

Oficio No. COFEME/18/3890

Asunto: Dictamen Final respecto del anteproyecto denominado
"Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de
Energía determina las especificaciones internacionales
y requisitos previstos en normas mexicanas para la
realización de los diagnósticos sobre el sistema de
medición, como parte del estudio de instalaciones,
conforme a lo establecido en el manual para la
interconexión de centrales eléctricas y conexión de
centros de carga".

Ref. 65/0021/190718

Ciudad de México, 11 de octubre de 2018

Lic. Ingrid Gallo Montero
Secretaría Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía
Presente

Hago referencia a la respuesta a ampliaciones y correcciones del anteproyecto denominado Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las especificaciones internacionales y requisitos previstos en normas mexicanas para la realización de los diagnósticos sobre el sistema de medición, como parte del estudio de instalaciones, conforme a lo establecido en el manual para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, así como a su respectivo formulario del Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y recibidos el 7 de septiembre de 2018 en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), a través del Sistema Informático de la MIR.

CRE ORIGINAL
RECIBIDA
2018 OCT 19 AM 11:18

2018 OCT 19 AM 11:18

sin anexo

RECIBIDO

1

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Cabe señalar que ese Órgano Regulador envió la propuesta regulatoria inicialmente como una solicitud de exención de presentación del AIR, el día 19 de julio de 2018, respecto de la cual este Órgano Desconcentrado emitió un rechazo a dicha solicitud el día 26 de julio de 2018, con el oficio número COFEME/18/2988. Además, y derivado de lo anterior, el 14 de agosto de 2018, esa Comisión remitió a la CONAMER el anteproyecto acompañado con su formulario del AIR.

Sobre el particular, la CRE indicó que la propuesta regulatoria es un instrumento que cumple con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal conforme a lo señalado en el artículo Tercero, fracción II del "ACUERDO que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo" (Acuerdo Presidencial), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de marzo de 2017. Al respecto, ese Órgano Regulador señaló lo siguiente:

"En atención a lo establecido en los artículos Tercero y Cuarto de los Lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que resulta aplicable el 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (el Acuerdo Presidencial), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de marzo de 2017, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) manifiesta que el acto administrativo es acorde con lo establecido en el artículo Tercero, fracción II, el cual indica la excepción de emitir regulación cuando con la expedición del acto administrativo de carácter general, la dependencia u organismo descentralizado cumpla con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal.

En específico, derivado de las nuevas disposiciones jurídicas regulatorias, emanadas del Decreto del 20 de diciembre de 2013, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, y en específico en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada el 11 de agosto de 2014, la CRE con fundamento en el Artículo

1

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

12, fracción XXXIX de la LIE tiene la facultad para: "regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización en materia del Sistema Eléctrico Nacional", que entre otros elementos a regular se encuentra la medición y los sistemas para llevarla a cabo. En este sentido, el anteproyecto de Acuerdo advierte la necesidad de proveer de certeza jurídica al Transportista, al Distribuidor, Solicitantes de Interconexión y Conexión, y demás interesados con respecto a las características de los sistemas de medición que señalen los Estudios de Instalaciones, a fin de lograr la Interconexión de las Centrales Eléctricas y la Conexión de los Centros de Carga y puedan participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Asimismo, el artículo 37 de la LIE, establece que: "la medición de la energía eléctrica y de los Servicios Conexos entregados y recibidos por las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que estén representados por Generadores o por Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como aquellos entregados y recibidos en los demás puntos del Sistema Eléctrico Nacional, se regirá por las Reglas del Mercado", por esta razón el sistema de medición es un elemento objetivo de liquidación, fundamental para el adecuado funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en especial para las actividades de Generación y de Suministro Calificado. Para ello, se requiere de instrumentos de medición cuyas funcionalidades sean acordes con el servicio, en donde la exigencia de las características funcionales de los medidores no propicie costos innecesarios.

Actualmente, al no contar con una norma oficial mexicana en materia de sistemas de medición, se integran elementos existentes para hacer posible su aplicación y entonces, no obstaculizar la entrada al MEM por parte de cualquier interesado, por lo que se señala al artículo 53, párrafo tercero, de la LFMN que establece: "Cuando no exista norma oficial mexicana, las dependencias competentes podrán requerir que los productos o servicios a importarse ostenten las especificaciones internacionales con que cumplen, las del país de origen o a falta de éstas, las del fabricante". Del mismo modo, el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga (el Manual), señala en su numeral 9.1.4 que: "el Cenace podrá requerir a los Transportistas, Contratistas o Distribuidores la información y, en su caso, la documentación de las Características Técnicas Específicas sobre las instalaciones y sus equipos, con la finalidad de llevar a cabo los Estudios y Análisis necesarios para los estudios de interconexión y conexión". Finalmente, los numerales 8.2.2,

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

inciso d. y 8.4.1, inciso c. del Manual establecen que: "el Estudio de Instalaciones es el Estudio de Interconexión o Conexión en que se señalarán las características de los sistemas de medición."

Igualmente, la propuesta regulatoria cumple con el supuesto de excepción del artículo Tercero, fracción V, del Acuerdo Presidencial, el cual establece la excepción de emitir regulación cuando los beneficios aportados por el acto administrativo de carácter general, en términos de competitividad y funcionamiento eficiente de los mercados, entre otros, sean superiores a los costos de su cumplimiento por parte de los particulares, tal y como se justifica en los anexos al Análisis de Impacto Regulatorio denominados "Anexo 3 Análisis de Costos" y el "Anexo 4 Análisis de Beneficios".

Sobre el particular, la CONAMER informó en el oficio preliminar a la CRE que se aprueba el supuesto de calidad relativo a la fracción II del Acuerdo Presidencial; por otro lado se hizo del conocimiento de ese Órgano Regulador que referente al supuesto de calidad de la fracción V del artículo antes citado, este Órgano Desconcentrado realizará el análisis pertinente y emitirá su pronunciamiento como parte del procedimiento de mejora regulatoria.

Por otro lado, es importante señalar que dada la naturaleza del anteproyecto regulatorio en cuestión, le es aplicable el artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR) en el cual se establece que para la expedición de regulaciones, los Sujetos Obligados deberán indicar expresamente en su Propuesta Regulatoria, las obligaciones regulatorias o actos a ser modificados, abrogados o derogados, con la finalidad de reducir el costo de cumplimiento de los mismos en un monto igual o mayor al de las nuevas obligaciones de la Propuesta Regulatoria que se pretenda expedir y que se refiera o refieran a la misma materia o sector regulado, así mismo le es aplicable el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, mismo que establece que para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán y que se refieran a la misma materia o sector económico regulado.

