SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal
de Mejora Regulatoria

ACUSE

Oficio No. COFEME/15/2847

Asunto: Dictamen Final respecto del anteproyecto denominado "*Bases del Mercado Eléctrico*".

México, D. F., a 4 de septiembre de 2015.

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA
OFICIALIA MAYOR
04 SEP 2015
QUIEN RECIBE
11:30
HORA

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ
OFICIAL MAYOR
Secretaría de Energía
P r e s e n t e

Me refiero al anteproyecto denominado **Bases del Mercado Eléctrico**, y a la respuesta al Dictamen Total (No Final) emitido por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el 23 de abril de 2015 mediante oficio No. COFEME/15/1396, ambos documentos remitidos por la Secretaría de Energía (SENER) acompañados del formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), el día 27 de agosto de 2015 y recibidos en la COFEMER a través del portal electrónico de la MIR[1] el mismo día. Cabe mencionar que el día 3 de septiembre de 2015, la SENER remitió una nueva versión del anteproyecto y su respuesta al Dictamen Total (No Final).

Sobre el particular, y como parte del proceso de mejora regulatoria este Órgano Desconcentrado emitió el 24 de marzo de 2015, la resolución sobre el Acuerdo de Calidad Regulatoria, mediante oficio número COFEME/15/0871.

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*

[1] www.cofemersimir.gob.mx

*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*; publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 16 de noviembre de 2012, la COFEMER emite el siguiente:

## DICTAMEN FINAL

### I. CONSIDERACIONES GENERALES

La cadena de valor del mercado eléctrico abarca la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Antes de la Reforma Energética promulgada por el Titular del Ejecutivo Federal, el 20 de diciembre de 2013[2], este mercado mantenía una estructura verticalmente integrada operada por un monopolio Estatal a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es decir, donde la CFE era el único agente económico a cargo de desempeñar todas las actividades de la cadena de suministro, con excepción de la generación, en donde participaban generadores privados de manera limitada.

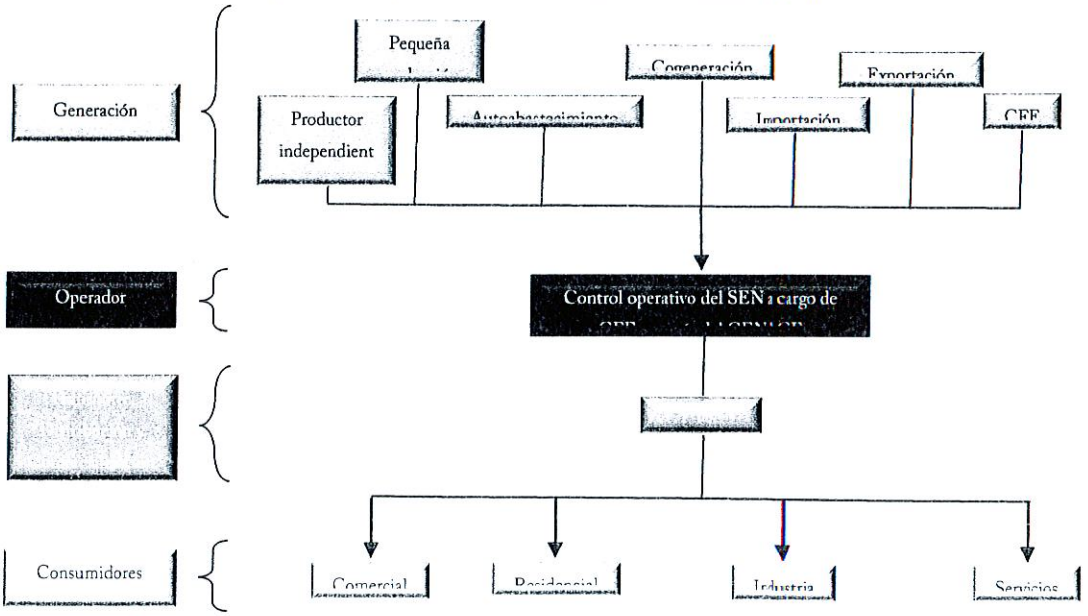
La participación del sector privado era permitida por el marco regulatorio sólo cuando la energía eléctrica era producida para fines de autoconsumo, exportación o venta directa a la CFE, siempre a través de un permiso autorizado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)[3]. Bajo este esquema, la CFE generaba la mayor parte de la electricidad, Petróleos Mexicanos (PEMEX) producía energía eléctrica para autoconsumo, mientras que los permisionarios generaban energía

[2] 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.

[3] 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, más adelante se describirá brevemente la participación de los agentes privados con permisos de generación bajo sus seis modalidades.

para ese fin y en caso de contar con excedentes, sólo podían venderla a la CFE para que ésta la empleara en el suministro del servicio público de energía eléctrica.

Diagrama 1. Esquema del mercado antes de la Reforma Energética.




Fuente: COFEMER.

