



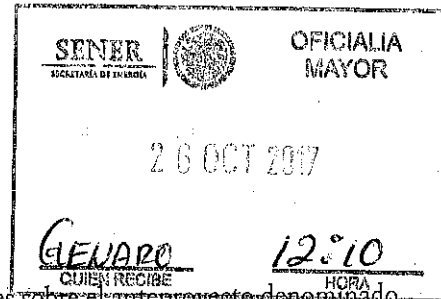
Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Of. No. COFEME/17/6176

ACUSE

Asunto: Dictamen Total con efectos de Final respecto del anteproyecto denominado "Manual de requerimientos de Tecnologías de Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista".

Ciudad de México, 25 de octubre de 2017

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ
OFICIAL MAYOR
Secretaría de Energía
Presente



Me refiero a la respuesta a la solicitud de ampliaciones y correcciones sobre el anteproyecto denominado **Manual de requerimientos de Tecnologías de Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista**, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), ambos instrumentos remitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR¹, el día 24 de octubre de 2017.

En el expediente electrónico del anteproyecto se encuentran los siguientes documentos: i) la primera versión de la MIR y del anteproyecto enviados por la SENER el 7 de abril de 2017; ii) la solicitud de Ampliaciones y Correcciones y la resolución sobre el *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 los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo* (en adelante referido como "Acuerdo Presidencial"), publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de marzo de 2017, elaborada por esta Comisión

¹ www.cofemersimir.gob.mx



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

mediante oficio número COFEME/17/2492, emitida el 25 de abril de 2017; iii) la respuesta a Ampliaciones y Correcciones enviada por la SENER el día 30 de junio de 2017; iv) el oficio de Ampliaciones y Correcciones emitido por la COFEMER el día 14 de julio de 2017 con número COFEME/17/4635, y v) y los comentarios de particulares recibidos por este Órgano Desconcentrado.

En virtud de lo anterior, el anteproyecto referido y su MIR se sujetaron al proceso de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), derivado de lo cual, con fundamento en los artículos 69-E, fracción II, 69-H, y 69-J de ese ordenamiento legal, 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 agosto de 2010 [sic, el 26 de julio de 2010]*, publicado el 16 de noviembre de 2012 y tomando en consideración lo estipulado en el Acuerdo Presidencial, la COFEMER emite el siguiente:

Dictamen Total

I. Consideraciones Generales

Las BME son disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del MEM; establecen los elementos a considerar para realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica; tales como las subastas, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias (CEL).

Las BME publicadas el 8 de septiembre de 2015, en conjunto con las Disposiciones Operativas del Mercado² se denominan "Reglas del Mercado" y, en conjunto, tienen como objetivo establecer los

² La primera emisión de las Disposiciones Operativas estará a cargo de la SENER y serán actualizadas anualmente por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Este instrumento regulatorio contendrá las bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales,



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

requisitos mínimos para ser participante del mercado, además determinar sus derechos y obligaciones así como los mecanismos para la resolución de controversias.

Como ya se mencionó anteriormente, el artículo 95 de la LIE prevé que la primera emisión de las Disposiciones Operativas del Mercado será realizada por la SENER y será actualizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Bajo este nuevo esquema, la LIE define un MEM en el cual los participantes del mercado podrán realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica; servicios conexos; potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica; los productos anteriores, vía importación o exportación; derechos financieros de transmisión; CEL, y los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La cadena de valor del mercado eléctrico se compone de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Antes de la Reforma Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013³, este mercado mantenía una estructura verticalmente integrada operada por el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)⁴. Con la Reforma Energética, a través de la LIE, se realiza una apertura en el mercado eléctrico en las actividades de generación y de comercialización; mientras que las actividades de transmisión y distribución, se mantienen bajo control del Estado mediante la participación de la CFE, como empresa productiva del Estado (EPE) o sus empresas productivas subsidiarias; con la salvedad de que el sector privado participe en la transmisión y distribución mediante contratos o asociación con las EPE o sus subsidiarias.

procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico.

³ A través del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", mediante el cual se reformaron los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25; el párrafo sexto y se adiciona el párrafo séptimo del artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del artículo 28; de la Constitución, y adicionaron 21 artículos transitorios.

⁴ Si bien el marco regulatorio vigente antes de la promulgación de la Reforma Energética permitía la participación del sector privado en la actividad de generación, ésta se encontraba limitada, puesto que no se permitía la comercialización de la energía entre privados, sino que únicamente se otorgaban permisos para autoconsumo o su venta a la CFE.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

La Reforma Energética en materia de electricidad implica un nuevo esquema de actuación entre la SENER, el CENACE y la CRE con los participantes del mercado; éstos últimos reconocidos por el nuevo marco jurídico como las personas que celebran algún tipo de contrato con el CENACE en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador o Usuario Calificado (con consumos mayores a 3 MW al año).