En virtud de lo anterior, el anteproyecto y su AIR se sujetaron al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero, Capítulo III, de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR,

1

publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018), derivado de lo cual, con fundamento en los artículos Quinto y Sexto del Acuerdo Presidencial; así como 24, 25, 26, 71 y 72 de la LGMR; y en específico del procedimiento establecido en el Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de julio de 2010 (publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012), y de conformidad con lo estipulado en los Transitorios Séptimo y Décimo de la LGMR, esta Comisión tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN FINAL

I. CONSIDERACIONES RESPECTO AL REQUERIMIENTO DE SIMPLIFICACIÓN REGULATORIA

Con base en el Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial la CRE incluyó en el apartado de anexos una propuesta para dar cumplimiento con lo anterior, en la cual establece lo siguiente:

"Se derogan las obligaciones derivadas de los trámites Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago", al que hacen referencia el numeral 17, fracción VI del Capítulo II de la Resolución RES/999/2015 por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicadas en el DOF, el 18 de febrero de 2016."

Al respecto, la CRE realiza la estimación del costo administrativo de la obligación la Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago". En este sentido, para el cumplimiento del acuerdo presidencial estiman ahorros, resultado de las acciones de simplificación ya mencionadas, en un total de \$19,036,269.45. Sin embargo, la CONAMER no identificó la homoclave de los trámites

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

señalados a efecto de verificar el cumplimiento de las obligaciones de ser susceptibles a simplificar con el objetivo de cumplir con lo establecido en el acuerdo presidencia y el artículo 78 de la LGMR. De igual forma, se informó en el oficio preliminar que no se encuentran expresadas en el anteproyecto tal como lo indican los preceptos jurídicos ya mencionados. En ese contexto, la CONAMER solicitó a la CRE realiza un esfuerzo para cumplir generar una reducción en el costo de cumplimiento de la regulación para los particulares.

Sobre el particular y para dar respuesta a lo solicitado por este Órgano Desconcentrado, la CRE anexó un documento denominado "20180907101456_45927_18.09.06 Respuesta AyC_ Acuerdo Medición.docx", al formulario del AIR, en el que, entre otras cosas, indicó lo siguiente:

"Se aclara que la Comisión considera la derogación de obligaciones y no de trámites como se señaló en el oficio. Las obligaciones a derogar son:

- i) *"Notificación programada de la Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y*
- ii) *"Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio por falta de pago"*

Al respecto, la Comisión considera que dichas obligaciones no constituyen trámites, conforme a lo establecido en el artículo 3, fracción XXI de la LGMR, publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 18 de mayo de 2018, que a la letra dice:

"XXI. Trámite: Cualquier solicitud o entrega de información que las personas físicas o morales del sector privado realicen ante la autoridad competente en el ámbito federal, de las entidades federativas, municipal o de la alcaldía, ya sea para cumplir una obligación o, en general, a fin de que se emita una resolución." (Énfasis añadido).

En ese sentido, la Comisión considera que las derogaciones enunciadas no cumplen con la definición de trámite mencionada anteriormente, debido a que la 1) "Notificación programada de la Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y 2) el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio por falta de pago", se tratan de obligaciones de un particular a otro particular, ya que la

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

actividad de Suministro Básico tiene un carácter permissionado establecido por la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), por lo que cualquier particular tiene el derecho de solicitar a la Comisión, el otorgamiento del permiso de Suministro Básico. De este modo, el Suministrador de Servicios Básicos no es una autoridad sino una empresa privada que debe cumplir con regulación tarifaria y condiciones generales establecidas por la Comisión. Por lo tanto, las obligaciones que tiene el Suministrador de Servicios Básicos frente a sus Usuarios Finales no constituyen trámites.

A mayor abundamiento, se señala que el 3 de agosto de 2018, la Comisión otorgó los permisos para prestar el servicio de suministro eléctrico en la modalidad de suministro básico a las siguientes empresas:

- *Enlace y Representación Gubernamental T&M, S.A. de C.V.*
- *BH Energy Supply, S.A.P.I. de C.V.*
- *Suministro Básico del Centro SUBACE, S.A. de C.V.*

En ese sentido, a efecto de dar cumplimiento con el artículo quinto del Acuerdo Presidencial, la Comisión realiza las aclaraciones correspondientes en el archivo de Word adjunto denominado "Anexo 6 - Cumplimiento al Acuerdo Presidencial" e incluye el archivo Excel "Anexo 6 Acuerdo Presidencial" con los cálculos correspondientes."

De lo anterior y derivado del análisis y revisión de la información enviada por esa Comisión en el formulario del AIR, la CONAMER observó que se incluyó un documento adjunto denominado "20180906183511_45927_Anexo 6 - Cumplimiento al Acuerdo Presidencial.docx", lo anterior a efectos de cumplir con lo estipulado en el artículo 78 de la LGMR y con lo señalado en el Acuerdo Presidencial, al respecto:

"Por otro lado, en relación con el cumplimiento del artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, el cual establece que, para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las

dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogan o derogan y que se refiere a la misma materia o sector económico regulado.

Al respecto y con la finalidad de dar cumplimiento al Acuerdo Presidencial solicitado por la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) presenta a continuación el análisis de costos que implicaría la derogación de dos obligaciones regulatorias.

Se derogan las obligaciones: "Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago", al que hacen referencia el numeral 17, fracción VI del Capítulo II de la Resolución RES/999/2015 por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicadas en el DOF, el 18 de febrero de 2016, a saber:

17. De la Cobranza y modalidades de pago en el Suministro Básico.

VI. El Suministrador de Servicios Básicos deberá notificar al Usuario Final por escrito, por vía telefónica o mediante correo electrónico, al menos cinco días naturales antes de su fecha programada de Suspensión, y deberá tratar de contactarlo directamente vía telefónica al menos dos días naturales antes de llevar a cabo dicha Suspensión, para ofrecerle opciones con el fin de evitar dicha Suspensión.

En caso de no lograr contactar al Usuario Final, el Suministrador de Servicios Básicos podrá dejar un aviso escrito sobre la próxima Suspensión del Suministro Eléctrico en un lugar visible, o con cualquier persona mayor de edad presente en el domicilio del Usuario Final.

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Al respecto, la Comisión ha observado que la realización de esta obligación implica costos administrativos para las empresas dedicadas al suministro eléctrico. El cálculo se realizó de manera agregada debido a que las dos obligaciones son consecuencia una de la otra.

