



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

Oficio No. COFEME/17/3399



Asunto: Dictamen Final sobre el anteproyecto denominado
"Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos
asignados a través de Subastas de Largo Plazo"

Ciudad de México, 25 de mayo de 2017

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ
OFICIAL MAYOR
Secretaría de Energía
Presente

Me refiero a la respuesta al Dictamen Total (No Final) sobre el anteproyecto denominado **Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo**, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), ambos instrumentos remitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y recibidos por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR¹, el día 24 de mayo de 2017.

En ese contexto, en la Solicitud de Ampliaciones y Correcciones a la Manifestación de Impacto Regulatorio emitida por la COFEMER el 18 de abril de 2017, se informó que el anteproyecto regulatorio atendió los supuestos, aludidos por la SENER en el formulario de la MIR, previstos en los artículos Tercero, fracción II y V, y Cuarto 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 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; a saber, que con la emisión de la regulación, la dependencia u organismo

¹ <http://www.cofemersimir.gob.mx/>



descentralizado cumple con una obligación establecida en Ley y que 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, respectivamente.

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 julio de 2010 y tomando en consideración lo estipulado en el Acuerdo Presidencial, la COFEMER emite el siguiente:

DICTAMEN FINAL

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 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

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, 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.



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.

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.

En ese sentido, los Suministradores de Servicio Básico de energía eléctrica deberán celebrar contratos de cobertura eléctrica con el CENACE y el mecanismo a través del cual se realizarán las asignaciones será a través de subastas, por ello, el "Manual de Subastas de Largo Plazo" establece principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos para llevar a cabo las subastas para que los contratos referidos celebrados entre los Vendedores que resulten adjudicatarios de los mismos y los Suministradores de Servicio Básico y demás Entidades Responsables de Carga que participen en esas subastas.

Al participar en las subastas de largo plazo, los Suministradores de Servicios Básicos, y demás Entidades Responsables de Carga podrán adquirir Potencia y Energía Eléctrica, acumulable durante 15 años, y CEL durante 20 años, a través de la suscripción de Contratos de Cobertura Eléctrica.



Además, la LIE en su artículo 53 establece que los Suministradores de Servicio Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el CENACE; en adición, el referido artículo señala que los términos para llevar a cabo dichas subastas y asignar los Contratos de Cobertura Eléctrica respectivos se dispondrán en las Reglas del Mercado.

Por otro lado, debe existir una Cámara de Compensación que funcione como gestor y que administre los contratos que sean asignados como resultado de las Subastas de Largo Plazo y que represente al Suministrador de Servicios Básicos y a cualquier otra Entidad responsable de Carga, en calidad de compradores, frente a los vendedores, y a todos los vendedores frente a los compradores; lo anterior, con el propósito de que la Cámara de Compensación funja como un intermediario que asegure que los compradores reciban los productos y que los vendedores reciban los pagos conforme a lo estipulado en los contratos.

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que el anteproyecto fomentará la transparencia y brindará mayor certeza jurídica respecto de la seguridad que tendrán los generadores que resulten adjudicados en la Subasta de Largo Plazo, respecto del pago de sus productos, incentivando la competencia y la libre concurrencia en el Suministro y otorgando así cobertura de energía al mínimo costo.

II. OBJETIVOS Y PROBLEMÁTICA

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 necesidad de crear un instrumento jurídico que brinde mayor certeza respecto de la Administración de Contratos de Cobertura Eléctrica, en ese contexto señala lo siguiente:



"Las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en septiembre del 2015, establecen que los Suministradores de Servicios Básicos, los Suministradores de Servicios Calificados, los Suministradores de Último Recurso y los Usuarios Calificados Participantes del Mercado, serán los cuatro tipos de Entidades Responsables de Carga que podrán participar, en calidad de Compradores, en las Subastas de Largo Plazo. Dichas Subastas que derivan en los Contratos, son uno de los mecanismos exclusivos que permite que los Suministradores de Servicios Básicos cubra sus necesidades de Energía Eléctrica, Potencia y CEL's, mientras que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de participar en las Subastas de Largo Plazo en tanto cumplan las condiciones de participación de los Manuales de Prácticas de Mercado, para este caso específico el manual de referencia es el Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en noviembre de 2015.

El Manual de Subastas de Largo Plazo indica, entre otros requisitos, que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos podrán participar en las Subastas, como compradores, siempre y cuando la Cámara de Compensación haya quedado establecida y se encuentre en posibilidad de operar. Asimismo, el Manual indica que el funcionamiento y las reglas de operación de la Cámara de Compensación se establecerán en la Guía Operativa de la Cámara de Compensación.