Todos los Participantes del Mercado deberán celebrar con el CENACE un contrato especificando: i) su identidad legal; ii) sus derechos para comprar y vender energía; iii) potencia; iv) servicios conexos; v) derechos financieros de transmisión y CEL en el mercado, y v) la obligación del Participante del Mercado de cumplir con las Reglas del Mercado.

El esquema del MEM implica que en la industria eléctrica se requiere intercambiar información de medición para liquidación y/o control operativo entre los Participantes del Mercado y el CENACE

En ese contexto, el manual de prácticas de mercado que establece los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir en el uso de las TIC para que el CENACE, los Transportistas, los Distribuidores, las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga cuenten con los medios de comunicación para transferencia de voz y datos, con calidad de la información, requeridos para cumplir con la Telemetría en Tiempo real en forma directa para el Control Operativo del SEN y con la operación del MEM, incluida la medición para liquidaciones.

Al respecto, la COFEMER considera que el anteproyecto fomentará la transparencia y brindará mayor certeza jurídica respecto de las tecnologías de información y comunicaciones necesarias en el Sistema Eléctrico Nacional y en el Mercado Eléctrico Mayorista.

II. Problemática y objetivos regulatorios

Con la finalidad de justificar la emisión del anteproyecto, en el numeral 2 del formulario de la MIR, la SENER presentó información sobre la problemática que originó la propuesta regulatoria, destacando la



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

necesidad de crear un instrumento jurídico que atienda de manera puntual el nivel requerido de Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC), en ese contexto señala lo siguiente:

"Como parteaguas en la política energética en México, la apertura del sector eléctrico derivó en la creación de oportunidades para que los interesados pudieran participar dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De conformidad con el artículo Tercero Transitorio, párrafo tercero, corresponde a la SENER, por única ocasión, emitir las primeras Reglas del Mercado. Dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría de Energía determine. Para efectos de dicha emisión, la Secretaría de Energía deberá observar lo previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. Las tecnologías de información son aquellas empleadas para el almacenamiento, recuperación, proceso y comunicación de la información y como tal, forman parte importante del MEM, por lo que el Manual establece los requerimientos para que se puedan comunicar los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas y Centros de Carga entre ellos y con el CENACE. Al considerar su alto grado de especificidad, es necesario crear una regulación que atienda de manera puntual el nivel requerido de TIC para garantizar que la comunicación entre ellos se realice de manera confiable.

Con el fin que los desarrolladores de proyectos potenciales, inversionistas, integrantes de la industria eléctrica y demás interesados en participar en el MEM, estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, es indispensable que se pongan a su disposición los requerimientos de la infraestructura para el envío de aquella información que será necesaria para la operación de dicho mercado. Para efectos de lo anterior, este Manual establece los requerimientos de TIC y comunicaciones, con el objetivo de que los integrantes de la industria eléctrica puedan cumplir con sus obligaciones de entregar información al CENACE con las características requeridas."

De la problemática anterior, destacan los siguientes elementos:

Las tecnologías de información son aquellas empleadas para el almacenamiento, recuperación, proceso y comunicación de la información y como tal, forman parte importante del MEM;



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- Al considerar su alto grado de especificidad, es necesario crear una regulación que atienda de manera puntual el nivel requerido de TIC para garantizar que la comunicación entre ellos se realice de manera confiable, y
- Con el fin que los desarrolladores de proyectos potenciales, inversionistas, integrantes de la industria eléctrica y demás interesados en participar en el MEM, estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, es indispensable que se pongan a su disposición los requerimientos de la infraestructura para el envío de aquella información que será necesaria para la operación de dicho mercado.

Para atender la problemática anterior, la SENER persigue los siguientes objetivos generales estableciendo lo siguiente:

- Establecer los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir en el uso de las TIC para que el CENACE, los Transportistas, los Distribuidores, las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga cuenten con los medios de comunicación para transferencia de voz y datos, con calidad de la información, requeridos para cumplir con la Telemetría en Tiempo Real en forma directa para el Control Operativo del SEN y con la operación del MEM, incluida la medición para liquidaciones.

Al respecto, la COFEMER considera que los objetivos propuestos son coincidentes con la problemática expuesta, debido a que la emisión del anteproyecto establece a detalle los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir en el uso de las TIC.

III. Alternativas a la regulación propuesta

Con relación a las alternativas regulatorias y no regulatorias identificadas para resolver la problemática anteriormente descrita, la SENER expuso en el numeral 4 de la MIR, las siguientes alternativas:



Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Alternativa 1.

- *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 (maximización del beneficio personal vs minimización de costos), por lo que no es factible considerar que cada uno de ellos actúe conforme a lo que maximice el beneficio social.

