad financiera. La CRE ha otorgado a la fecha 64 permisos de Suministro Calificado, por lo que, para garantizar su entrada al mercado, así como la viabilidad financiera de sus operaciones comerciales requiere mayor certidumbre sobre las inversiones para el equipamiento de sus elementos de medición y tecnologías de la información y comunicación. El desarrollo de las actividades de la industria eléctrica con relación a la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista y la apertura a la competencia del segmento de Suministro Calificado requiere mecanismos claros y ágiles, así como la existencia de medición confiable, eficiente y segura. Por otra parte, se deben establecer reglas claras, efectivas y eficientes de operación confiable, continua y segura del Sistema Eléctrico Nacional, para evitar daños y perjuicios que pudieran presentarse por no existir un sistema de medición de energía eléctrica y la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista, correctamente regulado. De no contar con esta regulación, existe el riesgo de afectación en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y en el correcto funcionamiento de la industria eléctrica. Lo anterior deriva en riesgos de naturaleza financiera a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista por los costos potenciales que podrían derivar de la subestimación o sobreestimación del consumo de energía eléctrica y servicios conexos. Lo anterior, aunado a que la falta de certeza jurídica en las actividades que realizan los Transportistas, Distribuidores y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) puede traer consigo afectaciones a la economía nacional, tales como: elevados costos de entrada. Con el fin que los integrantes de la industria eléctrica que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, es indispensable que se pongan a su disposición las modificaciones que se presentan actualmente en la regulación económica en materia de transmisión y distribución de energía eléctrica." (sic)

Aunado a lo anterior, la CRE incluyó algunos factores con los que argumentó la modificación del Acuerdo propuesto, a saber:



GLS

⁷ 20221206190137_54603_AIR Modificación RES9482015.docx





- ✓ Entrada de nuevos participantes al mercado;
- ✓ Detección de nuevas áreas de oportunidad;
- ✓ Las DACG actuales no logran resolver plenamente problemas económicos, tales como los retrasos en los tiempos de entrada al Mercado por parte de los Suministradores de Servicio Calificado;
- ✓ Altos costos de los sistemas de medición;
- ✓ Se requiere mayor certidumbre sobre las inversiones para el equipamiento de sus elementos de medición y tecnologías de la información y comunicación;
- ✓ Se requieren mecanismos claros y ágiles, así como la existencia de medición confiable, eficiente y segura. Por otra parte, se deben establecer reglas claras, efectivas y eficientes de operación confiable, continua y segura del Sistema Eléctrico Nacional, y
- ✓ Falta de certeza jurídica en las actividades que realizan los Transportistas, Distribuidores y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) puede traer consigo afectaciones a la economía nacional.

Al respecto, en el oficio de Ampliaciones y Correcciones arriba citado, se le indicó que si bien esa Comisión identificó consecuencias derivadas de una mala praxis de la Disposiciones vigentes, la CRE debía profundizar sobre **las causas origen** que generaron el contexto descrito, a fin de abundar sobre la información de los factores arriba listados, ya que es de suma importancia que detalle cuales fueron las condiciones por las que se considera que se requiere la intervención gubernamental para poder resolver esa problemática.

En atención a lo anterior, la CRE incluyó en el formulario de AIR un documento denominado: *Respuesta a Ampliaciones y Correcciones*, en el que, para el punto observado en la presente sección, responde lo siguiente:

"[...]En atención a la observación de la CONAMER, se hace de su conocimiento que posterior a la emisión de estas Disposiciones, la Secretaría de Energía emitió los Manuales de Prácticas de Mercado en materia de medición y Tecnologías de Información y Comunicaciones, denominados, Manual de Medición para Liquidaciones, el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, así como la CRE expidió la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 (NOM), Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad y las experiencias que se han adquirido con la integración de cada vez más Participantes del Mercado.

Derivado de lo anterior, los Manuales y la NOM establecieron requerimientos técnicos y obligaciones adicionales en materia de medición para poder participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o en su caso contratar el Suministro Eléctrico (Básico o Calificado) sin considerar las diferentes características de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga de los Usuarios Finales tales como capacidad o demanda, nivel de tensión, tipo de suministro, lo que se configuró en barreras a la entrada por los elevados costos para la adquisición de los sistemas de medición con el mayor número de funcionalidades, sin que en realidad éstos particulares lo necesitaran en función de sus características inherentes, pero que el Transportista y el Distribuidor les exigen cumplir sin observar criterios de proporcionalidad. Por ejemplo, un sistema de medición en alta tensión asciende a un costo de más de \$40,000 USD para Centros de Carga y Centrales Eléctricas.

Asimismo, los Manuales y la NOM en materia de medición antes citados establecieron para el segmento del MEM actividades como la realización de diagnósticos a los sistemas de medición por parte del Transportista y el Distribuidor para la validación de los requerimientos de medición, sin contar con formatos ni plazos de respuesta ciertos para los particulares. Lo anterior, ha provocado que los particulares incurran en costos por la compra de equipos que no cumplen con los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado y se retrase su entrada en operación al MEM.