En este contexto, en tanto no exista la Guía Operativa que establezca el funcionamiento y las reglas de operación de la Cámara de Compensación, no se cumplen las condiciones necesarias que permiten que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, participen en las Subastas de Largo Plazo.

De lo anterior, se desprende que resulta necesario crear un instrumento jurídico que brinde mayor certeza respecto de la administración de los Contratos de Cobertura Eléctrica, derivados de las Subastas de largo Plazo, por lo anterior la Guía Operativa propuesta, es el documento que cumplirá dicho objetivo."

De la problemática anterior, destacan los siguientes elementos:

- El Manual de Subastas de Largo Plazo indica, entre otros requisitos, que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos podrán participar en las Subastas, como compradores, siempre y cuando la Cámara de Compensación haya quedado establecida y se encuentre en posibilidad de operar;



- En tanto no exista la Guía Operativa que establezca el funcionamiento y las reglas de operación de la Cámara de Compensación, no se cumplen las condiciones necesarias que permiten que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, participen en las Subastas de Largo Plazo, y
- Necesario crear un instrumento jurídico que brinde mayor certeza respecto de la administración de los Contratos de Cobertura Eléctrica, derivados de las Subastas de largo Plazo, por lo anterior la Guía Operativa propuesta, es el documento que cumplirá dicho objetivo.

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

- Establecer a detalle el funcionamiento y operación de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo que están incluidas en las Subastas a las que hace referencia el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica, publicada en agosto de 2014;
- La Cámara de Compensación administrará los Contratos que sean asignados como resultado de las Subastas de Largo Plazo, y
- La Cámara tiene el propósito de fungir como un intermediario que asegure que los Compradores reciban los Productos y que los Vendedores reciban los pagos conforme a lo estipulado en los Contratos.

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que los objetivos propuestos son coincidentes con la problemática expuesta, debido a que la emisión del anteproyecto establece a detalle el funcionamiento y operación de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo.



III. ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

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, la siguiente alternativa:

Alternativa 1.

"No emitir regulación alguna:

El no emitir regulación alguna implicaría que las Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos no participen en las Subastas de Largo Plazo. Lo anterior, contradice lo estipulado en la Base 14.1.4 de las Bases del Mercado Eléctrico, que establece que las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos podrán participar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo como Compradores. Al no participar las Entidades Responsables de Carga distintas al Suministrador de Servicios Básicos en las Subastas de Largo Plazo implicaría que tuvieran que adquirir sus requerimientos de Energía Eléctrica Acumulable, Potencia y CELs con costos más altos, debido a que una de las metas principales de las Subastas es obtener los Productos al menor costo.

Para estimar el costo de no emitir la regulación para la operación de la Cámara de Compensación, se consideran los siguientes aspectos:

- *Las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos llevarían a cabo la compra de energía eléctrica, Potencia y CELs a través de transacciones en el Mercado de Energía de Corto Plazo, el Mercado para el Balance de Potencia y el Mercado de CELs respectivamente. Los precios y cantidades estimados para cada producto, en dichos Mercados, son los siguientes:*
 - *Los Precios Marginales esperados de la energía eléctrica para el periodo analizado, corresponden al promedio simple anual de la estimación de los Precios Marginales Locales publicados por el CENACE para las Subastas de Largo Plazo. Precios convertidos a Pesos, con un tipo de cambio Peso/Dólar igual a \$18.9877.*



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

- Se supone que el consumo anual de energía eléctrica que las ERC distintas al Suministro Básico deben satisfacer es del 25% de la demanda proyectada del consumo final bajo el escenario de planeación del PRODESEN 2016-2030.
 - \$ 1, 207,324 pesos por MW año de Potencia es el promedio para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el periodo analizado. Se toma el precio observado en el Mercado de Balance de Potencia correspondiente a 2016 y se supone constante para el periodo analizado.
 - Se estima que las transacciones de Potencia de las ERC distintas al Suministro Básico, durante los próximos 7 años serán en una proporción del 25%, con respecto a la Potencia acreditada en el SIN durante el Mercado para el Balance de Potencia 2016 (39, 374.44 MW año), es decir 9,844 MW por año.
 - Se estima un precio de \$ 300 pesos por CELs en el Mercado que iniciará operaciones en 2018.
 - La cantidad anual de CELs adquiridos se supone constante para el periodo analizado, con un valor del 5 % del consumo atendido por las ERC distintas al Suministro Básico.
- Se utiliza una tasa de descuento anual del 12%.

MA

El costo para las ERC sin la regulación = (Precio Marginal esperado X consumo anual) + (precio de la Potencia X cantidad de Potencia) + (precio del CEL X precio del CEL).