Las actividades de transmisión, distribución y comercialización de electricidad eran desempeñadas en su totalidad por la CFE. El marco jurídico vigente en ese momento, no permitía que otro tipo de agentes participaran en la transmisión, distribución o comercialización, mientras que la gestión y despacho de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) era llevado a cabo por la CFE, a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Bajo este marco regulatorio, el sector privado, a través de 540 permisos en operación en 2013, participaba con el 13% en la generación de electricidad, esto debido a las limitaciones contenidas en los permisos para realizar esta actividad, por ejemplo, los permisos para producción

independiente de energía y pequeña producción[4] se otorgaban exclusivamente para generar energía para su venta a la CFE; los permisos bajo la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración[5] se otorgaban para destinar la energía producida a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, y sólo en caso de excedentes de producción, se permitía su venta exclusivamente a la CFE. Por su parte, los permisos de importación se empleaban en la generación de energía para usos propios y los permisos de exportación se otorgaban únicamente en los casos en que la energía eléctrica producida se derivara de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

De este modo, la CFE generaba aproximadamente el 87% de la energía eléctrica destinada al servicio público, de un total de 297,546 GWh, producidos en 2013[6]. Esta situación ocasionaba algunos problemas en la actividad de generación tal como lo señala la SENER en la "*Prospectiva del sector eléctrico 2014 – 2028*"[7].

> *"[…] al no permitir la participación propiamente de los privados, se dio una falta de competencia en la generación de electricidad, encareciendo los costos y provocando, a su vez, la existencia de tarifas que no resultan competitivas a nivel internacional…"*

Así, con la Reforma Energética y las leyes secundarias en la materia, como la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se realizó una **apertura en el mercado eléctrico en las actividades de generación y de comercialización**, mientras que el Estado mantiene el ejercicio de las actividades de transmisión y distribución, mediante la participación de la CFE como Empresa Productiva del

---

[4] Este tipo de permisos se otorgaba en los casos que la capacidad total del proyecto no excedía 30 MW y en el caso de que la energía se utilizara para el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan 1 MW.

[5] Los permisos de cogeneración consisten en generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica (Ley del servicio público de energía eléctrica, 1992, artículo 36, fracción II).

[6] SENER (2014, p. 70)

[7] SENER (2014)/ "Prospectiva del sector eléctrico 2014 - 2028", México, p. 21, disponible en http://sener.gob.mx/portal/Default_Intermedia.aspx?id=2015

Estado (EPE)[8] y sus empresas productivas subsidiarias; con la salvedad de que el sector privado participe en el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución mediante contratos o asociación con las EPE o sus subsidiarias.

Dada la eliminación de las barreras legales para la participación del sector privado en las actividades de generación y comercialización, y la reconfiguración del resto de la cadena de valor, bajo este nuevo esquema, la LIE establece la creación de un **mercado eléctrico mayorista** en el cual los participantes del mercado podrán realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica, potencia[9], servicios conexos[10], o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica, importación y exportación, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias (CEL), entre otros.

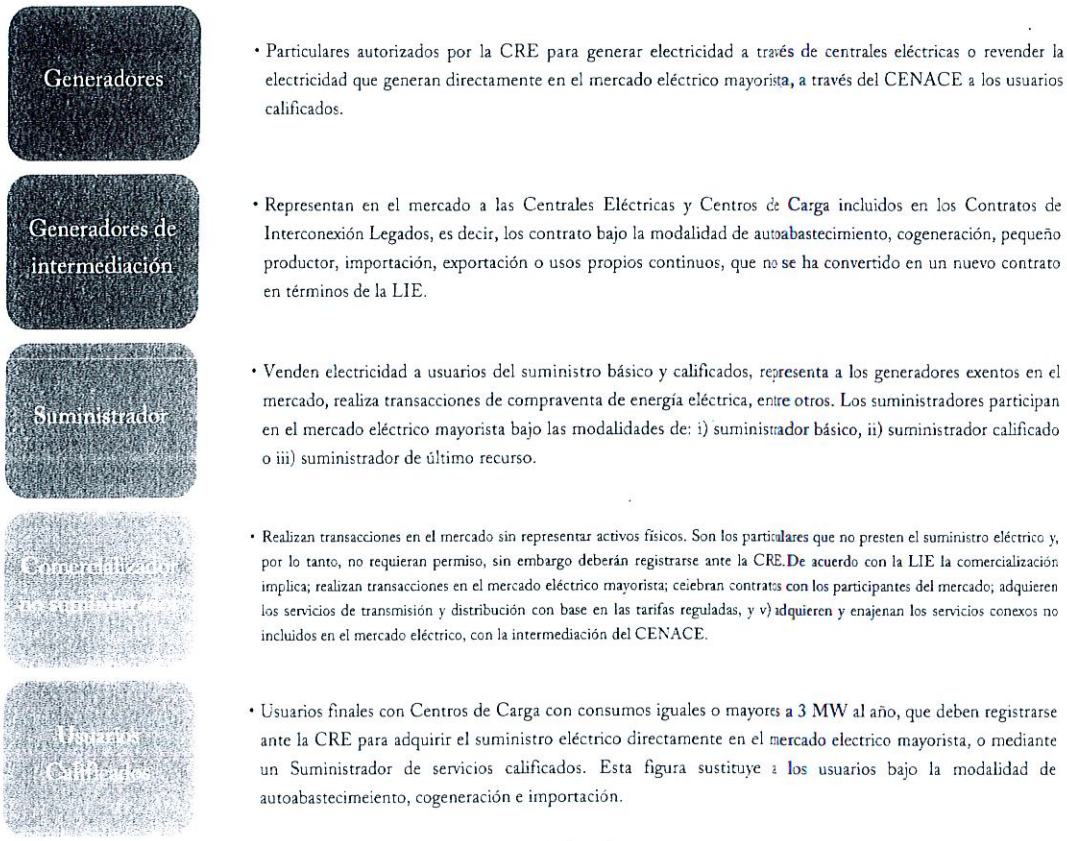
En esencia, los generadores que se encuentren compitiendo podrán ofrecer en el mercado mayorista su producción a distintos tipos de comercializadores, quienes ofrecerán directamente la energía a los usuarios básicos, o a los usuarios calificados. Con el mercado eléctrico mayorista, operado por el CENACE, se garantiza el acceso abierto al SEN a todos los participantes[11].