Costo de cumplimiento para la "Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago",

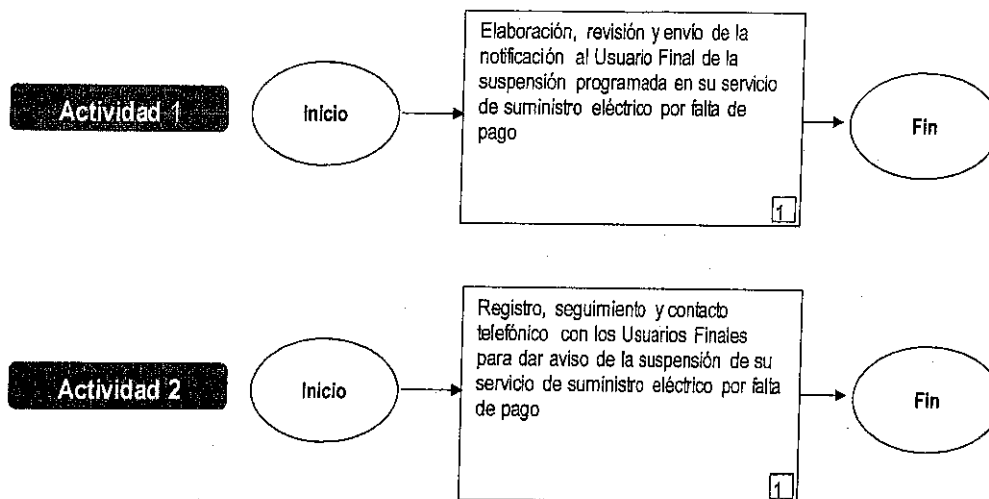
1. Para obtener los costos administrativos de las actividades necesarias para la "Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago", se tomó en cuenta la remuneración mensual integral por puesto de la estructura actual del Gobierno Federal", en específico, como una aproximación salarial a lo que se podría pagar en el sector privado, como se muestra en la siguiente tabla:

<i>Puesto</i>	<i>Salario Base Mensual</i>	<i>Actividad</i>
<i>Jefe de Departamento (JD)</i>	<i>\$19,509.72</i>	<i>Elaboración, revisión y envío de la notificación al Usuario Final de la suspensión programada a su servicio eléctrico por falta de pago (Actividad 1)</i>
<i>Jefe de Departamento (JD)</i>	<i>\$19,509.72</i>	<i>Registro, seguimiento y contacto telefónico a los Usuarios Finales, para dar aviso de la suspensión de su servicio eléctrico por falta de pago (Actividad 2)</i>

2. La finalidad de estas actividades es el cumplimiento de los estándares de calidad en el servicio relacionados con la suspensión del servicio cortados por falta de pago llevados a cabo

2

por el suministrador de energía eléctrica, el cual se satisface mediante la notificación y el aviso a sus Usuarios Finales de la suspensión del suministro eléctrico por falta de pago. A continuación, se describen los dos procesos de manera resumida en los siguientes diagramas:



3. Se asignan las actividades a cada personal administrativo, como se muestra en las siguientes tablas:

1. Actividades que aplican para la "Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago"

No.	Puesto del Responsable	Actividad detallada	Resultado de la actividad
1	Personal Administrativo JD	Elaboración, revisión y envío de la notificación para avisar al Usuario Final de una suspensión programada en el Servicio por falta de pago	Elaboración de la notificación
			Revisión de la notificación
			Envío de la notificación

1

2. Actividades que aplican para el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago"

No.	Puesto del Responsable	Actividad a realizar	Resultado de la actividad
2	Personal	Registro, seguimiento y contacto	Registro de suspensiones
	Administrativo	telefónico para avisar de la suspensión del	Seguimiento de suspensiones
	JD	servicio por falta de pago	Llamada telefónica

Para el cálculo de costos, se tomó en cuenta el número de usuarios de Suministro Básico que posee CFE Suministrador de Servicios Básicos, cuyo registro se encuentra en la base de datos del Sistema de Información Energética (SIE)², reportando 42,205,949 usuarios al cierre de 2017; asimismo, la Comisión supone que un 5 % de estos usuarios estuvieran en el proceso de suspensión del servicio de suministro eléctrico. Bajo los argumentos anteriores, se estima que se necesitaría la mano de obra de 15 personas, las cuales se dedicarían exclusivamente a atender estas actividades durante los 365 días del año.

4. Se realiza una estimación de los costos incurridos por el uso de los activos fijos para cada una de las actividades detectadas. Se toma como base el uso de equipos de cómputo y combinación por cada una de las dos actividades durante el año, dando como resultado un Costo Total de Depreciación de \$ 306,938.25, como se muestra en la siguiente tabla:

² <http://sie.energia.gob.mx/>



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

1	Equipo de cómputo y comunicación	15	12966.72	194500.8	30%	58350.24	159.86	53.29	0.8881	172800	153469.12
			-	194,500.80		58,350.24	159.86	53.29	0.89	172,800	153,469.12
2	Equipo de cómputo y comunicación	15	12966.72	194500.8	30%	58350.24	159.86	53.29	0.8881	172800	153469.12
			-	194,500.80		58,350.24	159.86	53.29	0.89	172,800	153,469.12

Los minutos ocupados para realizar las diferentes actividades fueron determinados del trabajo que realizarían 15 personas para lograr las dos obligaciones, trabajando 8 horas diarias durante 30 días al mes y multiplicándolos por los 12 meses del año.

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

5. Se obtienen los costos de cada actividad, conforme al tabulador establecido en el numeral 1 del presente documento. Se considera que, para las dos actividades se requiere de la mano de obra de 15 JD, como se observa en la siguiente tabla:

No.	Responsable	No. de Responsables	Sueldo bruto mensual (MXN/mes)	Sueldo bruto diario (MXN/día)	Sueldo bruto por hora de trabajo (MXN/h)	Sueldo bruto por minuto (MXN/min)	Minutos utilizados para elaborar la actividad (min)	Sueldo bruto por el número de minutos que dedica la actividad (MXN)
1	Profesionista (JD)	15	292,645.80	9,754.86	3,251.62	54.19	172800	9,364,665.60
			292,645.80	9,754.86	3,251.62	54.19	172,800	\$ 9,364,665.60
2	Profesionista (JD)	15	292,645.80	9,754.86	3,251.62	54.19	172800	9,364,665.60
			292,645.80	9,754.86	3,251.62	54.19	172,800	\$ 9,364,665.60
3	Profesionista		0.00	-	-	-		0.00
	Tasa de Interés		7%					
	Costo de oportunidad		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	\$ -

Como se puede observar en la tabla anterior, no existe costo de oportunidad, debido a que el Suministrador realiza una notificación y aviso de suspensión sin que se requiera espera de respuesta.

6. Con los costos estimados de los sueldos y sumando los costos del uso de los activos fijos, se obtiene el costo unitario de las actividades, como se muestra en la siguiente tabla:

Número de actividad	Actividad	Medición de costos por uso de activos fijos (MXN)	Medición de costos por sueldo y salario (MXN)	Costo Total (MXN)
1	Elaboración, revisión y envío de la notificación para avisar al Usuario Final de una suspensión programada en el servicio eléctrico por falta de pago	\$ 153,469.12	\$ 9,364,665.60	\$ 9,518,134.72

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

2	Registro, seguimiento y contacto telefónico para avisar de la suspensión del servicio eléctrico por falta de pago	\$ 153,469.12	\$ 9,364,665.60	\$ 9,518,134.72
3	Costo de Oportunidad (Tiempo de Espera)	No aplica	\$ -	\$ -

Es así como, al derogar las dos obligaciones de la "Notificación programada de Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago", se obtiene una simplificación de costos, total equivalente a \$19,036,269.45.