En la siguiente tabla se muestran los costos de las Entidades Responsables de Carga por satisfacer sus requerimientos de energía y cumplir con las obligaciones de adquirir Potencia y CELs considerando que no pueden adquirir dichos productos en las Subastas de Largo Plazo debido a la ausencia de la Cámara de Compensación.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Año	Precio Marginal esperado (\$/MWh)	Consumo Anual (MWh)	Precio de Potencia (MW año)	Potencia (MW año)	Precio del CEL	CELS E*5%	Costo anual (\$)	Valor Presente del Costo (\$)
							(B*C)+(D*E)+ (F*G)	((1/(1 + 12 %)) ^A (A)) * H
1	\$ 1,025	76179	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	3809	11,964,129,859.84	10,682,258,803.43
2	\$ 948	78890	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	3945	11,960,830,847.70	9,535,101,122.21
3	\$ 831	81819	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	4091	11,954,135,660.25	8,508,717,642.65



4	\$ 841	84850	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	4242	11,957,559,836.90	7,599,245,449.96
5	\$ 864	87748	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	4387	11,962,059,703.59	6,787,593,925.53
6	\$ 923	90714	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	4536	11,969,974,261.68	6,064,361,480.66
7	\$ 933	93808	\$ 1,207,324	9844	\$ 300	4690	11,973,827,734.21	5,416,351,580.15
TOTAL							83,742,517,904.18	54,593,630,004.58

Por lo tanto, el Valor Presente Neto del Costo sin la regulación es de \$54,593,630,004.58"

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:

"La Guía Operativa de la Cámara de Compensación detallará el funcionamiento y operación de la Cámara de Compensación en las Subastas de Largo Plazo. Lo anterior, permitirá que se cumpla la condición establecida en el Manual de Subastas de Largo Plazo que limita la participación en las Subastas a las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos. Asimismo, la Guía Operativa establecerá la forma en que la Cámara de Compensación administrará los Contratos, facilitando el cumplimiento de las obligaciones que asuman los Compradores y Vendedores, garantizando que se entregarán los Productos comprometidos y a cambio se recibirán los pagos pactados en los Contratos." (énfasis añadido)

En virtud de lo anterior, la COFEMER consideró en el dictamen previo que la SENER dio respuesta cabal a esta sección, debido a que justificó que la emisión del anteproyecto representa la mejor alternativa para cumplir con los objetivos propuestos, y que con la intervención gubernamental se pretende facilitar el cumplimiento de las obligaciones que asuman los compradores y vendedores, garantizando que se entregarán los productos comprometidos y a cambio se recibirán los pagos pactados en los contratos derivados de las subastas de largo plazo.



IV. IMPACTO DE LA REGULACIÓN

A. 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 incluyó un documento anexo en el formulario de la MIR denominado "20170330150242_42362_Trámites y Obligaciones .docx" en el cual señala la creación de tres trámites: 1) Solicitud de Reporte de Calidad Crediticia; 2) Presentación de Garantías, y 3) Envío de Facturas, notas de crédito y notas de débito a la Cámara de Compensación. Al respecto, la COFEMER observa que la SENER identificó en la MIR elementos del 69-M de la LFPA, tales como; plazo de respuesta, medio de presentación, requisitos, etc. En ese contexto, este Órgano Desconcentrado dio en el Dictamen Total (No Final) por cabalmente atendido lo solicitado en el numeral del formulario de la MIR en comentario.

En virtud de lo anterior, se informa que los trámites a inscribir o modificar en el Registro Federal de Trámites y Servicios, derivada de la publicación del anteproyecto, deberán ser notificados a la COFEMER dentro de los 10 días hábiles siguientes a la entrada en vigor de éste, en términos de lo dispuesto en el artículo 69-N de la LFPA, y que la información a inscribir en dicho registro es de estricta responsabilidad de las Dependencias y Organismos Descentralizados que la inscriban y que la COFEMER sólo podrá opinar al respecto, conforme a los artículos 69-P y 69-Q de la LFPA.