Para la operación eficiente de este nuevo mercado, la SENER, la CRE y el CENACE cuentan con nuevas facultades para garantizar su funcionamiento, incluyendo la manera en que deberán interactuar los **participantes del mercado;** quienes son las personas que celebran el contrato respectivo con el CENACE y de acuerdo con las BME cada contrato debe especificar una sola

[8] Es aquella empresa cuyo objetivo es la creación de valor económico al incrementar los ingresos de la Nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental (SENER, 2014, p. 26).
[9] Se refiere a la capacidad de generación.
[10] Los servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.
[11] SENER (2014, p. 26)

modalidad de participación en el mercado de las cinco disponibles (generador, generador de intermediación, suministrador, comercializador no suministrador y usuario calificado)[12].

Diagrama 2. Participantes del Mercado




Fuente: COFEMER con base en el anteproyecto, LIE y SENER (2014).

Entre las facultades con que cuenta la SENER relacionadas con la operación del mercado, se encuentra la emisión de las **Bases del Mercado Eléctrico** (BME), definidas como las **disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y**

[12] La LIE establece otro tipo de agentes como los transportistas, distribuidores y usuarios de suministro básico, que no participan en el mercado eléctrico mayorista.

operación del mercado eléctrico mayorista[13]. Las BME 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 CEL. Cabe señalar que si bien la SENER estará a cargo de la primera emisión de las BME, la CRE será responsable de su actualización anual[14].

Asimismo, las BME, en conjunto con las Disposiciones Operativas del Mercado[15], se denominan "Reglas del Mercado", y establecerán los requisitos mínimos para ser participante del mercado, además, determinarán sus derechos y obligaciones, así como los mecanismos para la resolución de controversias.

Para operar el mercado, el anteproyecto de BME define los mecanismos para que éste funcione de forma eficiente y confiable. Para ello, establece los siguientes modelos que describen las operaciones que se podrán realizar en el corto y en el largo plazo para realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica y otros productos relacionados, y los precios de estas transacciones celebradas en el mercado se calcularán por el CENACE con base en las ofertas que reciba.

a) Mercado de Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real para energía y servicios conexos;
b) Mercado de Potencia;
c) Mercado de Certificados de Energías Limpias;
d) Subasta de Mediano Plazo para energía;
e) Subastas de Largo Plazo para Potencia, Energía Limpia y Certificados de Energía Limpias, y
f) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

---

[13] Artículo 3, fracción I de la LIE.
[14] Artículo 95 de la LIE.
[15] La primera emisión de las Disposiciones Operativas estará a cargo de la SENER y serán actualizadas anualmente por el 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 BME.

En primer lugar, en los **mercados de día en adelanto y en tiempo real** los participantes del mercado enviarán sus ofertas de compra y venta de energía, así como de servicios conexos al CENACE, para que éste realice el despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados. Para el funcionamiento del mercado de día en adelanto, los participantes del mercado presentarán ofertas horarias programadas para el día siguiente a su realización. En el mercado en tiempo real, las ofertas de compraventa de energía o servicios conexos se realizarán antes de cada hora de operación. Estos mercados se complementarán por un mercado de una hora en adelanto, en el que el sistema de recepción de ofertas cerrará dos horas antes de cada hora de operación.

En el **mercado de potencia**, los generadores y los representantes de los Recursos de Demanda Controlable[16] pueden vender capacidad de potencia en Megawatts (MW) en el mercado con la finalidad de asegurar la disponibilidad de capacidad física y la energía correspondiente en los mercados de día en adelanto y de tiempo real; asimismo, este mercado tiene como objetivo cumplir requisitos mínimos de planificación de reservas. En él, se obliga a los Suministradores y Usuarios Calificados a comprar una cantidad de potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan y que será determinada por la CRE como un porcentaje de su demanda máxima o de su demanda en las horas críticas para el sistema. También se obliga a los Suministradores a contratar potencia a futuro a través de contratos para fijar los términos de la compra de potencia a lo largo de un periodo extendido. Otra característica de este mercado es que el CENACE realizará transacciones de potencia para el año inmediato siguiente.

En el **mercado de certificados de energías limpias**, el CENACE operará un mercado *spot* de Certificados de Energías Limpias[17] con una frecuencia que corresponderá a los periodos que establezca la CRE para el cálculo de los certificados a otorgarse y de las obligaciones respectivas. En este mercado los tenedores de CEL presentarán sus ofertas al CENACE para vender sus

[16] Se refiere a la carga que puede responder a instrucciones para disminuir carga.
[17] Son Títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.

certificados y los participantes del mercado podrán presentar sus ofertas para comprarlos. Las ofertas de compraventa de certificados se realizaran a cualquier precio.