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."

Alternativa 2.

- *No emitir regulación alguna*

De no emitirse este Manual se contaría únicamente con las Bases del Mercado, que establecen el diseño general y premisas fundamentales para la operación de las tecnologías de información, pero que no detallan los requerimientos que deben observar los participantes frente al CENACE, lo que podría dejar en situación de indefensión y falta de claridad y transparencia a los participantes del mercado. Ante esta situación, no se tendría una certeza de que se minimizan los costos regulatorios que deben enfrentar los integrantes de la industria.

De no contarse con este Manual, no se tendrían directrices claras y precisas para capturar y divulgar la información generada en las actividades del mercado eléctrico. Lo anterior podría derivar en acciones anticompetitivas en el sector, lo que además de limitar la competencia, desincentivaría la inversión y a su vez impediría lograr los objetivos planteados en la Reforma Energética."



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Aunado a lo anterior, la SENER incluyó en el numeral 5 de la MIR la justificación respecto del por qué la emisión del anteproyecto regulatorio representa la mejor opción para atender la situación expuesta como problemática, en este sentido, esa Secretaría indicó lo siguiente:

"Como se mencionó anteriormente, el esquema de autorregulación no es factible ya que los requerimientos de tecnologías de información impactan en las condiciones técnicas, físicas, operativas y económicas de las redes generales de distribución y de transmisión, así como en el control operativo que realiza el CENACE, por lo que no resulta factible que los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas y Centros de Carga establezcan sus propios requerimientos de TIC para el control operativo y la medición de las liquidaciones.

Los costos asociados por tener un esquema de autorregulación están directamente relacionados con la falta de coordinación entre los distintos agentes, lo cual propiciaría que cada uno realice la conectividad de sus centrales y centros de carga bajo sus propios criterios, lo que podría impactar en la continuidad del suministro y la calidad de la energía eléctrica, toda vez que no se cuente con criterios técnicos específicos de observancia general.

De manera similar, de no emitir el Manual, no se contaría con los requerimientos de TIC y comunicaciones, con el objetivo de que los integrantes de la industria eléctrica puedan cumplir con sus obligaciones de entregar información al CENACE con las características requeridas. Lo anterior, generando procedimientos o requisitos arbitrarios que atenten contra las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Como tal, la regulación propuesta es una Manual, ya que este tipo de instrumento regula de manera especializada requerimientos técnicos necesarios para que el CENACE pueda realizar el control operativo y la medición para liquidaciones. De igual forma, este Manual forma parte de las Reglas del Mercado, mismas que comprenden a las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista. Como tal, las Bases del Mercado Eléctrico contienen las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las Reglas del Mercado. Ellas establecen los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica. Por su parte, las Disposiciones Operativas del Mercado son los documentos que definen los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista y comprenden jerárquicamente los instrumentos siguientes:



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

a. *Manuales de Prácticas de Mercado: Son las Disposiciones Operativas del Mercado que establecen los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.*

b. *Guías Operativas: Son las Disposiciones Operativas del Mercado que establecen fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los Manuales de Prácticas de Mercado, según sea necesario.*

c. *Criterios y Procedimientos de Operación: Son las Disposiciones Operativas del Mercado que establecen especificaciones, notas técnicas y criterios operativos requeridos para la implementación de las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas de Mercado o las Guías Operativas, en el diseño de software o en la operación diaria.*

Por lo anterior y como parte de la elaboración e implementación de las Reglas del Mercado, el Manual busca continuar con el desarrollo de las Reglas del Mercado, lo que contribuye al establecimiento de un marco regulatorio que brindará igualdad de condiciones para todos los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas y Centros de Carga, promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en un entorno competitivo y transparente."

En virtud de lo anterior, la COFEMER considera que la SENER dio respuesta cabal a esta sección, debido a que justifica que la emisión del anteproyecto representa la mejor alternativa para cumplir con los objetivos propuestos, y que con la intervención gubernamental se regula de manera especializada los requerimientos técnicos necesarios para que el CENACE pueda realizar el control operativo y la medición para liquidaciones; aunado a lo anterior, con el Manual de busca continuar con el desarrollo de las Reglas del Mercado, lo que contribuye al establecimiento de un marco regulatorio que brindará igualdad de condiciones para los participantes del mercado, promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en un entorno competitivo y transparente.



Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

IV. Impacto de la regulación

A. ANÁLISIS DE LA CARGA ADMINISTRATIVA

En el numeral 6 de la MIR, en el que se solicita señalar si la regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites, la SENER indicó lo siguiente:

"La regulación que se propone no crea, modifica o elimina ningún trámite, ya que el Manual únicamente establece los requerimientos técnicos para que el CENACE, los Participantes del Mercado, los Transportistas y los Distribuidores cumplan con la telemetría y el telecontrol en tiempo real, así como con los servicios y los canales de comunicaciones para transferencia de voz y datos, con calidad de la información, para el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista."