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 "20170330150242_42362_Trámites y Obligaciones .docx" en el cual establece las siguientes acciones regulatorias:



Tabla 1. Acciones regulatorias

Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Justificación
Establece obligación	[...] la Cámara de Compensación enviará al Comprador o Vendedor una Instrucción de Incremento de Nivel de Garantía y ese Comprador o Vendedor quedará obligado a aumentar el monto de su Garantía de Cumplimiento, aumentar el nivel de su Exposición Permitida Sin Garantía Líquida o ambas cosas, a fin de respaldar adecuadamente su Exposición Contractual Garantizada.	La Exposición Contractual Garantizada representa el costo estimado de la sustitución del Contrato, cuyo monto dependerá del valor de mercado de los Productos que se obligan a comprar y vender las partes que suscriben el Contrato. La Cámara de Compensación realizará revisiones periódicas de la Exposición Contractual Garantizada con el objetivo de contar con las condiciones reales del mercado. Derivado de las revisiones periódicas, la Cámara de Compensación podrá solicitar un incremento en la Exposición contractual de los Compradores y Vendedores, a través de sus Garantías, con el objetivo de mantener en todo momento el monto real que daría cumplimiento a lo pactado en el Contrato de Cobertura Eléctrica.
Establece obligación	<p>En caso de terminación anticipada de un Contrato celebrado con la Cámara de Compensación con el carácter de Vendedor por causas imputables al Comprador, éste quedará obligado a pagar a la Cámara de Compensación, como Pena Convencional a cargo del Comprador un monto equivalente al valor presente neto del conjunto de obligaciones de pago que ese Comprador haya asumido a través de ese Contrato para el resto de la vigencia que habría tenido si no hubiera terminado en forma anticipada, asumiendo la entrega puntual de los Productos contratados.</p> <p>En caso de terminación anticipada de un Contrato celebrado con la Cámara de Compensación con el carácter de Comprador por causas imputables al Vendedor, éste quedará obligado a pagar a la Cámara de Compensación, como</p>	<p>El pago de la Pena Convencional que realizará el Comprador o el Vendedor a la Cámara de Compensación, permitirá que, en caso de terminación anticipada del Contrato de Cobertura Eléctrica, el Comprador reciba los Productos y el Vendedor los pagos, pactados en el Contrato. El pago total de la Pena Convencional evitará que se ejecuten las Garantías de Cumplimiento.</p>

MA



Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Justificación
	Pena Convencional a cargo del Vendedor, un monto equivalente al valor presente neto del conjunto de Productos que ese Vendedor se haya obligado a entregar a través de ese Contrato para el resto de la vigencia que habría tenido si no hubiera terminado en forma anticipada, utilizando para ello valores de mercado para esos Productos.	
Establece obligación	La Cámara de Compensación determinará en forma periódica, y cuando menos una vez al año, la Calidad Crediticia de todos los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos con los que haya celebrado un Contrato, quienes estarán obligado a presentar a la Cámara de Compensación la información necesaria para que la Cámara de Compensación pueda determinar su Calidad Crediticia en los términos previstos en esta Guía Operativa.	Los Compradores distintos al Suministrador de Servicios Básicos con los que la Cámara haya celebrado un Contrato, estarán obligados a presentarle la información necesaria para que la Cámara de Compensación pueda determinar su Calidad Crediticia. Lo anterior, permitirá: (a) calcular la Exposición Permitida sin Garantía Líquida que la Cámara de Compensación le reconozca al Comprador de que se trate, cuente o no con una calificación crediticia asignada por alguna Agencia Calificadora; y, (b) definir el monto de las aportaciones que deberán hacer al Fondo de Reserva los Compradores que hayan celebrado un Contrato con la Cámara de Compensación.
Establece obligación	Los Compradores estarán obligados a realizar su Contribución al Fondo de Reserva al menos por el Requisito Mínimo en los plazos establecidos por la Cámara de Compensación.	Las contribuciones al Fondo de Reserva serán realizadas por los Compradores distintos a los Suministradores de Servicios Básicos con quienes tenga celebrado un contrato para garantizar su Exposición Contractual de Largo Plazo. La Cámara de Compensación constituirá y administrará un Fondo de Reserva. El monto de las aportaciones dependerá de la Exposición Contractual de Largo Plazo de cada Comprador y de la Calidad Crediticia que le haya sido asignada a ese Comprador por la Cámara de Compensación
Establece obligación	Los Compradores y los Vendedores deberá registrar dos cuentas bancarias para transferencias electrónicas con la Cámara de Compensación: una principal y una de respaldo.	El registro de las cuentas bancarias permitirá que la Cámara de Compensación cuente con los medios para realizar los cobros y los pagos derivados de la entrega de Energía Eléctrica Acumulable, Potencia y Certificados de Energías Limpias resultados de las Subastas de Largo Plazo.

M.A.



Sobre el particular, y con base en la información presentada por la SENER, esta Comisión consideró en el dictamen previo que se atendió el numeral del formulario de la MIR en cuestión debido a que identificó cada una de las acciones regulatorias generadas por la propuesta regulatoria.

C. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO:

Con relación al análisis costo-beneficio, relativo a los numerales 9.1 y 9.2 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 para las Entidades Responsables de Carga a saber costos asociados a la operación de la Cámara de Compensación, costos administrativos, costo de la evaluación crediticia y el costos de las garantías de seriedad y cumplimiento; en ese contexto, de manera específica dicha Secretaría indicó lo siguiente:

"Para realizar la estimación de los costos y beneficios para las Entidades Responsables de Carga que supone la regulación del anteproyecto denominado "Guía Operativa de la Cámara de Compensación de las Subastas de Largo Plazo", se consideró lo siguiente:

- *Se supone que, en un periodo de tiempo de 7 años, a partir de su inicio de operaciones, la Cámara de Compensación alcanzará su madurez, en términos del número de Entidades Responsables de Carga, el cual se calcula será de 40 c.l. concluir dicho periodo. Por lo anterior, el horizonte de evaluación es de 7 años.*
- *Se supone que el consumo anual de energía eléctrica que las ERC distintas al Suministro Básico deben satisfacer es del 25% de la demanda proyectada del consumo final bajo el escenario de planeación del PRODESEN 2016-2030.*
- *Se estima que las transacciones de Potencia de las ERC distintas al Suministro Básico, durante el periodo analizado serán en una proporción del 25%, con respecto a la Potencia acreditada en el SIN durante el Mercado para el Balance de Potencia 2016 (39, 374.44 MW año), es decir 9,844 MW por año.*
- *La cantidad anual de CELs adquiridos se supone constante para el periodo analizado, con un valor del 5 % del consumo atendido por las ERC distintas al Suministro Básico.*

Se utiliza una tasa de descuento anual del 12%.



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

Grupo o industria al que le impacta la regulación

Entidades Responsables de Carga

Describe y estime los costos

Para la estimación del costo para las Entidades Responsables de Carga, se establecieron los siguientes supuestos:

- Se estima que los costos para cada Entidad Responsable de Carga son los siguientes:
 - Costo de operación de la Cámara de Compensación: \$300,000 anuales
 - Pago de salario a personal capacitado para realizar los diversos trámites de las Entidades Responsables de Carga, tales como evaluación y presentación de garantías: \$ 5,000 pesos anuales.
 - Evaluación crediticia: \$20,000 anuales.
 - Garantías de seriedad y cumplimiento asociadas a las ofertas presentadas: \$ 250,000 anuales.

Ma

El costo para las ERC con la regulación = número de ERC X (costo de la cuota anual de operación de la Cámara de Compensación + costo anual del salario + costo anual de evaluación crediticia + costo promedio anual de las garantías de seriedad y cumplimiento).

En la siguiente tabla se muestran los costos que supone la regulación propuesta para las Entidades Responsables de Carga.

A	B	C	D
Costo anual de la cuota de operación de la Cámara de Compensación	Costo anual de salario (\$)	Costo anual de evaluación crediticia	costo promedio estimado anual de garantías de seriedad y cumplimiento
\$ 300,000	\$ 60,000	\$ 20,000	\$ 250,000
E	F	G	H



Año	Entidades Responsables de Carga	Costo anual (\$) $E(A+B+C+D)$	Valor Presente del Costo (\$) $((1/(1+12\%))^{(E)}) * G$
1	5	3,024,000.00	2,700,000.00
2	10	6,216,000.00	4,955,357.14
3	15	9,576,000.00	6,816,007.65
4	21	13,104,000.00	8,327,828.90
5	27	16,800,000.00	9,532,771.18
6	33	20,832,000.00	10,554,139.52
7	40	25,200,000.00	11,399,200.23
TOTAL		94,752,000.00	54,285,304.61

El valor presente del costo es de \$ 54,285,304.61"

Beneficios:

Para estimar los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, la SENER calculó los beneficios para las Entidades Responsables de Carga en términos de los beneficios que obtendrán por los precios considerablemente más bajos que se observan en las subastas de largo plazo, de manera específica dicha Secretaría indicó lo siguiente:

"Para realizar la estimación de los Beneficios que supone la regulación, se considera que las ERC obtendrán beneficios significativos al tener acceso a los productos; energía eléctrica, Potencia y CELs a los precios considerablemente más bajos que se observan en las Subastas de Largo Plazo, en comparación con los precios observados para dichos productos, en el Mercado de Corto Plazo, Mercado para el balance de Potencia y a los precios que se estima se observarían en el Mercado de CELs.