El CENACE no permitirá que los participantes del mercado realicen ofertas de venta de CEL en exceso de la cantidad que, de acuerdo con la información contenida en el registro correspondiente de la CRE, tengan en su posesión. También se podrán realizar transacciones bilaterales en los que cualquier persona podrá comprar y vender los certificados a través de transacciones independientes o a través de subastas para el servicio público, para lo cual se deberán registrar las transacciones en el Sistema de Registro de Certificados de Energías Limpias de la CRE.

En cuanto a las **subastas de mediano plazo para energía**, estarán dirigidas a los Suministradores Básicos y otras Entidades Responsables de Carga[18] que fijen precios a través de contratos para la compra o venta de energía para los tres años siguientes con los Generadores y Comercializadores, este tipo de subastas se llevarán a cabo anualmente. Tienen el propósito de garantizar que, antes del Mercado del Día en Adelanto, los Suministradores Básicos tengan una posición neta esperada cerca de cero (ni comprador ni vendedor) a fin de reducir su exposición a los precios del mercado *spot*.

Las **subastas de largo plazo para potencia, energía limpia y certificados de energía limpia** tienen el objetivo de garantizar una fuente estable de pagos que cubrirán los costos fijos de inversión de nuevas plantas eléctricas, con el fin de reducir el riesgo de las nuevas inversiones, a la vez que el costo de cumplimiento de los requisitos de CEL se estabilice para los participantes del mercado que celebren los contratos resultantes. Estas subastas se llevarán a cabo anualmente o con mayor frecuencia en caso de que así se determine por el CENACE y la vigencia de los contratos comenzará tres años después a aquél en que se llevó a cabo la subasta y tendrá una duración de diez años.

[18] Se refiere a los Suministradores Básicos, Calificados, de Último Recurso y Usuarios Calificados participantes del mercado.

Los productos que se ofrecerán en este tipo de subastas por los Generadores son una cantidad fija de potencia o CEL, según corresponda, para cada año del periodo del contrato; o una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del contrato, entregada en el mercado del día en adelanto.

Finalmente, los **derechos financieros de transmisión** son títulos de crédito que otorgan derechos y obligaciones para realizar pagos financieros para la protección contra las diferencias de precio marginales locales en la red. Estos derechos financieros de transmisión no otorgan el derecho físico a usar el sistema de transmisión. La siguiente cita ayuda a comprender el funcionamiento de los derechos financieros de transmisión:

> *"... En vista que los precios marginales locales de corto plazo consideran los efectos de las congestiones en la red de transmisión y dado que estas congestiones son imprevistas, se produce volatilidad en los precios nodales lo mismo que se traduce en el denominado riesgo de congestión. Ello motiva que los generadores trasladen este riesgo a los usuarios a través de los contratos de largo plazo, con lo cual el diseño pierde eficiencia y sostenibilidad.*
>
> *Para solucionar esta problemática, en diversos mercados basados en precios nodales, se ha implementado sistemas de derechos financieros de transmisión (DFT) en sus diversas modalidades, como un medio de cobertura contra tal riesgo de congestión. Cabe señalar, que los DFT también son utilizados en diversos diseños de mercado eléctrico como un mecanismo para generar recursos financieros destinados a la expansión del sistema de transmisión eléctrico..."*[19].

Después de la asignación de derechos financieros de transmisión legados, la capacidad de transmisión restante será vendida en **subastas de derechos financieros de transmisión**, y los ingresos procedentes de dichas subastas serán asignados como una devolución a todas las Entidades Responsables de Carga.

[19] Bastidas, Raúl (2009)/ Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima-Perú.

Los Derechos Financieros de Transmisión Legados se asignarán en dos grupos: i) titulares de Contratos de Interconexión Legados y Suministradores Básicos.

Las subastas tendrán una Periodicidad y Períodos de Vigencia siguientes:

- En el diseño de primera etapa del mercado, los Derechos Financieros de Transmisión solo serán comprados en subastas centralizadas anuales, con plazos de vigencia de un año, de tres años y de diez años.

- En el mercado de segunda etapa, se introducirán subastas mensuales de reconfiguración que asignarán la compra de derechos Financieros de Transmisión para el mes siguiente y Derechos Financieros de Transmisión para el resto del año.

Es importante mencionar que la implementación de los mercados anteriores se realizará en dos etapas y podrán incluir un periodo de prueba y un periodo de entrada en operación.

Tabla 1. Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

| Mercado / Subasta | Pruebas (1ª etapa) | Operación (1ª etapa) | Operación (2ª etapa) |
|---|---|---|---|
| Mercado del día en adelanto y mercado en tiempo real | Septiembre de 2015 | 31 de diciembre de 2015 (Operación del mercado del día en adelanto: 1 de enero de 2016) | Entre 2017 y 2018, de acuerdo con el componente específico. |
| Subastas de largo plazo para Potencia, energía limpia y CEL | Publicación de bases de licitación: A partir de octubre de 2015 (para contratos que inician en 2018). | (Adjudicación de contratos: primer trimestre de 2016.) | |
| Subastas d Derechos Financieros de Transmisión[a] | A partir de septiembre de 2016. | A partir de noviembre de 2016. | Enero 2017 |
| Mercado de potencia | Octubre de 2016 | Febrero de 2017 | |
| Subastas de mediano plazo para energía | Octubre de 2016. | | |
| Mercado de CEL | 2018 | 2018 o 2019, en función del | |

| Mercado / Subasta | Pruebas (1ª etapa) | Operación (1ª etapa) | Operación (2ª etapa) |
|---|---|---|---|
| | | periodo de obligación establecido por la Secretaría y lo determinado en Disposiciones Operativas del Mercado. | |

Nota: a/ La asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados se realizará en agosto de 2015.
Fuente: COFEMER con datos del anteproyecto BME.