*En este sentido, la **primera problemática económica identificada por la CRE** para emitir la propuesta regulatoria es corregir las barreras a la entrada a la Red Nacional de Transmisión y*

X

GLS





las Redes Generales de Distribución en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica que implican retrasos para el acceso a la Red de los Generadores y Usuarios Finales.

Por lo antes expuesto, resulta necesario emitir la propuesta regulatoria para el correcto funcionamiento del MEM y con ello reducir los costos económicos del retraso en la entrada en operación al MEM y del acceso a la Red para los particulares.

Asimismo, como parte de la **detección de áreas de oportunidad**, la propuesta regulatoria especifica las actividades que deben realizar el Transportista y Distribuidor, ante lo cual, se desarrolló un procedimiento para la instalación y puesta en servicio de los sistemas de medición que indica la secuencia de actividades, tiempos asociados y los requerimientos a cumplir conforme a una tabla de estratificación, mismos que deberán ser observados tanto por los Usuarios Finales como por el Transportista y Distribuidor, con el objetivo de reducir el tiempo para la entrada en operación al Mercado Eléctrico Mayorista y obtener el Suministro Eléctrico. Dado que una vez que se ponen en servicio los sistemas de medición también deben darse de alta ante el CENACE, se desarrolló el procedimiento para llevarlo a cabo mediante el cual se determinan las actividades a seguir por el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, para que se realicen las liquidaciones en el MEM.

Los procedimientos antes mencionados permiten **agilizar la entrada en operación** de los Suministradores Calificados y **proporcionan certeza jurídica a las actividades que realizan los nuevos participantes del mercado, el Transportista, el Distribuidor y el CENACE** al establecerse sus responsabilidades y obligaciones en un instrumento regulatorio.

Respecto a los **altos costos de los sistemas de medición**, en el Análisis de Impacto Regulatorio presentado se realizó una clasificación de los costos por nivel de tensión y se obtuvo como resultado que a mayor nivel de tensión se requieren mayores inversiones en los sistemas de medición. Por esta razón, se desarrollaron las tablas de estratificación con el objetivo de clasificar y establecer los requerimientos de medición que corresponden por tipo de usuario y nivel de tensión, evitando así, que en niveles de tensión menores se realicen requerimientos de equipamiento que no correspondan y que impliquen **mayores inversiones** de las necesarias.

Adicionalmente, se señala que ya existen **reglas claras, efectivas y eficientes para la operación confiable, continua y segura del Sistema Eléctrico Nacional**, contenidas en el Código de Red y que, a través de los indicadores de calidad y desempeño contenidos en la propuesta regulatoria, se da seguimiento al desempeño y calidad del servicio que proporciona el Transportista y Distribuidor del servicio público de transmisión y distribución. En este sentido, la propuesta regulatoria atiende la problemática de corregir y mejorar las fórmulas de los indicadores de calidad y continuidad del servicio de transmisión y distribución, así como proponer nuevos indicadores, lo que permitirá a la industria eléctrica contar con mayor información sobre las variables y parámetros más relevantes de la operación de la red eléctrica y con ello tomar decisiones de inversión y mejora continua.

De lo antes expuesto, se señala la necesidad de que la propuesta regulatoria cuente con un apartado específico correspondiente al segmento del MEM, con el objetivo de integrar los procedimientos y requerimientos en materia de medición antes mencionados y diferenciarlos de lo aplicable al Suministro Básico.

Un **segundo problema económico** identificado por la CRE es el aumento de pérdidas no técnicas de la energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución por la energía consumida y no facturada principalmente por los Usuarios Finales en Suministro Básico derivado de robos de energía, usos indebidos de las instalaciones que ante los ajustes a la facturación y suspensiones del servicio de suministro eléctrico por parte del Distribuidor, estos Usuarios evaden su responsabilidad al no reconocer jurídicamente la naturaleza mercantil de las Empresas Productivas del Estado.

En este sentido, la propuesta regulatoria establece la actividad de "Revisión de las instalaciones Eléctricas y los Sistemas de Medición" junto con sus procedimientos que deberá observar el Distribuidor con la finalidad de resolver la problemática de pérdidas no técnicas de energía, las cuales ascendieron en 2020 a \$ 34,364 MDP, así como otorgar un fundamento jurídico a dichas actividades mercantiles de facturación por la energía consumida y no facturada en las Redes Generales de Distribución". (sic)

GLS





A partir de lo anterior, se observa que la explicación de la CRE aporta información suficiente que permite identificar que existe concordancia con los objetivos propuestos en la Propuesta Regulatoria, además reconoce una justificación basada en un análisis más detallado a partir de las áreas de oportunidad del tema objeto de la Propuesta Regulatoria, tales objetivos están descritos a detalle en el formulario de AIR por esa Comisión de la siguiente manera:

"[...]

a) *Establecer los procedimientos para que los Usuarios Finales y Centrales Eléctricas puedan acceder a la RNT y las RGD, distinguiéndose lo aplicable a los segmentos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Suministro Básico.*

b) *Desarrollar con mayor detalle la regulación en materia de medición con la finalidad de establecer las responsabilidades para las actividades de adquisición, instalación, puesta en servicio, revisión, operación, mantenimiento y sustitución por falla de los equipos y sistemas de medición.*

c) *Definir las responsabilidades del Transportista y Distribuidor para llevar a cabo la actividad de revisión, con el objetivo de detectar, anomalías, derivaciones de la instalación eléctrica, usos indebidos, así como errores en la medición que permitan reducir los casos de energía consumida y no facturada. Asimismo, se establece el procedimiento que se debe observar para efectuar la revisión y dar legalidad a los hallazgos en las instalaciones eléctricas y sistemas de medición que Transportista y Distribuidor presenten mediante evidencia, proporcionando transparencia y agilidad a los procesos de controversias y quejas de los usuarios que reciben en suministro eléctrico.*

d) *Aclarar el objetivo y alcance de las revisiones y de las verificaciones de los equipos y sistemas de medición.*

e) *Establecer los requerimientos de medición necesarios para la interconexión y conexión mediante la estratificación por tipo de Central Eléctrica, Centro de Carga y nivel de voltaje, a fin de que el CENACE motive y fundamente el establecimiento de la infraestructura utilizando criterios de proporcionalidad.*

f) *Realizar modificaciones para armonizar las disposiciones con otros instrumentos regulatorios en materia de verificación e inspección, norma de los sistemas de medición, aportaciones y los manuales de participantes de mercado.*

g) *Precisar y definir que, en los servicios en el MEM, la propiedad de los sistemas de medición corresponde a la Central Eléctrica y el Centro de Carga determinando que, mediante la celebración de un convenio, el Transportista y Distribuidor sean las únicas entidades responsables para la operación y administración de dichos sistemas de medición con la finalidad de garantizar la integridad de los registros de medición para la operación del MEM.*

h) *Señalar la responsabilidad de pago por la instalación inicial y sustitución por falla del sistema de medición por parte de la Central Eléctrica y el Centro de Carga en el MEM y la responsabilidad de la Central Eléctrica y el Centro de Carga de atender las fallas del sistema de medición en cuanto éstas le sean notificadas por el Transportista, Distribuidor o CENACE.*

i) *Corregir las limitaciones impuestas al Transportista y Distribuidor por la regulación vigente en materia de estimaciones, la cual, permitía únicamente realizar dos estimaciones en un periodo de doce meses. Las presentes modificaciones buscan atender las necesidades actuales de falta de recurso humano del Transportista y Distribuidor y problemáticas sociales para la toma de las lecturas en los domicilios. En virtud que se requiere la toma de lectura in situ por el personal de estas empresas a poco más de 42 millones de servicios domésticos, el criterio de dos estimaciones imponía costos significativos al Transportista y al Distribuidor para lograr este objetivo. Por lo anterior, se la propuesta regulatoria define criterios de estimación sin limitar el número de las mismas permitiendo mayor flexibilidad en los procesos de facturación de las empresas. Asimismo, se establecen las metodologías de cálculo y criterios de aplicación que deben observar el Transportista y Distribuidor para la estimación de los consumos de energía eléctrica distinguiéndose por nivel de tensión, estacionalidad, medición de energía y demanda.*

GLS





j) Actualizar los indicadores de calidad y continuidad de los servicios de transmisión y distribución, así como establecer el procedimiento correspondiente para la atención de solicitudes y quejas del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Por otra parte, se mejoran los mecanismos de supervisión de las obligaciones mediante el requerimiento de información complementaria, simplificación administrativa, metodología y criterios de evaluación para los informes que presentan a la Comisión el Transportista y el Distribuidor.

k) Complementar la información mínima que el Transportista y el Distribuidor deben reportar a la CRE y hacer pública, mediante boletines electrónicos u otros medios de acceso electrónico." (sic)

En virtud de lo anterior, se considera que la CRE atendió el numeral en comento, debido a que el objetivo regulatorio planteado es consistente con la problemática expuesta, además de brindar certeza jurídica a los sujetos regulados al establecer de manera clara, los procedimientos para que los Usuarios Finales y Centrales Eléctricas puedan acceder a la RNT y las RGD, distinguiéndose lo aplicable a los segmentos del MEM y el Suministro Básico.