En virtud de lo anterior, se informa que la COFEMER coincide con lo estipulado por esa Secretaría y da por atendida la sección en comento.

B. ANÁLISIS DE ACCIONES REGULATORIAS

En el numeral 7 de la MIR, en el que se solicita señalar las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites y a aquellas que restrinjan la competencia o promuevan la eficiencia del mercado, para dar respuesta la SENER incluyó un documento anexo en el formulario de la MIR denominado "20171024170825_43731_COFEMER TIC MIR 241017.docx" en el cual establece los requerimientos de infraestructura, e indica las acciones regulatorias para el Transportista, Distribuidor, los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas.

Sobre el particular, y con base en la información presentada por la SENER, esta Comisión considera que se atiende el numeral del formulario de la MIR en cuestión debido a que se identificó cada una de las acciones regulatorias generadas por la propuesta regulatoria, y para tales efectos esa Secretaría incluyó



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

el requerimiento de acuerdo al Manual, la acción regulatoria específica, los artículos aplicables, la obligación y la respectiva justificación.

C. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO.

Con relación al análisis costo-beneficio, relativo a los numerales 10.1 y 10.2 del formulario de la MIR, en conformidad con lo expuesto en el documento, la SENER reportó lo siguiente:

Costos:

Para estimar los costos derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, la SENER calculó los costos de los requerimientos derivados del Manual para las Empresas Productivas del Estado funcionando como Transportistas y Distribuidores, para las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga; en ese contexto, de manera específica dicha Secretaría indicó lo siguiente:

"Estimación de los costos:

A. Transportista y Distribuidor:

Actualmente y con fundamento en el artículo 5 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, esa Comisión tiene por objeto prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano. Como tal, actualmente sólo existe un Transportista y Distribuidor. Los costos estimados para la instalación de su infraestructura son los siguientes:

Requerimientos de control operativo del Transportista y Distribuidor con el CENACE			
Requerimiento de acuerdo al Manual	Descripción	Costo total anual	
Integración de un sistema de comunicaciones entre el	Costo de instalación de una red MPLS de 128 KPBS	\$25,700	\$139,060
	Renta mensual	\$8,720	



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Requerimientos de control operativo del Transportista y Distribuidor con el CENACE			
Requerimiento de acuerdo al Manual	Descripción		Costo total anual
Transportista y el CENACE	Renta anual	\$104,640	
Integración de un sistema de comunicaciones entre el Transportista y el CENACE	Medio de Comunicaciones* * Costo por km de fibra óptica para el cálculo se consideran 40Km	\$4,000,000.00	\$4,300,000.00
	Equipo MPLS	\$300,000.00	
** (UTM) Unidad Terminal Maestra	Gasto único de instalación, para capacidad desde 1 hasta 400 subestaciones		\$69,000,000.00
*** (UTR) Unidad Terminal Remota	Gasto único de instalación, con 1 bahía de línea		\$1,510,000.00
Seguridad	Gasto único de instalación		\$ 48,000.00
Unidad de medición fasorial (PMU)	Gasto único de instalación		\$119,000.00
Comunicación de voz	Renta mensual de un servicio básico de comunicación de voz		\$2,244.00
Requerimientos de TIC para esquemas de acción remedial	Depende del requerimiento particular del CENACE y la Ingeniería propuesta por el Transportista Se consideran para el cálculo 2 líneas		\$ 540,000.00
Requerimiento de TIC para esquemas de protecciones o para esquemas de protección del SEN	Gasto único de instalación* * Costo por bahía Para el cálculo se consideran solo dos bahías		\$ 2,600,000.00
Seguridad	Gasto único de instalación		\$ 48,000.00
Puesta en servicio	Incluido en los gastos de inversión		--
Mantenimiento de los equipos de TIC	1% DE LA INVERSIÓN		--
Calidad de la información	NO HAY GASTOS DE TIC		
Total:			\$83,166,304.00



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Requerimientos de control operativo del Transportista y Distribuidor con el CENACE		
Requerimiento de acuerdo al Manual	Descripción	Costo total anual

Requerimientos de medición de liquidaciones del Transportista y Distribuidor con el CENACE		
Requerimiento de acuerdo al Manual	Descripción	Costo total anual
Sistema de comunicaciones	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Seguridad	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Puesta en servicio	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Mantenimiento	1 Incluido en los gastos del control operativo	--
Calidad de la información	NO HAY GASTOS DE TIC	--
Total: Estos costos están comprendidos en la inversión realizada para gasto operativo.		