Por lo anterior, esta Comisión observa que la emisión del anteproyecto contribuirá a fomentar la transparencia en el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, al brindar una estructura en la que se identifican las transacciones que podrán realizar los participantes del mercado, con la finalidad de establecer un mercado competitivo y no discriminatorio.

## II.- PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS GENERALES

La SENER expuso en el formulario de la MIR que la elaboración del anteproyecto se debió a los problemas relacionados con el esquema de mercado vigente previo a la promulgación de la Reforma Energética que presentaban características muy específicas, citando como ejemplo, lo siguiente:

- La CFE era la única empresa que podía ofrecer el suministro eléctrico, y
- El mercado eléctrico estaba integrado verticalmente en sus actividades.

Esta estructura, de conformidad con la información expuesta por la SENER, llegaba a representar mayores costos para la provisión del servicio de energía eléctrica, ya que el mercado al estar integrado, no aprovechaba todas las eficiencias a lo largo de la cadena de producción eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización). Esa Secretaría citó como ejemplo que, debido a los altos costos de inversión que implica tanto la expansión de la capacidad de generación

como la expansión de las redes de transmisión, la prioridad de los proyectos tenía que seleccionarse con base en aquéllos que fueran vitales para el funcionamiento del SEN.

En este contexto, la SENER señaló que para que las actividades en la provisión del servicio eléctrico se realicen bajo criterios, procedimientos y estándares homogéneos y transparentes, es necesario emitir disposiciones administrativas que contengan los principios de diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de que la actuación de los participantes se dé en igualdad de condiciones y no discriminatorias, por lo que las BME constituyen el elemento esencial para elaborar criterios, guías, lineamientos, manuales en temas específicos, por ejemplo de facturación, cobranza, planeación, coordinación, pagos, entre otros.

Por otra parte, la SENER planteó en la resolución de la problemática expuesta se busca alcanzar los siguientes objetivos:

> *"Las Reglas del Mercado [...] tienen como objetivo lograr un mercado abierto y competitivo, así como asegurar el suministro eléctrico a largo plazo. Estas Reglas buscarán promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como cumplir con las metas de reducción de emisiones contaminantes y procurar el ambiente por medio de la sustitución de energías fósiles por energías limpias. En particular, las Bases del Mercado Eléctrico, que se presentan en esta ocasión, contienen los principios del diseño del funcionamiento y operación del mercado eléctrico mayorista. Dentro de la estructura de las Bases del Mercado Eléctrico, se establecen por ejemplo, los procedimiento de registro y certificación de los participantes del mercado; de planeación de la generación, de las redes de distribución y transmisión, así como la interconexión de centrales eléctricas para el funcionamiento del mercado eléctrico de largo plazo; se reglamenta la operación, mantenimiento y coordinación del mercado de Gas Natural para el mediano plazo, se establecen las reglas e instrumentos de operación del mercado en tiempo real y de día en adelante; se establece el funcionamiento del mercado de certificados de energías limpia, y se establecen reglas generales, procedimientos y casos para la administración, operación, planeación y requerimientos de contabilidad facturación, de las operaciones de mercado, instrumentos de mercado, y criterios de interconexión. De esta forma, con las Bases se establecen procedimientos y reglas claras que deberán cumplir los participantes del mercado eléctrico, con lo cual se fomenta una sana competencia entre dichos participantes.*

*Esto permitirá obtener mayor inversión, necesaria para que, por ejemplo, los generadores logren ser más eficientes en la competencia del mercado, lo cual hará que impactará en el costo de provisión del servicio".*

Con base en lo anterior, la COFEMER señaló en el Dictamen Total (No Final) que la propuesta regulatoria pretendía establecer la operación de mercados de corto plazo en tiempo real y en un día en adelanto para energía y servicios conexos, y por otro lado, crea un mercado de largo plazo en el que se comercializa potencia, energía limpia y CEL. Asimismo, observó que en el mercado de largo plazo no se contemplan subastas de energía generada con fuentes convencionales, ni tampoco se especifica si en el corto plazo el mercado de energía contempla las fuentes de energías limpias.