IV. Identificación de las Posibles Alternativas a la Regulación.

Con la finalidad de responder el numeral 4 del formulario del AIR, la CRE identificó en el formulario de AIR⁸ enviado originalmente como alternativas a la emisión de la regulación, las siguientes acciones:

"[...] Esquemas de autorregulación

No implica una alternativa con la que se pueda resolver la problemática planteada, debido a la diversidad de información que generan y requieren los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas y Centros de Carga, y a que éstos buscan objetivos distintos por lo que no es factible considerar que cada uno de ellos actúe conforme a lo que maximice el beneficio social. Asimismo, los servicios de transmisión y distribución se desarrollan en un contexto de monopolio natural, por lo que un esquema de auto regulación no se resolvería las problemáticas de barreras a la entrada y asignación de costos eficientes. Costos y beneficios estimados: **No es factible calcular el costo del esquema de autorregulación, toda vez que estaría relacionado con el costo de poner en riesgo la continuidad, calidad, confiabilidad y seguridad del suministro, el cual está directamente asociado con el costo al usuario final por la energía no suministrada y la frecuencia de interrupciones, que depende del sector económico afectado.** El beneficio asociado a un esquema que permita la autorregulación por parte de los agentes, estaría relacionado a que cada uno de los agentes podría establecer sus propios criterios técnicos para la conectividad de sus centrales o centros de carga, lo que permitiría a los solicitantes establecer prácticas más económicas, sin tomar en cuenta los costos, riesgos y condiciones técnicas del SEN." **Énfasis añadido por la CONAMER.**

• No emitir regulación alguna

De no emitirse las modificaciones a las Disposiciones Administrativas de Carácter General de Transmisión y Distribución resultaría en dificultades en el Mercado Eléctrico Mayorista como retrasos en los tiempos de entrada al mercado por parte de los Suministradores de Servicio Calificado, un elevado costo de adquisición de los sistemas de medición y problemas de incentivos, en particular para los segmentos de media y alta tensión en lo que respecta a la parte de Transmisión y Distribución. Asimismo, no se resolverían problemas diversos como son la contratación de los servicios por los usuarios finales al no existir derechos y obligaciones consistentes, y no menos importante, no se tendría una regulación armonizada con otros instrumentos emitidos, tales como: DACG de Generación Distribuida, Manuales de prácticas de Mercado y normas oficiales mexicanas en materia de medición. Costos y beneficios estimados: El costo de la alternativa de no emitir regulación sería igual a no obtener los beneficios netos de la emisión de la propuesta regulatoria, los cuales, equivalen a \$17,670,367,159 MXN. En ese mismo

GLS

⁸ Idem





sentido, los beneficios de no emitir la regulación propuesta son igual a cero ya que no se resolverían las problemáticas planteadas en la propuesta regulatoria". (sic)

Además de lo anterior, la CRE indicó **que nos era factible estimar el impacto de la opción de Autorregulación**, por ello, se le señaló en el oficio de Ampliaciones y Correcciones que el presente numeral tiene la finalidad de que, a partir del análisis de los costos y beneficios de cada una de las alternativas, se ratifique o no, que la regulación propuesta es la mejor opción para subsanar la problemática expuesta, por lo que resultaba necesario realizar dicha comparación.

En virtud de lo anterior, la CRE respondió de la siguiente manera:

"[...]En atención a la observación de la CONAMER, la CRE realizó el cálculo del costo del esquema de autorregulación relacionado con el costo de poner en riesgo la continuidad, calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico directamente asociado con el costo al usuario final por la energía no suministrada. Se destaca, que dicha alternativa no supone ningún beneficio para el particular debido a que, al no existir regulación, la interacción para la gestión para recibir los servicios de transmisión y distribución sería pactada entre las partes. Para tal fin, a continuación, se presentan los datos históricos de la cantidad de energía no suministrada (ENS) en la Red Nacional de Transmisión para los años 2018 al 2021⁹, a esto datos se les aplicó la función tendencia en Excel para obtener la proyección de la cantidad de energía no suministrada que se tendría para los años 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026:

Año	ENS _{Base} (MWh)
2018	1492
2019	3146
2020	1539
2021	3387
2022	3410.5
2023	3818.3
2024	4226.1
2025	4633.9
2026	5041.7

Una vez calculada la cantidad de energía no suministrada con una proyección a cinco años, se supone un incremento del 10% de esta energía por año, como resultado de las afectaciones de la falta de regulación sobre las condiciones y estándares técnicos y comerciales en la operación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, por lo que, al adicionar el 10% a los valores proyectados, se obtienen los siguientes datos:

Año	ENS _{AUT} (MWh)
2022	3751.55
2023	4200.13
2024	4648.71
2025	5097.29
2026	5545.87

Para obtener la cantidad de energía no suministrada sobre la que se realizará el cálculo para la obtención del costo del esquema de autorregulación, se restó ENS_{AUT} - ENS_{Base} obteniéndose los siguientes datos:

⁹ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/789749/RCSEN_2021.pdf

GLS





Año	ENS _{AUT} (MWh)	ENS _{Base} (MWh)	ENS (MWh)
2022	3751.55	3410.5	341.05
2023	4200.13	3818.3	381.83
2024	4648.71	4226.1	422.61
2025	5097.29	4633.9	463.39
2026	5545.87	5041.7	504.17