Por lo anterior, de conformidad con lo establecido en el anexo al AIR denominado "Anexo 3 "Análisis de Costos")", se estima que la implementación de la propuesta regulatoria conlleva costos de cumplimiento para los particulares de \$16,854,543.75 pesos, mismos que resultan menores a los ahorros de \$19,036,269.45 pesos por la simplificación de las obligaciones regulatorias descritas anteriormente.

Al respecto, y derivado del análisis realizado por este Órgano Desconcentrado, observa que la CRE (conforme a lo solicitado en el oficio preliminar) indica que se trata de dos obligaciones a derogar y no de dos trámites, para lo cual brinda una justificación con la que coincide la CONAMER, las obligaciones a derogar son: "Notificación programada de Suspensión de servicio eléctrico por falta de pago" y el "Contacto telefónico para avisar de la Suspensión del servicio eléctrico por falta de pago", al que hacen referencia el numeral 17, fracción VI del Capítulo II de la Resolución RES/999/2015 por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicadas en el DOF, el 18 de febrero de 2016. La estimación de los ahorros económicos derivados de la derogación de las dos obligaciones versa básicamente sobre los costos de la carga administrativa que se evita a los particulares.

8

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

En virtud de lo anterior, y dado que se pueden generar ahorros netos en costos de cumplimiento a la orden de \$2,181,725.7 pesos, pues los costos estimados de la emisión de la propuesta regulatoria son a la orden de \$16,854,543.75 pesos y los ahorros en costos de cumplimiento derivados de la derogación de los requisitos se estimaron a la orden de \$19,036,269.45 pesos, es que la CONAMER da por atendido lo solicitado en el oficio preliminar y se cumple con lo estipulado en el artículo 78 de la LGMR y lo estipulado en el artículo quinto del Acuerdo Presidencial.

No obstante lo anterior, la CONAMER observa que ese Órgano Regulator fue omiso en incluir en el anteproyecto regulatorio las dos obligaciones que pretende derogar, razón por la cual este Órgano Desconcentrado solicita a la CRE que previo a su publicación en el Diario Oficial de la Federación se incluyan en el anteproyecto las dos obligaciones que se derogarán, lo anterior de conformidad con el artículo quinto del Acuerdo Presidencial.

II. CONSIDERACIONES GENERALES

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define que la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización/suministro de la energía eléctrica. Esta ley instaaura el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual es operado por el CENACE; en este mercado, los participantes podrán vender y comprar energía eléctrica, potencia, certificados de energías limpias, servicios conexos, entre cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La LIE define las figuras de participantes en el MEM al generador, usuario calificado, suministrador y comercializador no suministrador; los cuales podrán realizar las transacciones comerciales señaladas en el artículo 96 de la LIE, tales como compra-venta de energía eléctrica; servicios conexos, potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica.

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

El 27 de enero de 2016 el MEM inició operaciones para el Sistema de Baja California, el 29 de enero de 2016 para el Sistema Interconectado Nacional y el 23 de marzo de 2016 para el Sistema de Baja California Sur; en consecuencia, los participantes del MEM deben cumplir, entre otros aspectos, con sistemas de medición i) fiscal para facturación (todos los participantes), y ii) de operación, como el CENACE y los prestadores de los servicios públicos de transmisión y distribución, y en su caso los contratistas, de energía eléctrica; todos ellos con responsabilidades referentes al medidor: adquisición, instalación, verificación y mantenimiento, así como para el procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación que son parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el MEM.

Al respecto, la LIE en su artículo 37, establece que las centrales eléctricas y centros de carga que estén representados por generadores o por usuarios calificados participantes de mercado deben sujetarse a requerimientos de medición de energía eléctrica y de los servicios conexos entregados y recibidos en los puntos de entrega/recepción que regirán las Reglas de Mercado, y para la medición de las demás centrales eléctricas y centros de carga se regirá por las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que al efecto emita la CRE, así como la obligación de los transportistas y distribuidores y demás personas responsables de registrar y compartir los datos de medición.

Asimismo, el Reglamento de la LIE, en su artículo 113 establece que los transportistas y distribuidores deberán usar e instalar únicamente instrumentos de medición que hayan obtenido una aprobación del modelo prototipo conforme a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) y la Norma Oficial Mexicana correspondiente (por ejemplo, estableciendo tolerancias permisibles de errores en el registro de consumo, función normal de medidor, perfiles para liquidación etc.).

Por otra parte, las Bases de Mercado, publicadas el 8 de septiembre de 2015 en el DOF, establecen que cada sistema de medición deberá cumplir con los requisitos específicos de medición asociados con exactitud, unidad de medida, medición de respaldo, punto de interconexión o conexión, mantenimiento, sistema de comunicación y sistema de sincronía de tiempo, establecidos en los

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Manuales de Prácticas de Mercado. Dicha obligación se establece para la totalidad de los puntos de entrega/recepción de energía, a saber:

- El punto de conexión de cada uno de los centros de carga de los usuarios finales y cada centro de carga incluido en los contratos de interconexión legados.
- El punto de interconexión de cada una de las centrales eléctricas a la Red. Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.
- Los puntos de interconexión entre transportistas.
- Los puntos de interconexión entre transportistas y distribuidores.
- Los puntos de interconexión entre distribuidores.

En ese contexto, la CRE consideró necesario expedir una Norma Oficial Mexicana de emergencia que considere a los Sistemas de Medición de energía eléctrica para el MEM con el objetivo de dar certeza jurídica a todos los integrantes de la industria eléctrica, y anticipándose a diversos riesgos inminentes a la economía nacional, la primera versión fue publicada en el DOF el 13 de marzo de 2018, hasta por una duración de 6 meses, misma que se prorrogó mediante su publicación en el DOF el 26 de septiembre de 2017 y tuvo una vigencia de 6 meses contados a partir del 14 de septiembre de 2017.

En virtud de lo anterior, y dado que el pasado 14 de marzo de 2018 concluyó la vigencia de la Norma de Emergencia en materia de medición es necesario emitir la presente propuesta regulatoria, a fin de brindar certeza jurídica a la industria eléctrica respecto de las funciones y requerimientos de medición necesarios para medidores de energía eléctrica y a los transformadores de instrumento para actividades de operación del Mercado Eléctrico Mayorista; lo anterior, en tanto se publica el Proyecto de Norma definitiva sobre sistemas de medición.