Por lo anterior, se consideran los siguientes aspectos:



- *El costo de que las ERC adquieran la energía eléctrica para satisfacer su consumo y el costo para cumplir con las obligaciones de Potencia y CELs sin la existencia de la Cámara de Compensación, es decir, se considera el "costo evitado", es decir el costo para las ERC distintas a los Suministradores de Servicios Básicos al comprar de energía eléctrica, Potencia y CELs a través de transacciones en el Mercado de Energía de Corto Plazo, el Mercado para el Balance de Potencia y el Mercado de CELs respectivamente.*
- *Al "costo evitado", se le resta el costo de que las ERC adquieran los productos requeridos con la Cámara de Compensación, es decir el costo de comprar mediante las Subastas de Largo Plazo. Se toman como referencia los precios promedio asignados a dichos productos en la segunda Subasta de Largo Plazo.*

El Beneficio para las ERC con la regulación = (precio sin regulación – precio del producto con regulación) X cantidad de producto que se estima deberán satisfacer o adquirir las ERC. Se estima el beneficio para cada producto y la suma de dichos beneficios es el beneficio para las ERC.

En la siguiente tabla se muestran los Beneficios de los Participantes del Mercado para cumplir con las obligaciones de adquirir Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia:



Beneficios en el producto Energía Eléctrica						
A	B	C	D	E	F	G
Año	Precio Marginal de la Energía Eléctrica sin regulación (\$/MWh)	Precio Marginal de la Energía Eléctrica con regulación (\$/MWh)	Beneficio (\$/MWh) B-C	Consumo Anual (MWh)	Beneficio anual (\$) D*E	Valor Presente del Beneficio (\$) $((1/(1 + 12\%)) ^ (C)) ^ *$ H
1	\$ 1,025	\$ 368	\$ 657	76179	50,055,866	44,692,737.12
2	\$ 948	\$ 368	\$ 580	78890	45,718,380	36,446,412.52
3	\$ 831	\$ 368	\$ 463	81819	37,901,640	26,977,638.98
4	\$ 841	\$ 368	\$ 473	84850	40,164,957	25,525,556.13
5	\$ 864	\$ 368	\$ 496	87748	43,554,779	24,714,151.31
6	\$ 923	\$ 368	\$ 555	90714	50,333,250	25,500,390.65
7	\$ 933	\$ 368	\$ 565	93808	53,001,903	23,975,369.46
TOTAL					320,730,774.60	207,832,256.16



Beneficios en el producto Potencia						
A	B	C	D	E	F	G
Año	Precio de la Potencia sin regulación (\$/MW año)	Precio de la Potencia con regulación (\$/MW año)	Beneficio (\$/MW año) B-C	Potencia (MW año)	Beneficio anual (\$) D*E	Valor Presente del Beneficio (\$) $((1/(1 + 12\%))^{(C)})^*$ H
1	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	5,176,883,766.98
2	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	4,622,217,649.09
3	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	4,126,980,043.83
4	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	3,684,803,610.56
5	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	3,290,003,223.72
6	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	2,937,502,878.32
7	\$ 1,207,324	\$ 618,325	\$ 588,999	9844	5,798,109,819	2,622,770,427.07
TOTAL					40,586,768,733.11	26,461.161,599.56



Beneficios en el producto Certificados de Energías Limpias						
A	B	C	D	E	F	G
Año	Precio del CEL sin regulación (\$)	Precio del CEL con regulación (\$)	Beneficio (\$/MW año) B-C	CELS	Beneficio anual (\$) D-E	Valor Presente del Beneficio (\$) $((1/(1 + 12\%))^{(C)})^*$ H
1	\$ 300	\$ 273	\$ 27	3809	102,842	91,822.84
2	\$ 300	\$ 273	\$ 27	3945	106,502	84,902.74
3	\$ 300	\$ 273	\$ 27	4091	110,455	78,619.87
4	\$ 300	\$ 273	\$ 27	4242	114,547	72,796.73
5	\$ 300	\$ 273	\$ 27	4387	118,460	67,217.24
6	\$ 300	\$ 273	\$ 27	4536	122,464	62,044.19
7	\$ 300	\$ 273	\$ 27	4690	126,640	57,285.72
TOTAL					801,910.35	514,689.33



Valor presente del Beneficio				
A	B	C	D	Valor Presente del Beneficio (\$)
Año	Valor Presente del Beneficio del producto energía eléctrica(\$)	Valor Presente del Beneficio del producto Potencia (\$)	Valor Presente del Beneficio del producto CEL (\$)	B + C + D
1	44,692,737.12	5,176,883,766.98	91,822.84	5,221,668,326.94
2	36,446,412.52	4,622,217,649.09	84,902.74	4,658,748,964.35
3	26,977,638.98	4,126,980,043.83	78,619.87	4,154,036,302.67
4	25,525,556.13	3,684,803,610.56	72,796.73	3,710,401,963.41
5	24,714,151.31	3,290,003,223.72	67,217.24	3,314,784,592.26
6	25,500,390.65	2,937,502,878.32	62,044.19	2,963,065,313.16
7	23,975,369.46	2,622,770,427.07	57,285.72	2,646,803,082.25
Total				26,669,508,545.05

El valor presente del Beneficio es de \$26, 669, 508,545.05."