Asimismo, para obtener el costo de la energía no suministrada antes calculada, se toma como referencia el Valor de la Energía No Suministrada (VENS) de 2,600 dólares por Megawatt hora (USD\$/MWh), establecido por la Secretaría de Energía en la política de confiabilidad¹⁰ publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de febrero de 2017. Por lo que, aplicando el VENS a la energía no suministrada obtenida se obtiene el siguiente costo:

Año	ENS (MWh)	VENS (USD\$/MWh)
2022	341.05	886,730
2023	381.83	992,758
2024	422.61	1,098,786
2025	463.39	1,204,814
2026	504.17	1,310,842
Valor Presente Neto		\$3,874,726.02
Aplicando un factor de conversión de 19.13 pesos/dólar se obtiene un costo de: \$74,123,508.72 MXN		

Con el costo antes obtenido es posible realizar la comparación de los costos de los esquemas de Autorregulación y el de no emitir regulación alguna, cuyos costos se muestran a continuación:

- **Costo del esquema de Autorregulación: \$74,123,508.72 MXN**
- **Costo de no emitir regulación alguna: \$17,670,367,159 MXN**

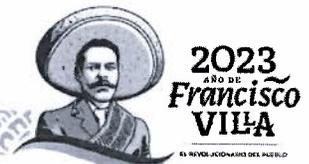
Por lo antes expuesto y de la comparación de los costos de las alternativas a la regulación, se observa que el costo de no emitir regulación alguna es considerablemente mayor al costo del esquema de Autorregulación razón por la cual, se reitera como la mejor alternativa la emisión de la propuesta regulatoria cuyos beneficios netos totales se traducen en \$ 24,729,952,948 MXN¹¹.

Respecto a la observación de la CONAMER de que se señale cuáles son los elementos que se retoman en la Propuesta Regulatoria de mejores prácticas internacionales sobre certificaciones, casos específicos de regulación en España, Estados Unidos, Alemania, Colombia, República Dominicana y Francia y se brinde la correspondiente justificación de cómo dichos elementos, tomando en consideración las características nacionales, se ajustan a la consecución de los objetivos regulatorios y por lo tanto a subsanar o eliminar la problemática identificada, se señala que, en el Análisis de Impacto Regulatorio presentado, no se incluye dentro de la problemática, ni de las justificaciones planteadas, un tema sobre mejores prácticas internacionales en materia de certificación ya que no es parte del objetivo o alcance de la propuesta regulatoria. Al respecto, estos elementos forman parte del AIR de la propuesta regulatoria en materia de Generación Distribuida, actualmente en consulta pública." (sic)

Con base en el análisis descrito, esta Comisión da por atendida la observación indicada en el oficio de Ampliaciones y Correcciones, toda vez que, la CRE estimó y comparó los costos y beneficios que

¹⁰ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

¹¹ Beneficios calculados y reportado en el Análisis de Impacto Regulatorio.





representan la emisión de la Propuesta Regulatoria contra la opción de un esquema de autorregulación, y lo que implicaría poner en riesgo la continuidad, calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico directamente asociado con el costo al usuario final por la energía no suministrada.

III. Impacto de la Regulación.

A. Carga administrativa.

Con relación al numeral 6 del formulario de AIR, relativo a que se indique si la Propuesta Regulatoria, crea, modifica o elimina trámites, la CRE refirió lo siguiente:

"La regulación que se propone no crea modifica o elimina ningún trámite, ya que la modificación de la propuesta regulatoria versa sobre aclaraciones, armonizaciones con otros instrumentos regulatorios y otras definiciones no relacionadas con el establecimiento de trámite alguno." (sic)

Al respecto, y una vez analizado el contenido de la Propuesta Regulatoria, se coincide con la CRE, toda vez que las acciones regulatorias establecidas en la misma son realizadas entre los particulares, es decir, entre Participantes del Mercado, o entre Transportistas y Distribuidores con el CENACE, por lo que no recaen en la definición de trámite prevista en el artículo 3, la LGMR, y los conceptos establecidos en el artículo 3, de la LIE, a saber:

"[...]

- A. *Transportistas y Distribuidores: Los organismos o Empresas Productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.*
- B. *CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.*
- C. *Participantes de Mercado: Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado." (sic)*

B. Acciones Regulatorias.

Con relación a la sección del AIR en la cual se solicita que la Dependencia u Organismo Descentralizado seleccione las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites, la CRE incluyó diversas acciones regulatorias, indicando la justificación correspondiente, por ello se considera atendido el numeral en comento del formulario de AIR.