** La UTM es un costo único para operación de 1 subestación hasta 400 subestaciones.

*** La UTR es un costo único para operar 1 bahía de línea, el costo incrementara por cada bahía adicional \$ 350,000.00

Costos infraestructura de TIC para Centrales Eléctricas y Centros de Carga				
Nombre	Gastos de instalación	Renta	Cargo	Costo anual
Equipo para datos de Telemetría en Tiempo Real (Unidad Terminal Remota)	\$510,000.00	\$0.00	\$0.00	\$510,000.00
PMU	\$119,000.00	\$0.00	\$0.00	\$119,000.00
Equipo de cómputo para conectarse al RID	\$102,000.00	\$0.00	\$0.00	\$102,000.00



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Equipo para registro de disturbios	\$119,000.00	\$0.00	\$0.00	\$119,000.00
Analizador de calidad de la energía, clase A	\$101,584.00	\$0.00	\$0.00	\$101,584.00
Interfaz lógica	\$65,498.00	\$0.00	\$0.00	\$65,498.00
Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00	\$0.00	\$0.00	\$1,030.00
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00	\$0.00	\$0.00	\$187.00
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	\$0.00	\$0.00	\$374,000.00
Medio de comunicación de respaldo	\$90,971.00	\$5,321.00	\$0.00	\$154,823.00
Ancho de banda para los canales primario y de respaldo	Equipamiento de la infraestructura	\$44,504.00	\$0.00	\$63,368.00
	256 kbps de bajada 128 kbps de subida	\$1,572.00 mensual (3 equipos)	\$18,864.00	
Total:				\$1,610,490.00

Requerimientos de medición de liquidaciones de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga		
Equipo de medición para liquidaciones	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Medio de comunicación para la adquisición de los datos de medición para liquidaciones	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Equipo para sincronía de tiempo	Incluido en los gastos de inversión del control operativo	--
Total: Estos costos están comprendidos en la inversión realizada para gasto operativo.		



Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Como se puede observar en los costos expresados en la tabla anterior, el costo inicial de implementación de TIC para los Distribuidores y los Transportistas es de \$83, 157, 584 pesos.

Para el caso de las Centrales Eléctricas, se tienen los siguientes supuestos:

B. Central Eléctrica Tipo A:

Tal y como se mencionó en la justificación de las acciones regulatorias, Asimismo, se establece si el requisito es necesario en la Central Eléctrica (CE) o en el Punto de Interconexión (PI).

Central Eléctrica Tipo A			
Central Eléctrica		Punto de Interconexión	
Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00
Interfaz lógica (puerto de entrada)	\$65,498.00		
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00		
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00	Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00
Total	\$1,013,053	Total	\$947,368

Por lo anterior, los costos de TIC para una Central Eléctrica Tipo A que instalen sus equipos en la Central Eléctrica suman \$1,013,053 pesos mientras que para los equipos instalados en el punto de interconexión, el costo es de \$947,368 pesos.



C. Central Eléctrica Tipo B:

Central Eléctrica Tipo B			
<69kV		>=69kV	
Central Eléctrica	Punto de Interconexión	Central Eléctrica	Punto de Interconexión
Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00
		Analizador de calidad de energía, Clase A, sólo para el equipo en el punto de interconexión.	\$101,584.00
		Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación), sólo para la Central Eléctrica	\$187.00	Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
Medio de comunicación de respaldo sólo para la Central Eléctrica	\$90,971.00	Medio de comunicación de respaldo	\$90,971.00
Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00	Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00
Total	\$1,038,526.00	Total	\$1,141,140.00

Por lo anterior, los costos de TIC para una Central Eléctrica Tipo B que instalen sus equipos en la Central Eléctrica suman **\$1,038,526** pesos mientras que para los equipos instalados en el punto de interconexión, el costo es de **\$1,141,140** pesos.

D. Central Eléctrica Tipo C:

Central Eléctrica Tipo C			
Central Eléctrica	Punto de Interconexión	Central Eléctrica	Punto de Interconexión
Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Equipo de cómputo para conectarse al RID	102,000.00		
Equipo para registro de disturbios	119,000.00		
		Analizador de calidad de energía, Clase A, sólo para el equipo en el punto de interconexión.	\$101,584.00
Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00	Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00	Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
Medio de comunicación de respaldo	\$154,823.00	Medio de comunicación de respaldo	\$154,823.00
Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00	Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00
Total	\$1,324,408	Total	\$1,204,992

Por lo anterior, los costos de TIC para una Central Eléctrica Tipo C que instalen sus equipos en la Central Eléctrica suman \$1,324,408 pesos mientras que para los equipos instalados en el punto de interconexión, el costo es de \$1,204,992 pesos.