De igual manera, en el numeral 10 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:

"Para verificar que los Beneficios de la regulación de la Cámara de Compensación, son claramente superiores a los costos, se realiza el siguiente cálculo:



El valor presente neto del Beneficio = valor presente de los beneficios - valor presente de los Costos.

En la siguiente tabla se pueden observar los resultados para el periodo de análisis.

Año	A	B	Valor Presente Neto del Beneficio (\$)
	Valor Presente del Beneficio (\$)	Valor Presente del Costo (\$)	A - B
1	5,221,668,326.94	2,700,000.00	5,218,968,326.94
2	4,658,748,964.35	4,955,357.14	4,653,793,607.21
3	4,154,036,302.67	6,816,007.65	4,147,220,295.02
4	3,710,401,963.41	8,327,828.90	3,702,074,134.51
5	3,314,784,592.26	9,532,771.18	3,305,251,821.09
6	2,963,065,313.16	10,554,139.52	2,952,511,173.64
7	2,646,803,082.25	11,399,200.23	2,635,403,882.02
TOTAL	26,669,508,545.05	54,285,304.61	26,615,223,240.44

El valor presente neto del Beneficio es \$ 26, 615, 223,240.44.

Por lo anterior, se confirma que los beneficios son mayores a los costos de las Entidades Responsables de Carga."

En virtud de lo anterior, la COFEMER coincidió en el Dictamen Total (No Final) con la SENER debido al impacto positivo que representa la emisión de la propuesta regulatoria, ya que de manera puntual se pudo observar un beneficio neto de 26 mil 615 millones de pesos aproximadamente.



V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

Referente al numeral 11 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 Guía Operativa de la Cámara de la Compensación contempla los recursos necesarios para la Operación de la Cámara de Compensación, los cuales serán cubiertos por sus usuarios."

Al respecto la COFEMER consideró en el dictamen preliminar atendido el numeral en comento, debido que se señaló de manera puntual que los recursos necesarios serán cubiertos por los usuarios.

Ma

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:

"La Cámara de Compensación contará con los recursos humanos, presupuestales y técnicos suficientes para llevar a cabo las actividades de implementación del instrumento jurídico propuesto, así como para asegurar que éstas se desarrollen de manera eficiente, considerando la administración y vigilancia del cumplimiento del instrumento jurídico que se pone a consideración."

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que la SENER atendió lo solicitado en la MIR, ello debido a que citó de manera expresa que la Cámara contará con los recursos humanos, presupuestales y técnicos suficientes para asegurar que las actividades se desarrollen de manera eficiente, considerando la administración y vigilancia del cumplimiento del instrumento jurídico propuesto.



VII. CONSIDERACIONES RESPECTO AL REQUERIMIENTO DE SIMPLIFICACIÓN REGULATORIA

La COFEMER exhortó a la SENER en el oficio de Ampliaciones y Correcciones, emitido el 18 de abril de 2017 a identificar actos u obligaciones regulatorias a ser abrogadas o derogadas en el sector económico regulado, de conformidad con al artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, y en su MIR un análisis cuantitativo que permita identificar una reducción en el costo de cumplimiento de la regulación para los particulares derivada de dichas abrogaciones o derogaciones; en ese contexto, la SENER en su respuesta a Ampliaciones y Correcciones indicó lo siguiente:

"Hago referencia a la Solicitud de Ampliaciones y Correcciones a la Manifestación de Impacto Regulatorio del anteproyecto denominado "Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo", realizada por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) mediante oficio no. COFEME/17/2352 notificado a la Secretaría de Energía (SENER) el pasado 21 de abril de 2017, a través de la cual la COFEMER, requiere a la SENER que, en cumplimiento del 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:

1) *identifique actos administrativos del sector económico regulado que estén a cargo de la Secretaría, para que se puedan derogar o abrogar, y,*

2) *identifique obligaciones regulatorias en el sector económico regulado, para que se puedan abrogar o derogar.*