C. Análisis Costo-Beneficio.

Respecto de la estimación por el impacto económico que implica la emisión de la Propuesta Regulatoria, la CRE incluyó en el formulario de AIR¹², información mediante la cual detalla los costos y beneficios que generaría, respecto de lo cual, se destaca lo siguiente:

C.1 De los costos:

Sujetos obligados a los que les aplicará la propuesta:

¹² [20221206190137_54603_AIR Modificación RES9482015.docx](#)

GLS





- A. Transportistas y Distribuidores: Los organismos o Empresas Productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.
- B. Operador Independiente del Sistema: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- C. Participantes de Mercado: Generadores, Suministradores y Usuarios Calificados que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Se observa que los costos fueron identificados por la CRE a partir de las acciones regulatorias identificadas, a saber, las siguientes:

Acciones Regulatoria Modificada	Beneficios/ Costos	Sujeto Regulado
Medición	<p><i>Instalación de los Sistemas de Medición para Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión (Centro de carga con una demanda contratada igual o mayor a 1 MW). Estos Usuarios deben contar con los sistemas de medición conforme la Reglas del Mercado.</i></p> <p>Beneficio: Se establecen las condiciones que se deberán observar en la instalación de los sistemas de medición, se describen las acciones a seguir tanto por el Usuario Final como por el Transportista y Distribuidor.</p> <p>Costo: El Usuario Final deberá asumir el costo de la instalación del sistema de medición (adquisición e instalación) de los sistemas de medición.</p> <p><i>Costo por la adquisición de los sistemas de medición: (No. de Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión * costo de los Sistemas de Medición) (No. Usuarios en MT * Costo en MT) + (No. Usuarios en AT * Costo en AT) (3,557 * 29,452 USD) + (1,200 * 41,053 USD) \$2,926,462,916 MXN</i></p> <p><i>Costo de la instalación: No. de Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión * costo de la instalación de los sistemas de medición 4,757*(20,956.61MXN)¹³=\$99,690,593.77MXN</i></p> <p><i>Costo por la instalación de los Sistemas de Medición para Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión (Centro de carga con una demanda contratada igual o mayor a 1 MW):</i> \$ 3,026,153,510 MXN (1)</p>	Usuario de Suministro Básico en Alta y Media Tensión
Medición	<p><i>Sustitución de los Sistemas de Medición para el Suministro Básico en alta y media tensión</i></p> <p>Beneficio: Se establecen las condiciones que se deberán observar en la sustitución de los sistemas de medición, se describen las acciones a seguir tanto por el Usuario Final como por el Transportista y Distribuidor.</p> <p>Costo: El Usuario Final deberá asumir el costo por el reemplazo (adquisición de equipo e instalación) de los sistemas de medición.</p> <p><i>Costo por la adquisición de los sistemas de medición: (No. de Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión * costo de los Sistemas de Medición)</i></p>	Usuario de Suministro Básico en Alta y Media Tensión



¹³ Información proporcionada por CFE.





Acciones Regulatoria Modificada	Beneficios/ Costos	Sujeto Regulado
	<p>$(\text{No. Usuarios en MT} * \text{Costo en MT}) + (\text{No. Usuarios en AT} * \text{Costo en AT})$ \$2,926,462,916 MXN</p> <p>Costo de la sustitución: No. de Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión * costo de la sustitución de los sistemas de medición $4,757 * (27,881.79 \text{MXN})^{14} = \\$132,633,675.03 \text{MXN}$</p> <p>Costo por la sustitución de los Sistemas de Medición para Usuarios de Suministro Básico en Alta y Media Tensión (Centro de carga con una demanda contratada igual o mayor a 1 MW): \$ 3,059,096,591 MXN (2)</p>	
<p>Medición</p>	<p>Dado que la propiedad de los Sistemas de Medición instalados o sustituidos corresponde a las Centrales Eléctricas, Usuarios Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, estos deberán cubrir los costos asociados a la instalación, sustitución, mantenimiento y modernización de los sistemas de medición.</p> <p>Instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista Beneficio: Se establecen las condiciones que se deberán observar en la instalación inicial y puesta en servicio de los sistemas de medición, se describen las acciones a seguir tanto por el Usuario Calificado y Central Eléctrica como por el Transportista y Distribuidor. Costo: el Usuario Calificado y Central Eléctrica cubrirán los costos asociados a la instalación y puesta en servicio de los sistemas de medición.</p> <p>Costo de los Sistemas de Medición: Para esta acción regulatoria no se contabiliza el costo de la adquisición de los equipos de medición debido a que en la DACG vigente ya se establece esta obligación (11.2. Los Usuarios de transmisión y distribución son los responsables de cubrir los costos de la adquisición inicial y sustitución por falla de los sistemas de medición, de conformidad con lo establecido en la Base 16.2.5 y en el Manual de Prácticas de Mercado).</p> <p>Costo de la instalación: Costo de la instalación * No. de Usuarios Calificados proyectados a 2027 $20,956.61 \text{MXN} * 2,198 = \\$46,062,628.78 \text{MXN}$</p> <p>Costo de la instalación * No. de Centrales de Generación proyectadas a 2030 $20,956.61 \text{MXN} * 1,622 = \\$33,991,621.42 \text{MXN}$</p> <p>Costo por la instalación inicial y puesta en servicio de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista: \$ 80,054,250.20 MXN (3)</p>	<p>Centrales Eléctricas, Usuarios Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado</p>

GLS

¹⁴ idem.