E. Central Eléctrica Tipo D:

Central Eléctrica Tipo D			
Central Eléctrica		Punto de Interconexión	
Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00
Equipo de cómputo para conectarse al RID	\$102,000.00		
Equipo para registro de disturbios	\$119,000.00		



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

		Analizador de calidad de energía, Clase A, sólo para el equipo en el punto de interconexión.	\$101,584.00
Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00	Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00	Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
Medio de comunicación de respaldo	\$154,823.00	Medio de comunicación de respaldo	\$154,823.00
Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00	Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	\$63,368.00
Total	\$1,324,408	Total	\$1,204,992

Por lo anterior, los costos de TIC para una Central Eléctrica Tipo D que instalen sus equipos en la Central Eléctrica suman \$1,324,408 pesos mientras que para los equipos instalados en el punto de interconexión, el costo es de \$1,204,992 pesos.

F. Centros de Carga A

Centros de Carga A		
Central Eléctrica	Punto de Interconexión	
	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00
	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
	Analizador de calidad de energía, Clase A, sólo para el equipo en el punto de interconexión.	\$101,584.00
Total		\$985,584



Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Como se demuestra en la tabla anterior, los costos estimados para los Centros de Carga A que tengan instalado su equipo en el Punto de Interconexión, los costos ascienden a \$985,584 pesos mexicanos.

G. Centros de Carga B

Centros de Carga B			
Central Eléctrica		Punto de Interconexión	
Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00	Equipo para Datos de Telemetría en Tiempo Real	\$510,000.00
Equipo de cómputo para conectarse al RID	\$102,000.00		
		Equipo para registro de disturbios	\$119,000.00
		Analizador de calidad de energía, Clase A, sólo para el equipo en el punto de interconexión.	\$101,584.00
		Comunicación de voz (telefonía IP)	\$1,030.00
Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00	Comunicación de voz (línea comercial o radiocomunicación)	\$187.00
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00	Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	\$374,000.00
		Medio de comunicación de respaldo	\$154,823.00
		Ancho de banda para los medios de comunicación primario y de respaldo	
Total	\$986,187.00	Total	\$1,323,992.00

Derivado de lo anterior, los costos totales del Manual de TIC se desglosan de la siguiente manera:



Comisión Federal de Mejora regulatoria
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Costos para Transportistas y Distribuidores	
Total	\$83,166,304.00
Costos para Centrales Eléctricas y Centros de Carga	
Total	\$14,105,140.00

Total de costos de infraestructura del Manual de TIC es: \$97,271,444.00"

Beneficios:

Para estimar los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, la SENER calculó los beneficios de atender de manera inmediata y eficiente distintas problemáticas inherentes al Sistema Eléctrico Nacional a través de protocolos de información y esquemas de acción remedial, de manera específica dicha Secretaría indicó lo siguiente:

"El presente manual a través de protocolos de información y esquemas de acción remedial procura atender de forma inmediata y eficiente distintas problemáticas inherentes al Sistema Eléctrico Nacional. Los esquemas de acción remedial se definen en la base 2.1.49 de las Bases del Mercado Eléctrico como el conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de carga y cambio de topología, para llevar al Sistema Eléctrico Nacional en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la Red Nacional de Transmisión, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios Finales.

Cualquiera de éstas implica la Probabilidad de Energía No Suministrada y un Valor de la Energía No Suministrada. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente depende directamente de un esquema de acción remedial, el cual se incluye en el presente Manual.

La Probabilidad de Energía No Suministrada se estima a partir de la probabilidad de que un evento relevante (como una falla) ocurra en un año. Por lo que es una probabilidad anual.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

A continuación se detalla la formulación del cálculo al considerar o no considerar los esquemas remediales.

Valor SIN esquemas remediales en 10 años =
(Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima)
· (Valor de la Energía No Suministrada)
· (Tipo de Cambio) · (10 años) · (365 días) · (24 horas)

Valor CON esquemas remediales en 10 años =
(Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente)
· (Valor de la Energía No Suministrada)
· (Tipo de Cambio) · (10 años) · (365 días) · (24 horas)

En el siguiente cuadro se detalla el cálculo de los beneficios esperados del presente anteproyecto:

(A)	(B)	(C)	Tipo de Cambio (D)	Valor SIN esquemas remediales en 10 años (E)	Valor CON esquemas remediales en 10 años (F)	Beneficios de la Regulación (E)-(F)
21.78%*	3.15%*	\$2,600 USD/MWh por hora	\$18.2282 MX/USD**	\$904,230,422 MX	\$130,777,127 MX	\$773,453,295 MX

Fuente:

* Política de Confiabilidad establecida por la Secretaría de Energía.