Sobre el particular, por esta vía hacemos del conocimiento de esa Comisión que la SENER, en el contexto del acto administrativo de carácter general objeto de la Manifestación de Impacto Regulatorio correspondiente (MIR), y conforme al análisis realizado a los trámites puestos a consideración por dicha Comisión, ha identificado las dos obligaciones regulatorias requeridas, las cuales se señalan a continuación:



No.	Nombre del trámite	Observación	Costo de cumplimiento para los particulares (anual)
1	CENACE-01-001-A Solicitud de Estudio Indicativo para la Interconexión de Centrales Eléctricas mayores a 10 MW.	Se derogará	\$ 84,861,739.01
2	SENER-03-002 Informes trimestrales de dictámenes de verificación de instalaciones eléctricas.	Se simplificará	\$131,517.08 *
			\$84,993,256.09

Como se indicó anteriormente en la MIR, el costo de la Guía Operativa de la Cámara de Compensación asciende a MX\$54,285,304.61, que comparado con el costo total de las obligaciones a derogar y simplificar aquí propuestas, resulta en una reducción por MX\$30,707,951.48 en el costo de cumplimiento de la regulación para los particulares.

Se adjunta hoja de cálculo, que parte de la metodología de costeo estándar y donde se detallan los supuestos para estimar estos costos, así como Oficio No. CENACE/DJ/028/2017, a través de cual el CENACE manifiesta su no objeción en que la SENER señale que el trámite denominado "Solicitud de Estudio Indicativo para la Interconexión de Centrales Eléctricas mayores a 10 MW" será derogado."

Al respecto, este Órgano Desconcentrado observó en el Dictamen Total (No Final) que para dar cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo Presidencia se derogará el trámite con homoclave CENACE-01-001-A⁵ y se eliminará una obligación regulatoria del trámite con homoclave SENER-03-002⁶, en ese contexto se observó un ahorro económico de la carga regulatoria a la orden de

⁵ Cabe señalar que la SENER incluyo en el formulario de la MIR, en el apartado de Anexos, un oficio emitido por el CENACE con número CENACE/DJ/028/2017 fechado 3 de mayo de 2017, en el cual dicho Centro expresa de manera puntual que no tiene objeción con que el trámite sea derogado (eliminado).

⁶ Se eliminará la obligación de presentarlo de manera física.



\$84,993,256.09⁷ pesos y dado que la emisión de la propuesta regulatoria representa un costo de \$54,285,304.61 pesos, el ahorro económico neto de la carga regulatoria es de \$30,707,951.48 pesos. Es importante señalar que la SENER incluyó en uno de los transitorios del anteproyecto regulatorio lo siguiente:

"13.1.3 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:

Se sujetará a una acción de simplificación el trámite denominado "Informes trimestrales de dictámenes de verificación de instalaciones eléctricas", con homoclave SENER -03-002.

Se realizarán las acciones necesarias para que el trámite denominado "Solicitud de Estudio Indicativo para la Interconexión de Centrales Eléctricas mayores a 10 MW", con homoclave CENACE-01-001-A sea derogado."

En virtud de todo lo anterior, la COFEMER dio en el dictamen previo por cabalmente atendido lo solicitado en el oficio de Ampliaciones y Correcciones y reconoce el esfuerzo de dicha Secretaría para generar un ahorro económico en la carga regulatoria.

VIII. CONSULTA PÚBLICA

La SENER señaló en el numeral 14 de la MIR que se realizaron reuniones y consultas con la industria eléctrica, que incluyeron a compradores y vendedores potenciales de las subastas de largo plazo, así como a Bancos y Comercializadores.

⁷ La SENER incluyó en el formulario de la MIR un documento denominado "20170504102737_42563_Costos evitados tramites simplificados Guia Camara Compensación.xlsx" en el cual se observan los cálculos realizados para estimar el ahorro económico, entre otras cosas, se consideró la carga administrativa y el costo de oportunidad, que en conjunto conforman el costo económico total.



Por otra parte se informó en el Dictamen Total (No Final) a la SENER que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, se hizo público a través del portal de Internet de la COFEMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA. Por ello, este Órgano Desconcentrado recibió comentarios de particulares interesados en emitir su opinión y sugerencias sobre el contenido del anteproyecto, mismos que se incluyeron en el portal electrónico de la COFEMER.

En virtud de lo anterior, la SENER envió un documento anexo en el formulario de la MIR denominado "20170524143957_42692_Anexo I.xlsx", por el que da respuesta a los comentarios vertidos.

La información descrita puede ser consultada en la siguiente liga electrónica:

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/20108>

Por lo expresado con antelación, la COFEMER resuelve emitir el presente Dictamen Final, acorde a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, por lo que la SENER 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 7, fracción IV; 9, fracciones 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, 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