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

III. OBJETIVOS REGULATORIOS Y PROBLEMÁTICA

Con la finalidad de atender la solicitud del formulario del AIR, la CRE expuso el contexto del cual deriva la emisión del anteproyecto, de la información incluida la CONAMER destaca los siguientes puntos:

- La problemática que da origen al proyecto de Acuerdo es la imposibilidad de acceder al MEM que tienen los integrantes de la industria eléctrica interesados en participar en ese mercado, debido a la falta de normatividad que establezca los requisitos y parámetros necesarios para que se cuente con equipos de medición y transformadores de instrumento, que son requisito indispensable para la operación en el mismo;
- El 14 de marzo de 2018 concluyó la vigencia de la Norma de Emergencia en materia de medición y a que actualmente el Proyecto de Norma definitiva³ que sustituirá a dicho instrumento jurídico se encuentra en desarrollo;
- La falta de normatividad ha propiciado que los Transportistas y Distribuidores ejerzan injerencia para determinar la viabilidad técnica y operativa de los sistemas de medición de centrales eléctricas y centros de carga, regulando así su acceso para llevar a cabo las actividades de la industria eléctrica, y
- Debido a que la medición es fundamental para el adecuado funcionamiento del MEM, porque implica la valorización monetaria de las transacciones de compra y venta de energía y otros productos asociados, establecidos mediante relaciones contractuales entre los participantes del MEM y el CENACE.

Con base en lo anterior, la CRE incluyó en el formulario del AIR los siguientes objetivos con la finalidad de atender la problemática expuesta:

Con sujeción al marco jurídico aplicable y con la finalidad de proveer de certeza operativa a la industria eléctrica, el anteproyecto regulatorio tiene por objeto:

ℓ

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- a. Referenciar las especificaciones técnicas y funcionalidades mínimas para la instalación de los sistemas de medición que requieran las Centrales Eléctricas, los Centros de Carga de Suministro Calificado, los Solicitantes de Interconexión o Conexión o, en su caso, cualquier interesado en realizar operaciones en el MEM, por el periodo de entrada en vigor de la Norma definitiva, es decir hasta que sea aplicable la norma oficial mexicana definitiva en materia de medición que para tal efecto expida la Comisión, y
- b. Propiciar que los medidores de energía eléctrica ostenten las especificaciones internacionales y funcionalidades requeridas, y que los transformadores de instrumento observen los requisitos específicos establecidos en las normas mexicanas, y en las especificaciones internacionales correspondientes.

Al respecto, la CONAMER considera que los objetivos planteados son consistentes con la problemática expuesta por el regulador, debido a que la propuesta regulatoria permitirá proveer certeza operativa a la Industria Eléctrica respecto de las funciones y requerimientos de medición necesarios para medidores de energía eléctrica y a los transformadores de instrumento para actividades de operación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

IV. ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

Con la finalidad de responder al numeral 4, del formulario del AIR, la CRE identificó alternativas para atender la problemática expuesta indicando las ventajas y desventajas de tales opciones comparadas con la emisión del anteproyecto regulatorio, las cuales versan sobre lo siguiente:

- a. **Autorregulación.**— Un esquema de autorregulación pudiera provocar que se introdujeran sistemas de medición con calidad inferior a la requerida para las actividades de la industria eléctrica, especialmente las del MEM. Además, esta autorregulación podría provocar daños al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la entrada en operación de equipos que no cumplen

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

con las especificaciones técnicas y funcionalidades mínimas necesarias para impedir comprometer componentes operativos de la Red, por lo que también pondría en riesgo la seguridad e integridad del SEN.

Otro escenario dentro de la autorregulación contempla la posibilidad de que el Transportista y/o el Distribuidor, CFE Transmisión y CFE Distribución, respectivamente, tengan injerencia para que bajo parámetros propios determinen la viabilidad técnica y operativa de los sistemas de medición de centrales eléctricas y centros de carga, regulando así su acceso para llevar a cabo las actividades de la industria eléctrica. Este escenario supone la imposición de criterios arbitrarios para permitir la interconexión a las redes, ya que el poder de negociación lo tienen el Transportista y Distribuidor debido a que dicha interconexión es un requisito indispensable para poder acceder al MEM.

Esta falla de mercado persiste hoy en día, misma que ha provocado quejas y consultas realizadas a la Comisión y al Cenace por representantes de centrales generadoras de energía eléctrica (16), empresas de Suministro Calificado (6), titulares de contratos de interconexión legados y diversos centros de carga; incluidas consultas específicas del Cenace (4), en las que han dejado de manifiesto la problemática acerca de la imposibilidad de ingresar al MEM por falta de que sean aprobados los sistemas de medición. Asimismo, el largo tiempo de respuesta por parte del Transportista y/o Distribuidor, ambigüedades y cuotas discrecionales no justificadas, podrían perjudicar el desarrollo eficiente del mercado.

Asimismo, anteriormente se regulaba a través de la especificación técnica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la CFE G0000-48: "Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos", la cual establece características técnicas aplicables a los medidores multifunción para sistemas eléctricos, tipo exterior o tipo interior para su utilización en procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, para medir y evaluar la energía eléctrica con fines de facturación y estadística, aplicable para medidores clase S, que son medidores que sirven para aplicaciones estadísticas. Sin embargo, el equipo de medición

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

necesario para la facturación en el MEM deberá ser clase A, que es usado cuando mediciones precisas son requeridas, y se tienen aplicaciones contractuales.

En este sentido, la exactitud y los parámetros de los equipos de medición con clase S son menores a lo solicitado con clase A, por lo que un esquema de autorregulación no sería suficiente.

- b. No emitir regulación alguna.- De no emitir regulación alguna, persistiría el vacío normativo que comprende del fin de la vigencia de la Norma de Emergencia a la entrada en vigor de la norma oficial mexicana definitiva, lo que provocaría la falta de certeza jurídica y operativa para Generadores y Suministradores de Servicios Calificados, Solicitantes de Interconexión y Conexión, o cualquier otro interesado, que podría derivar en las siguientes problemáticas:
 - a. No poder participar en el MEM, al no contar con los sistemas de medición adecuados para llevar a cabo sus actividades durante el periodo referido, poniendo en riesgo la operación del mismo;
 - b. Riesgo de afectación del correcto funcionamiento de la industria eléctrica derivando en perjuicios de naturaleza económica y financiera a los participantes del MEM por los costos potenciales que podrían derivar de la subestimación o sobreestimación del consumo de energía eléctrica;
 - c. Riesgo de inversión en equipos que no ostenten especificaciones técnicas y funcionalidades aprobadas, lo que significaría una doble inversión en equipos de medición, al tener que reemplazar estos equipos con especificaciones técnicas y funcionalidades diferentes, adquiridos e instalados durante el periodo de vacío normativo, y
 - d. Detener las inversiones en actividades de la industria eléctrica y el incumplimiento de obligaciones contractuales, que significarían pérdidas económicas por dejar de generar y vender energía eléctrica.

Asimismo, podrían seguir realizándose las prácticas pasadas en las que se acepta el uso de medidores de energía eléctrica clase S, cuando los medidores de energía eléctrica para dar

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

cumplimiento a los requerimientos del MEM debieran ser de clase A, como se explicó en el punto anterior. Además de que, para el Transportista y Distribuidor de energía eléctrica, esta falta de certeza jurídica podría traer consigo afectaciones a la economía nacional, tales como: elevados costos de entrada y otras barreras injustificadas, así como afectaciones a la competencia y a la libre concurrencia de los mercados.