** Tipo de Cambio FLX del 4 de octubre de 2017. Información obtenida de la página banxico.org.mx

Columna (A) .- Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima

Columna (B) .- Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (esquema remedial)

Columna (C).- Valor de la Energía No Suministrada"

De igual manera, en el numeral 11 de la MIR en el que se solicita que la Dependencia u Organismo regulador justifique porqué son los beneficios superiores a los costos, la SENER respondió de la siguiente manera:



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

"De igual forma cabe aclarar que, para contar con la infraestructura que permita a un interesado participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, es necesario realizar inversión en materia de tecnologías de la información y comunicaciones, independientemente de la aplicación de esta regulación; y debido a que dicha regulación está basada en las mejores prácticas que actualmente se llevan a cabo para la conectividad entre el CENACE y el Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica y Centro de Carga, su aplicación no representa un aumento significativo de inversión en comparación con lo que se requiere actualmente para su participación, ya que esta regulación solo supone una directriz sobre cómo implementar la infraestructura de TIC de forma estandarizada, controlada y segura.

En este sentido, si se estima que los costos de instalación de TIC son únicos y por lo tanto, se realiza una única erogación para cubrirlos, de la información reportada en el apartado anterior se estima que los costos de las pérdidas son \$97,271,444.00

Adicionalmente, al tener un mejor Control Operativo respecto al Sistema Eléctrico Nacional, se garantiza la confiabilidad del SEN.

Es importante destacar que esta regulación impulsa directamente los esfuerzos para alcanzar los objetivos del PRODESEN, gracias al cual actualmente el 98.4% de la población mexicana cuenta con energía eléctrica, esto significa proveer de electricidad a 119.9 millones de habitantes, por medio de una red eléctrica de 879,691 kilómetros de longitud (líneas de transmisión y distribución de la CFE) extendida por todo el territorio nacional como catalizador del desarrollo económico y social del país.

Con el fin de dimensionar el valor del mercado, en la estimación de beneficios a 10 años de acuerdo al cálculo del apartado anterior es de \$773,453,295. Si a esto se le resta la parte de costos, el beneficio neto de la regulación es \$676,181,851.00"

En virtud de lo anterior, la COFEMER coincide con la SENER debido al impacto positivo que representa la emisión de la propuesta regulatoria, ya que de manera puntual se puede observar un beneficio neto de \$676,181,851.00 pesos.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

V. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Referente al numeral 12 del formulario de la MIR, en los que se solicita describir los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la SENER argumento lo siguiente:

"La Reforma Energética publicada el 20 de diciembre de 2013 sentó los fundamentos jurídicos para lograr una mayor apertura al Mercado Eléctrico a los particulares. De conformidad con el Transitorio Decimosexto, inciso b) de dicha Reforma, se ordena la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado, encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional. 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 deberá hacerse de manera abierta y no discriminatoria. Con el objetivo de superar las operaciones del Mercado en el marco de esta reforma, se turnó el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional al CENACE. Con el objeto de dar cumplimiento a la ya mencionada reforma constitucional, el 20 de agosto de 2014 se publicó el Decreto por el que se crea el CENACE; la CFE realizó la transferencia de los recursos humanos, financieros y materiales necesarios, a fin de cumplir con el mandato constitucional para la conformación de este organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal y sectorizado en la Secretaría de Energía (SENER).

El CENACE es un organismo público descentralizado de la Administración Público Federal. De acuerdo al artículo 3, inciso C de su Estatuto Orgánico, cuenta con Gerencias del Corporativo y Gerencias Nacionales y de Control Regional mediante las cuales realice el control operativo del SEN. Esta facultad se encuentra en el artículo 37, fracción I de ese mismo Estatuto Orgánico. Como tal y entendiendo a las TIC como requisitos que los Transportistas, Distribuidores, Centros de Carga y Centrales Eléctricas están obligados a cumplir, se entiende que el CENACE no gastará mayores recursos técnicos, económicos ni personales que aquellos que actualmente tiene presupuestados, para vigilar el cumplimiento de esta regulación."



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Al respecto la COFEMER considera atendida el numeral en comento, debido que se señala de manera puntual que el CENACE no gastará mayores recursos técnicos, económicos ni personales que aquellos que actualmente tienen presupuestados para vigilar el cumplimiento de la propuesta regulatoria.

VI. Evaluación de la propuesta

En el numeral 13 del formulario de la MIR, en el que se solicita a la Dependencia que describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la SENER proporcionó la información siguiente:

"El CENACE como Operador del Mercado e institución encargada de realizar el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, será el que implementará el presente manual. De conformidad con el artículo 108, fracción I de la LIE está facultado para realizar el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional. De igual forma, el artículo 165 de esa misma Ley establece las sanciones aplicables a aquellos que no cumplan con lo establecido en la Ley, sus Reglamentos o disposiciones emanadas de las mismas. En la medida que los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas y Centros de Carga realicen el cumplimiento de las disposiciones de TIC, el CENACE evaluará su cumplimiento y de ser necesario, aplicará las sanciones correspondientes a los que incurran en algún incumplimiento del Manual."