Respecto a la información presentada por la SENER para atender los numerales 1 y 2 del formulario de MIR, la COFEMER incluyó diversas recomendaciones en el Dictamen Total (No Final), que permitieran robustecer los planteamientos sobre la problemática que originó la emisión del anteproyecto. A continuación se presentan las recomendaciones realizadas por esta Comisión junto con la respuesta de la SENER[20] incluida en el formulario de la MIR:

1) Describir los objetivos que se persiguen en cada uno de los mercados establecidos en el anteproyecto (energía y servicios conexos, potencia, energía limpia, CEL y derechos financieros de transmisión);

   Al respecto, la SENER respondió de la siguiente manera:

   *"El principal objetivo del mercado de energía es suministrar los requerimientos de energía al mínimo costo de producción. Esto será posible a través de la competencia entre los participantes en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real respectivamente; en cada mercado los participantes podrán presentar sus ofertas de venta de energía, pero se despachará la energía de menor costo necesaria para satisfacer la demanda.*

[20] Véase el archivo denominado "20150827124504_38526_14-07-15 Respuesta Dictamen TNF Bases2.docx ".

*Adicionalmente, el mercado de servicios conexos tiene como objetivo garantizar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que se ofertarán tanto en el Mercado del Día en Adelanto como en el Mercado de Tiempo Real.*

*Asimismo, se implementará un mercado de Potencia para promover la instalación de capacidad de generación necesaria para cumplir los requisitos mínimos establecidos por la CRE.*

*Por otra parte, el objetivo del mercado de CELs es impulsar la inversión en energías limpias para alcanzar la meta de participación de fuentes no fósiles en la generación de electricidad del 35%, establecida en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Esto con el fin de diversificar la matriz energética al menor costo posible, así como reducir las emisiones de gases contaminantes y contribuir a la preservación del medio ambiente.*

*Finalmente, el mercado de Derechos Financieros de Transmisión tiene como finalidad otorgar títulos de crédito que establecen el derecho y la obligación de recibir o pagar un monto por la diferencia de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales en dos nodos, Nodo de Origen y Nodo de Destino, del Sistema Eléctrico en un periodo determinado."*

Al respecto, la COFEMER considera atendida la solicitud realizada en el Dictamen Total (No Final), toda vez que los objetivos señalados por la SENER reflejan la posibilidad de brindar al SEN garantías de calidad y confiabilidad para la generación de electricidad, mediante reglas claras y especificas entre los diversos participantes del mercado eléctrico, en beneficio de los usuarios finales y la sociedad en general.

2) Indicar la finalidad con la que se propone establecer dos etapas, periodos de prueba y operación para la implementación del mercado eléctrico mayorista, y

Al respecto la SENER indicó lo siguiente:

*"Los periodos de prueba y de operación para la implementación del mercado eléctrico mayorista son necesarios para asegurar que los procedimientos establecidos en las Bases del Mercado se pueden se puedan ir adoptando para asegurar la operación continua, eficiente y confiable del mercado eléctrico. De esta forma, el periodo de prueba*

*servirá para que los participantes tengan tiempo de familiarizarse con el mercado. Por otra parte, es necesario probar el nuevo software que se utilizará para la operación y supervisión del mercado. Esto permitirá hacer las correcciones necesarias para asegurar la confiabilidad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, una vez que el mercado entre en operación."*

Sobre la información proporcionada, la COFEMER considera atendida su recomendación, ello debido a que esa Dependencia indicó que las etapas de implementación son necesarias para realizar pruebas al nuevo software de operación y supervisión del mercado, además de asegurarse de que los participantes se familiaricen con cada una de las operaciones del mercado.

3) Especificar a qué problemas específicos atiende el desarrollo de cada uno de estos mercados.

Para responder lo anterior, la SENER respondió de la siguiente manera:

*"Como se mencionó en la primera parte de esta respuesta:*
*El mercado de energía asegura que se despache la energía más eficiente en términos de costos ya que los generadores competirán por ser despachados, y el operador independiente asignará y despachará aquella energía que sea más barata hasta que se satisfaga la demanda.*

*En cuanto al mercado de Servicios Conexos, se garantiza que existan servicios para mantener la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, o bien sea posible afrontar y restaurar el sistema ante la ocurrencia de fallas o desastres naturales. En dicho mercado, los generadores podrán ofrecer servicios como reservas operativas, reservas rodantes, regulación de frecuencia, regulación de voltaje y arranque de emergencia, entre otros, que servirán para mantener el Sistema Eléctrico operando de manera segura que a su vez permita garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, y recibir por ello una remuneración, lo que representa un ingreso adicional. El Mercado de Potencia ayuda a resolver en el corto plazo, el problema de incentivos para la construcción de nuevas centrales que se necesita para garantizar el suministro eléctrico en el largo plazo; gracias a los ingresos que se recibirán por ofrecer Potencia, los inversionistas tendrán ingresos adicionales que les ayudará a recuperar los costos de inversión que representa la construcción de una central eléctrica.*

*El mercado de CELs permite a los Generadores de Energías Limpias obtener un ingreso adicional a fin de promover la instalación de tecnologías que utilizan energías limpias, lo que contribuye a la diversificación de la matriz de generación y genera beneficios al ambiente por tener menores emisiones de gases de efecto invernadero.*

*Por último, el mercado de derechos financieros de transmisión (DFT) sirve para que los participantes del mercado cuenten con un instrumento financiero que les permita protegerse ante la volatilidad de las diferencias de precios nodales causada por las pérdidas y congestión en la red, brindando certeza del precio de la energía a quién lo posee."*

Sobre el particular, la COFEMER considera atendida la recomendación realizada a la SENER en tanto que proporcionó información de las condiciones del mercado de energía eléctrica que requieren ser atendidas, además de las garantías que se pretenden lograr para mantener la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

## III. Posibles Alternativas a la Regulación

De la argumentación proporcionada por la SENER sobre cada una de las alternativas expuestas en el numeral 4 de la MIR, esta Comisión sugirió lo siguiente en el Dictamen Total (No Final):

1) Centrar el análisis en la búsqueda de opciones a través de la experiencia internacional, considerando opciones para el mercado mexicano, tomando en cuenta aspectos, tales como la regulación técnica esté relacionada a redes inteligentes y enfocada a sistemas de generación distribuida; contratos de compra-venta de electricidad simples y breves, normatividad técnica para la construcción operación y mantenimiento, tanto de generación distribuida como de redes inteligentes.