Por otro lado, la CONAMER observa que la CRE incluyó en el formulario del AIR, la siguiente justificación por la que la propuesta regulatoria es considerada la mejor opción para atender la problemática señalada:

"De no emitir este Acuerdo, persistiría la imposibilidad de acceder al MEM por no contar con sistemas de medición con especificaciones necesarias, debido a que actualmente no se cuenta con la normativa que regule . dichas especificaciones, lo cual está generando las fallas de mercado y la incertidumbre jurídica y operativa antes mencionadas. Lo que supone riesgos de naturaleza económica y financiera a los participantes del MEM por los costos potenciales que podrían derivar de la subestimación o sobreestimación del consumo de energía eléctrica y servicios conexos, provocando doble inversión en sistemas de medición derivado de la compra de equipos que no posean la exactitud y los parámetros necesarios para ingresar al MEM, o bien la falta de inversión y pérdidas económicas para los Usuarios Finales, lo que podría traer consigo afectaciones a la economía nacional, tales como: elevados costos de entrada, afectaciones a la competencia y a la libre concurrencia de los mercados, así como el incremento de precios para los consumidores. Por lo que, el Acuerdo resulta ser la mejor opción para atender la problemática de acceso al MEM y todo riesgo que esto conlleve."

En ese contexto, la CONAMER observa que la CRE argumenta que la propuesta regulatoria resulta ser la mejor opción para atender la problemática de acceso al MEM y todo riesgo que conlleve, ello en virtud de que se necesita contar con sistemas de medición con especificaciones necesarias, debido a que actualmente no se cuenta con la normativa que regule dichas especificaciones, lo cual está generando las fallas de mercado y la incertidumbre jurídica y operativa, razón por la cual este Órgano Desconcentrado da por atendida la sección en comento.

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

V. IMPACTO DE LA REGULACIÓN

A. Creación, modificación y/o eliminación de trámites

En el numeral 6 del formulario del AIR, en el que se solicita que la Dependencia u Organismo Descentralizado, si la regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites, la CRE indicó la lo siguiente:

"No. El proyecto de Acuerdo sirve como un instrumento de referencia, mediante la conjunción de elementos ya existentes, para dar certeza y propiciar el correcto desarrollo de actividades económicas. En contexto, el proyecto de Acuerdo reúne un listado de requerimientos y características mínimos necesarios para sistemas de medición, que son un elemento de relevancia en la facturación, desarrollo y correcto funcionamiento del MEM.

Estos requerimientos y características deberán ser observados por los representantes de Centrales Eléctricas, los Centros de Carga de Suministro Calificado, los solicitantes de Interconexión o Conexión o, en su caso cualquier interesado, para dar certeza a la continuidad de procesos de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, y así asegurar el acceso y desarrollo del MEM.

Actualmente, en el Manual de Liquidaciones, el Manual de Medición para Liquidaciones y el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, las funcionalidades y requisitos referenciados en el Acuerdo y su Anexo Único, ya son solicitados. En mismo sentido, las anteriores regulaciones de esos requisitos técnicos, a saber: la especificación "CFE G0000-48" y la Norma de Emergencia, hacen referencia a las especificaciones y requerimientos de las normas internacionales y normas mexicanas listada en el Acuerdo. Por lo que, esta regulación no crea, modifica o elimina trámites."

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Al respecto, la CONAMER advierte que esa Comisión señaló que la propuesta regulatoria no crea, modifica o elimina trámites, dado que es un Acuerdo que sirve como un instrumento de referencia, en ese contexto, este Órgano Desconcentrado coincide y da por atendido el numeral en comento.

B. Disposiciones y/u obligaciones

Por lo que respecta a las acciones regulatorias, obligaciones o disposiciones distintas a los trámites, la CONAMER observa que la CRE anexó un documento denominado "20180813130922_45742_18.08.13 Anexo 1-Acciones Regulatorias.docx" al formulario del AIR, en el que indicó lo siguiente:

Anexo 1

Acciones Regulatorias

<i>Tipo de Acción Regulatoria</i>	<i>Fundamento</i>	<i>Descripción de la Acción Regulatoria</i>	<i>Justificación</i>
<i>Establecimiento de estándares técnicos</i>	<i>Considerando DECIMOQUINTO, inciso a)</i>	<i>Para los medidores de energía eléctrica:</i> i. IEC 62053-22:2003 o 2016 - Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5s). ii. IEC 62053-23:2003 o 2016 - Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3). iii. IEC 62052-11:2003 o 2016 - Electricity metering equipment (a.c.) - General	<i>El proyecto de Acuerdo establece los requerimientos técnicos que deberán cumplir los medidores de energía eléctrica, con el fin de proveer certeza técnica, operativa y regulatoria al Transportista, al Distribuidor, Solicitantes de Interconexión y Conexión, y demás interesados con respecto a las características de los sistemas de medición que señalen los Estudios de Instalaciones, a fin de</i>

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

		requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment. iv. IEC 61000-4-30:2008 o 2015- Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods (únicamente para los requerimientos para medidores de calidad de la potencia clase A).	lograr la Interconexión de Centrales Eléctricas y la Conexión de los Centros de Carga, y así su entrada y operación en el MEM.
Establecimiento de requisitos	Anexo Único	Tabla A. Funciones mínimas de medidores de energía eléctrica Parámetros para el protocolo DNP3	
Establecimiento de estándares técnicos	Considerando DECIMOQUINTO, inciso b)	Para los transformadores de instrumento: i. Transformador de corriente- Clase de exactitud 0.2S o mejor- NMX-J-615-1-ANCE-2018, Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales y NMX-J-109-ANCE-2018, Transformadores de corriente – Especificaciones y métodos de prueba. ii. Transformador de potencial inductivo- Clase de exactitud 0.2 o mejor- NMX-J-615-1-ANCE-2018, Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales y NMX-J-615-3-ANCE-2018, Transformadores de medida –	El proyecto de Acuerdo establece los requerimientos técnicos que deberán cumplir los transformadores de instrumento, con el fin de proveer certeza técnica, operativa y regulatoria al Transportista, al Distribuidor, Solicitantes de Interconexión y Conexión, y demás interesados con respecto a las características de los sistemas de medición que señalen los Estudios de Instalaciones, a fin de lograr la Interconexión de Centrales Eléctricas y la Conexión de los Centros de

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

		Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo. iii. Transformador de potencial capacitivo- Case de exactitud 0.2 o mejor- NMX-J-615-1- ANCE-2018, Transformadores de medida - Parte 1: Requisitos generales y NMX-J-615/5- ANCE-2018, Transformadores de medida - Parte 5: Requisitos adicionales para transformadores de potencial capacitivo. iv. Transformador combinado- Case de exactitud 0.2S o mejor para el transformador de corriente y 0.2 o mejor para el transformador de potencial- IEC 61869-4:2013 Instrument transformers - Part 4: Additional requirements for combined transformers, NMX-J-109- ANCE-2018, Transformadores de corriente - Especificaciones y métodos de prueba y NMX-J-615-3-ANCE-2018, Transformadores de medida - Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de potencial inductivo.	Carga, y así su entrada y operación en el MEM.
--	--	---	---

Fuente: Elaborado por la CRE

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Sobre el particular y dado que la CRE identificó y justificó las acciones regulatorias contenidas en el instrumento regulatorio, este Órgano Desconcentrado coincide con la información proporcionada por esa Comisión y da por atendido el numeral en comentario.