Al respecto, la COFEMER considera que la SENER atiende lo solicitado en la MIR, ello debido a que cita de manera expresa que el CENACE evaluará su cumplimiento y de ser necesario, aplicará las sanciones correspondientes a los que incurran en algún incumplimiento del Manual.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

VII. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria

En relación con el cumplimiento de los lineamientos que deberán ser observados de conformidad con el Acuerdo Presidencial, esta Comisión observó que la SENER, en el anteproyecto considera y se pronuncia sobre el cumplimiento del Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial de la siguiente forma:

"Transitorios

[...]

8.5 En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto 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 los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo", y a efectos de dar cumplimiento al mismo se señala lo siguiente:

- (a) Se realizarán las acciones necesarias para simplificar el trámite denominado "Solicitud de Estudio de Instalaciones para la Conexión de Centros de Carga Convencionales", con homoclave CENACE-02-006 incluido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", emitidos por el CENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.*
- (b) Se realizarán las acciones necesarias para que la presentación del trámite "Solicitud de Estudio de Instalaciones para la Conexión de Centros de Carga Especiales", con homoclave CENACE-02-009 incluido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", emitidos por el CENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga."*

Al respecto esta Comisión observa que la SENER señaló dos trámites (CENACE-02-006 y CENACE-02-009) que serán derogados para dar cumplimiento al Acuerdo Presidencial.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

En ese contexto, este Órgano Desconcentrado observa que en el documento que la SENER anexo a la MIR, denominado "20171024170825_43731_2 x 1.CostoEconómicodeDerogacionTIC.docx", se encuentran implícitos los ahorros económicos de dichas derogaciones para dar cumplimiento a lo estipulado en el Acuerdo Presidencial; en ese contexto, esta Comisión puede resumir el ahorro de dichas derogaciones de la siguiente manera:

Trámites	Nombre del Trámite ^{1/}	Costo De Oportunidad Agregado	Carga Administrativa Agregada	Costo Económico Agregado
1	Solicitud de Estudio de Instalaciones para la Conexión de Centros de Carga Convencionales Homoclave: CENACE-02-006 Observación: Se derogará	\$128,061,446	\$616,382	\$128,677,828
2	Solicitud de Estudio de Instalaciones para la Conexión de Centros de Carga Especiales Homoclave: CENACE-02-009 Observación: Se derogará	\$128,061,446	\$616,382	\$128,677,828
Total				\$257,355,656
Fuente: Comisión Federal de Mejora Regulatoria.				

Por lo anterior, se observa que para dar cumplimiento al Acuerdo se eliminarán dos trámites, cuyo ahorro económico generado en costos de cumplimiento es de \$257,355,656.00 pesos. Considerando que el costo de cumplimiento asociado a la emisión del presente anteproyecto se estimó en \$97,271,444.00 pesos, esta Comisión observa que al ahorro neto en costos de cumplimiento es de \$160,084,212.00 pesos. Con



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

base en esta información, la COFEMER observa que se cumple con lo establecido en el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial.

VIII. Consulta pública

La SENER señaló en el numeral 14 de la MIR que se realizó una consulta intra-gubernamental⁵ y el anteproyecto es el resultado de las reuniones de trabajo en donde las partes analizaron las mejores propuestas.

En ese contexto, la COFEMER hizo público el anteproyecto regulatorio enviado por la SENER a través de su portal de Internet desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA, razón por la cual se recibieron comentarios de particulares y sectores interesados en el tema objeto de la propuesta, en consecuencia se observa que esa Dependencia incluyó un documento anexo en el formulario de la MIR con el que da respuesta a los comentarios de particulares⁶, tal documento puede ser verificado mediante la siguiente liga electrónica del expediente regulatorio:

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/20124>

Por lo expresado con antelación, la COFEMER resuelve emitir el presente Dictamen Total que surte los efectos de un Dictamen Final, de esa manera, acorde a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, la SENER puede continuar con las formalidades necesarias para la publicación del referido anteproyecto en el DOF.

El presente oficio se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos invocados; así como en los artículos 7, fracción IV; 9, fracciones XI y XXXVIII y último párrafo; y 10, fracción VI, del Reglamento

⁵ Centro Nacional de Control de Energía, CFE Transmisión, CFE Distribución, Comisión Reguladora de Energía

⁶ Cabe señalar que se recibió un comentario del particular Hugo Villaseñor Hernández, en el cual solicitó que se eliminaran los comentarios con número B000172513, B000172514 y B000172676. Lo anterior se puede constatar en el expediente electrónico del anteproyecto.



Comisión Federal de Mejora regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria; así como en el artículo Primero, 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,

DR. MARCOS SANTIAGO AVALOS BRACHO

Coordinador General