   En su respuesta, la SENER indicó lo siguiente:

   *"El mercado eléctrico chileno fue reestructurado en la década de los ochentas mediante la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos, ordenamiento que terminó con la integración vertical de los distintos*

*segmentos del sector eléctrico. Con esta reforma, se permitió la libre competencia en la generación, mientras que las actividades de transmisión y distribución se clasificaron como actividades reguladas.*

*En este mercado, la competencia en la generación de energía eléctrica está garantizada por el libre acceso a las redes de transmisión, bajo condiciones no discriminatorias entre los distintos participantes del mercado. La asignación de las plantas de generación se realiza con base en el despacho económico; es decir, las plantas con menores costos son los primeras en producir energía, y le siguen las plantas más costosas hasta satisfacer la demanda de energía. Como puede observarse, la experiencia de dicho mercado y sus instrumentos regulatorios se han retomado para diseñar no sólo de las Bases del Mercado, sino para la conceptualización de la Ley de la Industria Eléctrica.*

*En Estados Unidos existen diez mercados eléctricos con distintos grados de competencia. Uno de los más representativos, es el mercado eléctrico de Texas operado por ERCOT, ya que es uno de los que tiene un grado de apertura mayor. En 1995 comenzó la reestructuración de este mercado eléctrico mediante la apertura a la competencia de la generación eléctrica y el aseguramiento de un acceso equitativo a la red de transmisión a todos los participantes del mercado. En 1999 se profundizó la apertura al separar a las empresas públicas del sector. A partir de 2010 se implementó un mercado eléctrico mayorista nodal en el que se establecen precios marginales locales para los más de 8,000 nodos que forman parte el mercado eléctrico mayorista de ERCOT.*

*En este contexto, se revisaron diversos documentos, tales como: reglas del mercado, manuales de prácticas de mercado, reportes, reglamentos y leyes aplicables en cada uno de los mercados de Estados Unidos. Se analizaron y detectaron mejores prácticas para evaluar la factibilidad de diversos mecanismos para adaptarlas al mercado eléctrico en México. Por ejemplo, del mercado eléctrico de Texas se retomaron diversos elementos relacionados con la vigilancia del mercado eléctrico, de California se adecuaron conceptos relacionados con los esquemas de promoción de energías renovables, específicamente de los Certificados de Energías Renovables; del MISO, se retomaron conceptos para la confiabilidad del sistema eléctrico. Cabe señalar que en ningún caso se adaptaron conceptos o mecanismos de manera total, y que en términos generales, cada elemento del nuevo mercado eléctrico mexicano incluye aspectos de uno o varios mercados.*

*En Inglaterra, existe un mercado competitivo en la generación de electricidad operado por empresas privadas y en el que los clientes son libres de elegir a su proveedor de electricidad. En general, el mercado funciona mediante la celebración de contratos entre suministradores y generadores, y un mecanismo de balanceo en el que el operador del sistema emite instrucciones con el objetivo de igualar en todo momento la oferta y demanda de energía eléctrica. Por otra parte, las actividades de transmisión y distribución son actividades reguladas, en tanto que se consideran monopolios naturales. Estas actividades se regulan mediante periodos de control de*

*precios en los que el regulador establece el monto máximo de ingresos que las empresas pueden obtener de los usuarios. De este mercado se consultaron los códigos que rigen su funcionamiento; por ejemplo, el código de la red, el código de balance y acuerdos, el código de registro, entre otros."*

En virtud de lo anterior, la COFEMER considera atendida su recomendación, debido a que la SENER expuso en su respuesta que se basó en las condiciones del mercado eléctrico a nivel internacional para la implementación de las bases propuestas en el anteproyecto.

En ese orden de ideas, en el numeral 6 del formulario de la MIR enviada por primera vez, la SENER describió la forma en que el mercado eléctrico se encuentra regulado en otros países, donde mencionó que los sistemas eléctricos en el mundo han transitado de esquemas caracterizados por la participación de grandes compañías verticalmente integradas, hacia mercados competitivos en los que generadores y clientes interactúan en la generación, comercialización y consumo de energía eléctrica.

Asimismo, la SENER mencionó que bajo estos nuevos esquemas, surgió la necesidad de establecer ordenamientos que regulen detalladamente todos los aspectos de los mercados eléctricos, para asegurar un servicio confiable, a un costo razonable y que permita alcanzar metas tales como la reducción de emisiones contaminantes. Para ejemplificar esta situación, esa Secretaría citó los casos de Estados Unidos, el Reino Unido y Chile enfocando su análisis en el orden de gobierno que regula cada una de las actividades del mercado eléctrico en esos países.