C. Análisis Costo-Beneficio

En la pregunta 10.1 relativa a los costos, la CRE indicó consultar el archivo anexo en el cual se muestra la siguiente tabla:

Tabla 1: Costos de la regulación

Usuarios Calificados estimados para el año 2018	Precio promedio de un sistema de medición sin condiciones para el MEM (USD)	Precio promedio de un sistema de medición con condiciones para el MEM (USD)	Paridad USD a MXN ^a	Costo promedio de adquirir sistemas de medición con características necesarias para ingresar al MEM (USD)	Costo promedio de adquirir sistemas de medición con características necesarias para ingresar al MEM (MXN)	Costo promedio en que incurran los Usuarios Calificados (MXN)
1089	500.00	3,000.00	\$ 18.57	2,500.00	46,431.25	\$ 16,854,543.75

Fuente: Elaborado por la CRE

Derivado de lo anterior, al intentar replicar los beneficios se observan diferencias al momento de multiplicar por la información de "paridad USD a MXN" proporcionada por la CRE; por lo que, la CONAMER solicitó, en el oficio preliminar, a ese Órgano Regulador realizar un esfuerzo con el objetivo de indicar la información así como los cálculos correspondientes a efecto de validar los datos presentados.

En el mismo sentido, en la pregunta 10.2 relativa a la estimación de los beneficios, la CRE en el archivo anexo indicó lo siguiente:

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Tabla 2: Pérdidas económicas al no poder participar en el Mercado Eléctrico Mayoristas (MEM)

Usuario Califica dos estimad os en 2018	Consumo mínimo para ser considerad o como Usuario Calificado (MW)	Consumo mínimo por el total de Usuarios Calificados (MW)	Consumo mínimo por el total de Usuarios Calificados (kW)	Costo promedio por kW (MXN/kW)	Descuento (%)	Costo promedio por kW con descuento (MXN/kW)	Pérdidas evitadas Mensuales (MXN/mes)	Pérdidas evitadas durante vacío normativo* (MXN)
1089	1	1089	1089000	\$ 2.095	15%	\$ 1.78	\$ 1,939,236.75	\$ 9,696,183.75

Fuente: Elaborado por la CRE

Tabla 3: Riesgo evitado de que los Generadores y Suministradores de Servicios Calificados inviertan en equipos que no ostenten especificaciones técnicas aprobadas

Número total de Suministrador es de Servicios Calificados 2018	Total de Usuarios Finales para Suministrador es de Servicios Calificados	Total de equipos de medición para Suministrador es de Servicios Calificados (5 meses aprox.)	Total de equipos de medición para Generador es (5 meses aprox.)	Total de equipos	Costo por equipo de medición (MXN)	Inversión en Equipos de Medición (MXN)	Riesgo evitado de duplicar los costos por falta de Especificaciones Técnicas (MXN)
36	1089	453.75	30	484	\$ 111,095.40	\$ 53,770,173.60	\$ 53,770,173.60

Fuente: Elaborado por la CRE

De lo cual la CRE concluyó que la propuesta regulatoria, representa un beneficio por un monto aproximado de \$ 63,466,357.35, mismo que resulta de evitar la pérdida económica que representaría no poder participar en el MEM (\$9,696,183.75) y de evitar la doble inversión en equipos de medición (\$53,770,173.60). Derivado de lo anterior la CONAMER solicitó, en el oficio preliminar a ese Órgano Regulatorio indicar cuáles son los cálculos que realizó con el objetivo de verificar las cifras presentadas.

Al respecto y para dar respuesta a lo solicitado, ese Órgano Regulatorio anexó un documento denominado "20180907101456_45927_18.09.06 Respuesta AyC_AcuerdoMedición.docx" al formulario del AIR, en el que señaló lo siguiente:

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

"Con relación al apartado de impacto de la regulación, la CONAMER solicita brindar información de los cálculos del análisis de costo-beneficio. Sobre el particular, la Comisión amplía la información del AIR en los siguientes términos:

- i) Se adjunta al AIR los archivos en formato Excel denominados "Costos de la Regulación" y "Beneficios de la Regulación", mismos que contienen los cálculos de las tablas indicadas en su escrito:*
 - a. Tabla 1: Costos de la regulación;*
 - b. Tabla 2: Pérdidas económicas al no poder participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y*
 - c. Tabla 3: Riesgo evitado de que los Generadores y Suministradores de Servicios Calificados inviertan en equipos que no ostenten especificaciones técnicas aprobadas.*
- ii) Se aclara que los valores referentes a los cálculos fueron redondeados. Asimismo, se realizan las adecuaciones correspondientes en el documento de Word adjunto al AIR denominado "Anexo 3- Análisis Costo".*

En ese contexto, para la estimación de los costos y de los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, la CRE indicó lo siguiente:

De los costos:

"Estimación de los costos

La Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) identificó que la aplicación del Acuerdo incurriría en costos para los interesados en obtener un sistema de medición que posea las características necesarias para cumplir con los requisitos que solicita el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Los costos en los que se incurriría, se obtienen al realizar la diferencia que existe entre el precio promedio que posee un sistema de medición que no cuenta con las características necesarias para ingresar al MEM, el cual es aproximado de 500 dólares, y un

1

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

sistema de medición que cuenta con las características para ingresar al MEM, el cual cuesta 3,000 dólares.