Acciones Regulatoria Modificada	Beneficios/ Costos	Sujeto Regulado
Medición	<p>Sustitución por falla de los elementos del Sistemas de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista Beneficio: Se establecen las condiciones que se deberán observar en la sustitución de los sistemas de medición, se describen las acciones a seguir tanto por el Usuario Calificado y Central Eléctrica como por el Transportista y Distribuidor. Costo: El Usuario Calificado y Central Eléctrica cubrirán los costos asociados a la sustitución de los sistemas de medición (instalación y puesta en servicio)</p> <p>Costo de los Sistemas de Medición: Para esta acción regulatoria no se contabiliza el costo de la adquisición de los equipos de medición debido a que en la DACG vigente ya se establece esta obligación (11.2. Los Usuarios de transmisión y distribución son los responsables de cubrir los costos de la adquisición inicial y sustitución por falla de los sistemas de medición, de conformidad con lo establecido en la Base 16.2.5 y en el Manual de Prácticas de Mercado).</p> <p>Costo de la sustitución: Costo de la sustitución * No. de Usuarios Calificados proyectados a 2027 27,881.79MXN*2,198=\$61,284,174.42MXN</p> <p>Costo de la sustitución * No. de Centrales de Generación proyectadas a 2030 27,881.79MXN*1,622=\$45,224,263.38MXN</p> <p>Costo por la sustitución de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista: \$ 106,508,437.80 MXN (4)</p>	Centrales Eléctricas, Usuarios Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado
	<p>Revisión de los equipos o sistemas de medición en suministro básico Costo de la revisión \$1,875.65 MXN Usuarios de Suministro Básico aproximadamente 42 millones de usuarios Se calcula un escenario en el que el 1% de estos usuarios solicite la revisión de sus equipos o sistemas de medición 420,000*1,875.65=\$787,773,000 MXN (5)</p>	
Total	(1) + (2) + (3) + (4) + (5) = \$7,059,585,789 MXN	

C.2 De los Beneficios.

Beneficio Directo	Beneficio Totales
Reducción del tiempo de entrada al mercado de suministradores calificados.	\$ 23,041,019,008 MXN
Estratificación de los sistemas de medición en función de las necesidades del centro de carga o la central eléctrica.	\$ 1,688,933,940 MXN
Beneficios Totales	\$ 24,729,952,948 MXN

GLS





Con base en la información proporcionada por esa Comisión, de la cual se desprende que el beneficio neto al comparar costos contra beneficios es mayor, al promover acciones que disminuyan las dificultades en el MEM, tales como retrasos en los tiempos de entrada al mercado por parte de los Suministradores de Servicio Calificado, y los costos elevados de adquisición de los sistemas de medición, así como problemas de incentivos, en particular para los segmentos de media y alta tensión en lo que respecta a la parte de Transmisión y Distribución.

Finalmente, se observa que la Propuesta Regulatoria cumple con los objetivos de mejora regulatoria, en términos de asegurar que las regulaciones generen mayores beneficios que costos de cumplimiento para los particulares, dado que los **costos de cumplimiento ascienden a \$7,059,585,789 de pesos, los beneficios a la orden de \$24,729,952,948 de pesos, lo que resulta en un beneficio neto de \$ 17,670,367,159 de pesos**, por lo que se tiene por atendido el numeral en comento.

V. Cumplimiento y aplicación de la propuesta.

Por lo que respecta al numeral 11 del formulario del AIR, relativo a los mecanismos a través de los cuales se implementará la Propuesta Regulatoria, la CRE argumentó¹⁵ lo siguiente:

"[...]Los cambios al sector energético sentaron los fundamentos jurídicos para lograr una mayor apertura al Mercado Eléctrico a los particulares. En este sentido, como parte de las diversas leyes secundarias, la Ley de la Industria Eléctrica establece que el acceso a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución debe hacerse de manera abierta y no discriminatoria. Con el objetivo de realizar las operaciones del Mercado en el marco de esta reforma, se ordena la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y se le otorga el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La implementación de las modificaciones propuestas a las DACG de Transmisión y Distribución es técnica, jurídica, económica y socialmente factible, ya que proporciona certidumbre tanto al CENACE, los Transportistas, Distribuidores y a los Usuarios de los servicios de energía eléctrica, en la medida en que se desarrolla el cómo se deberá realizar la prestación de dichos servicios; así como proporciona certidumbre a los Suministradores y los Usuarios Finales sobre sus derechos y obligaciones. Las modificaciones a estas disposiciones entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación. Al respecto, la Ley de la Industria Eléctrica prevé que el CENACE tendrá a su cargo el control operativo del SEN, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Los nuevos procedimientos para el fortalecimiento de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, en materia de medición, administración del crédito, e interconexión, serán implementados por el CENACE, Transportista y Distribuidor y se aplicarán a todos aquellos interesados en convertirse en Participante del Mercado bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica. En este sentido, los recursos públicos que se erogarán a efecto de implementar esta regulación están contemplados en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria que establece en el artículo Sexto Transitorio que la CRE contará con los recursos suficientes para realizar las actividades de regulación, recursos que ya se encuentran previstos en el presupuesto anual aprobado a la CRE para 2023, por lo que la implementación de las presentes modificaciones no supone un costo adicional a los ya considerados." (sic)