La diferencia de los precios que existen entre un sistema que no cuenta con las características técnicas necesarias para ingresar al MEM y uno que si cuenta con esas características asciende en promedio a 2,500 dólares. Asimismo, la Comisión proyecta que existan 36 Suministradores Calificados en el año 2018, los cuales ofrecerán sus servicios de suministro de energía eléctrica a un promedio de 1089 usuarios finales, de los cuales se piensa que una tercera parte soliciten el suministro durante el vacío normativo, y quienes deberán poseer un sistema de medición acorde a las características técnicas que solicita el MEM. A partir de lo anterior, se observa que se tendría un costo total de \$ 16,854,543.75, que los usuarios finales tendrían que incurrir. El cálculo se muestra a continuación:

Usuarios Calificados estimados para el año 2018	Precio promedio de un sistema de medición sin condiciones para el MEM (USD)	Precio promedio de un sistema de medición con condiciones para el MEM (USD)	Paridad USD a MXN ⁴	Costo promedio de adquirir sistemas de medición con características necesarias para ingresar al MEM (USD)	Costo promedio de adquirir sistemas de medición con características necesarias para ingresar al MEM (MXN)	Costo promedio en que incurrirán los Usuarios Calificados (MXN)
1089	500.00	3,000.00	\$ 18.5725	2,500.00	46,431.25	\$ 16,854,543.75

Fuente: Elaborado por la CRE⁴

⁴ <http://www.banxico.org.mx/>

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

De los beneficios:

Caso 1. Pérdidas económicas al no poder participar en el MEM

Usuarios Calificados estimados	Consumo mínimo para ser considerado Usuario Calificado (MW)	Consumo mínimo por el total de Usuarios Calificados (MW)	Consumo mínimo por el total de Usuarios Calificados (kW)	Costo promedio por KW (MXN/kW)	Descuento (%)	Costo promedio por KW con descuento (MXN/kW)	Pérdidas mensuales (MXN/Mes)	Pérdidas durante vacío normativo* (MXN)
1089	1	1089	1089000	\$ 2.0950	15%	\$ 1.78075	\$ 1,939,236.75	\$ 9,696,183.75

*Estimado de 5 meses

Paridad Peso/Dólar*	18.5159
---------------------	---------

*Este valor se realizó con base en una estimación promedio de los registros de enero a julio de 2018.

Número total de Suministradores de Servicios Calificados 2018	Total de Usuarios Equales para Suministradores de Servicios Calificados	Total de equipos de medición para Suministradores de Servicios Calificados (5 meses Aprox.)	Total de equipos de medición para Generadores (5 meses Aprox.)	Total de equipos	Costo por equipo de medición (MXN)	Inversión Usando en Equipos de Medición (MXN)
36	1089	453.75	30	484	\$ 111,095.40	\$ 53,770,173.60

Aunado a lo anterior, y respecto a la justificación de que los beneficios de la regulación son superiores a sus costos, la CRE indicó lo siguiente:

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

"Como resultado, del Análisis Costo Beneficio se obtiene que la aplicación del Acuerdo incurriría en un costo para los interesados por \$16,854,543.75 pesos, por la adquisición de sistemas de medición que posean las características necesarias para cumplir con los requisitos que solicita el MEM. Por otro lado, se contabilizaron beneficios por evitar las pérdidas económicas al no poder participar en el MEM, aproximados a \$9,696,183.75, y beneficios por el riesgo evitado de que los Generadores y Suministradores de Servicios Calificados inviertan en equipos que no ostenten especificaciones técnicas aprobadas, aproximados a \$53,770,173.60. Siendo así que, la aplicación de esta propuesta regulatoria traería un beneficio total neto a los interesados de \$46,611,813.60."

Al respecto, se advierte que se da respuesta a lo solicitado por la CONAMER y que los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, por concepto evitar pérdidas al no poder participar en el mercado y por concepto de costos evitados por invertir en equipos que no ostenten las especificaciones aprobadas, los cuales ascienden a \$63,739,357.35 pesos, son mayores que los costos de emisión de la propuesta regulatoria, a la orden de \$16,854,543.75 pesos, y arrojan un beneficio neto a la orden de \$46,611,813.60 pesos. En virtud de lo anterior, y de conformidad con la información proporcionada, la CONAMER da por atendida la sección en comento.

VI. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

Para dar cumplimiento al numeral 12 del AIR, respecto de los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la CRE indicó, entre otras cosas, que cuenta con los recursos suficientes para realizar las actividades de regulación, por lo que la implementación de la propuesta regulatoria no supone un costo adicional a los ya considerados; además, se señala de manera puntual que las especificaciones internacionales y requisitos para la realización de diagnósticos sobre el sistema de medición, como parte del Estudio de Instalaciones, conforme a lo establecido en el Manual para la interconexión, se realizará, conforme a lo estipulado por la CRE, en la medida que:

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- "a) Permitan la adquisición de sistemas de medición acordes para realizar la medición de las actividades de la industria eléctrica, como la generación y el suministro calificado.*
- b) Promueven la funcionalidad y seguridad de la operación del MEM, mediante el impedimento del vacío normativo.*
- c) Favorezcan la reducción de riesgos de doble inversión y de pérdidas económicas por detener la actividad de Generación y Suministro Calificado de energía eléctrica y, en consecuencia, la cobertura de las operaciones en el MEM asegurando la venta de energía eléctrica.*
- d) Modifiquen las decisiones de los Transportistas y Distribuidores, obligando que se sujeten a dar acceso en condiciones no indebidamente discriminatorias, y se aparten de las negativas injustificadas de la aprobación de los sistemas de medición; favoreciendo soluciones que generen incrementos en la entrada de los sistemas de medición al MEM."*

En virtud de lo anterior, la CONAMER da por atendida la sección en comento derivado de que se considera técnica, jurídica y socialmente factible.

VII. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

Respecto del numeral 12.1 del formulario del AIR, en el que se solicita que la Dependencia Reguladora describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, esa Comisión indicó que cuenta con facultados conferidos en Ley que le permiten verificar el cumplimiento de las regulaciones, ordenar y realizar visitas de verificación, requerir presentación de información y citar a comparecer a los integrantes de la industria eléctrica, a fin de supervisar y vigilar el cumplimiento de los instrumentos jurídicos, ámbito de su competencia, razón por la cual esta Comisión considera que la esa CRE dio cumplimiento al requerimiento del formulario.

2

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

VIII. CONSULTA PÚBLICA

En relación con el apartado de consulta pública, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto se hizo público a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR, esa Comisión envió como parte del procedimiento de mejora regulatoria y de la consulta pública, un documento denominado "20180907101224_45927_Atención a comentarios obtenidos en la consulta pública del Acuerdo.docx", al formulario del AIR, con el cual brinda respuesta a los comentarios de los particulares interesados en la propuesta regulatoria, lo cual se puede constatar en la siguiente liga electrónica:

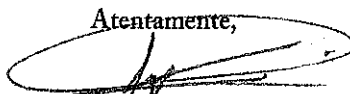
<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/22040>

Por lo expresado con antelación, la CONAMER resuelve emitir el presente Dictamen Final, acorde a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, por lo que la CRE puede continuar con las formalidades necesarias para la publicación del referido anteproyecto en el DOF.

Lo anterior se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados, así como en los artículos Transitorios Séptimo, Octavo⁵, y Décimo de la LGMR; los artículos 7, fracción IV; 9, fracción XI, XXXVIII y penúltimo párrafo y 10 fracción VI; del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*; así como el Artículo Primero, fracción IV, y Segundo, fracción IV, del *Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican*, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

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

Atentamente,



Gilberto Lepe Saenz

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

⁵ "[...] Transitorios:

Séptimo. Las disposiciones normativas vigentes que no se contrapongan a lo dispuesto por la Ley General de Mejora Regulatoria continuarán surtiendo sus efectos.