¹⁵ [20221206190137_54603_AIR Modificación RES9482015.docx](#)

GLS



Con base en la respuesta vertida, se da por atendido el numeral del AIR, ya que justifica el amplio cumplimiento de la Propuesta Regulatoria a partir de un marco jurídico suficiente para garantizar que existan los recursos para su vigilancia y atención.

VI. Evaluación de la propuesta.

Por lo que respecta al numeral 13 del formulario del AIR, relativo a los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la CRE incluyó la siguiente justificación¹⁶:

"[...]La forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación se establecerán a través del análisis que realice el Comité de Evaluación del Desempeño de la Comisión (Art. 38 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía), el cual tiene como función principal e indelegable analizar el grado de eficacia de la política regulatoria instrumentada por la CRE. Así, este Comité analizará entre otros aspectos, el desempeño de las actividades reguladas y de los mercados energéticos para conocer el grado en que estos alcanzan los objetivos planteados, el grado en el que la regulación emitida induce el correcto desempeño y fomenta el desarrollo eficiente de la industria energética, promueve la competencia en el sector, alinea los intereses privados con el interés público, propicia una adecuada cobertura nacional y atiende a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios regulados de transmisión y distribución. Adicionalmente, la CRE mantiene una política de apertura a los comentarios y sugerencias de los agentes involucrados. En este sentido, la propuesta regulatoria será un instrumento dinámico sujeto a una evaluación constante con el objeto de que refleje las condiciones que requiera el mercado. Por otra parte, se realizarán evaluaciones continuas conforme al establecimiento de indicadores de desempeño de la regulación que midan la calidad en la prestación de los servicios de Transmisión y Distribución. Para ello la Comisión se servirá de los reportes trimestrales y el informe público que el Transportista y Distribuidor envíen a la CRE." (sic)

Sobre el particular, se determina que la CRE justifica con precisión los medios con los que cuenta para dar un oportuno seguimiento a la implementación del instrumento regulatorio, debido a que cuenta con un órgano colegiado que evalúa de manera dinámica y constante el desempeño del marco regulatorio propuesto y emitido por esa Comisión, además resalta la aplicación de indicadores de desempeño que reflejen la calidad en la prestación de los servicios de Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

VII. Consulta Pública.

Respecto del numeral 14 del formulario del AIR, relativo a si la Dependencia promovente consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación, la CRE indicó que se llevó a cabo una consulta intra-gubernamental con el CENACE y CFE Distribución, cuyas propuestas versaron principalmente en ajustar plazos conforme a lo establecido en el *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y la Conexión de Centros de Carga*, y el replanteamiento de la metodología de cálculo del Valor Presente Neto.

Asimismo, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió la Propuesta Regulatoria se hizo pública a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR, por lo que se recibieron comentarios de parte de particulares o sectores interesados a la Propuesta Regulatoria, los cuales han sido respondidos a cabalidad por la CRE, lo que se puede constatar en la siguiente liga electrónica:



¹⁶ Idem
GLS





<https://cofemersimir.gob.mx/expedientes/27781>

Por todo lo expresado con antelación, se resuelve emitir el presente Dictamen Final conforme lo previsto en el artículo 75 de la LGMR.

Con base en lo anterior, la CRE podrá continuar con las formalidades necesarias para la publicación de la Propuesta Regulatoria en el DOF, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 76, primer párrafo, de la LGMR.

Cabe señalar, que esta Comisión se pronuncia sobre el formulario del AIR y la Propuesta Regulatoria, en los términos en que le fueron presentados, en cumplimiento del artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y los principios y objetivos establecidos en los artículos 7 y 8 de la LGMR, con base en el procedimiento establecido en el Título Tercero, Capítulo III, denominado "Del Análisis de Impacto Regulatorio", sin prejuzgar sobre cuestiones de legalidad, competencia y demás aspectos distintos a los referidos en dichos preceptos jurídicos.

Lo anterior, se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados en el presente oficio, así como en los Transitorios Séptimo y Décimo de la LGMR y en el artículo 9, fracción XI, del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*¹⁷.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
El Comisionado Nacional

DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO

GLS

¹⁷ Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.