Citó como ejemplo, el caso de Estados Unidos señalando lo siguiente:

*"[...] Por ejemplo, el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO, por sus siglas en inglés) es regulado por Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés); respecto a la transmisión interestatal y a las tarifas, la Comisión de Empresas Públicas de California regula las empresas privadas que operan en el área, y las empresas públicas se regulan por sus respectivos consejos locales. En el siguiente nivel jerárquico se tienen los manuales de prácticas de negocios en los que se establecen reglas*

*detalladas, procedimientos y ejemplos para la administración, operación, planeación y requerimientos de contabilidad de los mercados; existen manuales para los procesos de facturación, las operaciones de mercado, instrumentos de mercado, criterios de interconexión, entre otros. A los manuales les siguen en orden de importancia los procedimientos operativos, en los que se definen las políticas y autoridades relacionadas con las tarifas y los manuales; se incluyen procedimientos de las operaciones de transmisión, de emergencia, regionales, entre otros. En general, cada uno de los diez mercados eléctricos estadounidenses se regula de manera muy similar al mercado californiano; es decir, los mercados se sujetan a los ordenamientos federales correspondientes, y elaboran con mayor nivel de detalle la legislación que regula los elementos específicos de cada mercado. No obstante, cabe señalar que cada mercado eléctrico en dicho país presenta distintos grados de apertura, así como metas, mecanismos y objetivos diferentes en aspectos de política pública."*

La SENER señaló también que la transmisión interestatal de energía eléctrica es regulada a nivel federal, mientras que las ventas minoristas y los servicios de distribución se regulan a nivel estatal, y aspectos como los impactos ambientales se regulan a nivel local.

Aunado a lo anterior, la SENER ejemplificó los casos del Reino Unido y de Chile:

*"[…] Por ejemplo, el esquema regulatorio en el Reino Unido opera mediante un sistema legislativo, licencias y códigos industriales. El Acto de Electricidad de 1989 es el ordenamiento legal principal y en él se establece el régimen de licencias –que aplica a todas las actividades del sistema eléctrico británico– y las obligaciones y facultades del órgano regulador. A éste le siguen en orden jerárquico, entre otros, el Código de Conexión y Uso del Sistema, el Código de Balanceo y Acuerdos, que contiene las disposiciones del mercado al mayoreo, y el Código de la Red que establece los procedimientos operativos y los principios relacionados con la operación de la Red Nacional de Transmisión de Gran Bretaña.[…]*

*[…] Finalmente, el mercado eléctrico de Chile se divide en dos grandes regiones, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande; la producción, transporte, distribución, concesiones, tarifas y las funciones del Estado relacionadas con estas materias en ambas regiones, se regulan por la Ley General de Servicios Eléctricos. En orden jerárquico, le siguen el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga y el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, finalmente, las normas técnicas regulan con mayor nivel de detalle aspectos específicos de los dos sistemas eléctricos chilenos, de entre los que destacan la norma Técnica de Seguridad y*

*Calidad del Servicio, la cual contiene exigencias mínimas para diseño de instalaciones, la norma de Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio y Habilitación, y la norma de Monitoreo de Instalaciones. [...]"*

Con base en lo anterior, la COFEMER recomendó en el Dictamen Total (No Final) lo siguiente:

2) Describir cómo operan los mercados eléctricos mayoristas en esos países (Estados Unidos, Reino Unido y Chile), así como en otras experiencias comparables, es decir, si la apertura del mercado se dio en la actividad de generación y comercialización, similar al caso de México, o se dio en toda la cadena de valor de la industria eléctrica, y qué mecanismos se han utilizado para garantizar el acceso no indebidamente discriminatorio en cada una de las actividades de la cadena de valor y propiciar la competencia;

   Al respecto, la COFEMER observa que la SENER unificó en el documento de respuesta la recomendación planteada para el numeral 4 de la MIR, análisis de alternativas, y la descripción solicitada en el presente numeral, precisando el funcionamiento los mercados eléctricos de países como Estados Unidos, Reino Unido y Chile, y los mecanismos de apertura tomados como base en cada una de las actividades de la cadena de valor de la industria eléctrica para la elaboración de las bases regulatorias propuestas, en tal sentido, esta Comisión reitera su opinión, al considerar que la SENER atendió las sugerencias vertidas en el Dictamen Total (No Final).

3) Describir qué beneficios se han observado para la sociedad en general con los mecanismos utilizados en el ámbito internacional, en términos de aumento de la oferta de energía eléctrica o reducción de tarifas eléctricas, por mencionar algunos.

   Sobre lo anterior, la SENER respondió de la siguiente manera:

*"La evidencia internacional sugiere que la liberalización de los mercados eléctricos contribuye a una disminución en los precios de la energía, como se puede observar en la siguiente tabla:*

9

Cambio porcentual en las tarifas reales eléctricas desde la restructuración (períodos seleccionados)

| País | Años | Residencial | Comercial | Industrial |
|---|---|---|---|---|
| Argentina | 1992-1997 | -26.6% | -- | -16.3% |
| Australia | 1992-1997 | -6.8% | -17.2% | -17.2% |
| Chile | 1990-1997 | -47.9% | -50.3% | -48.3% |
| Nueva Zelanda | 1996-1997 | +3.9% | -1.1% | +0.8% |
| Noruega | 1991-1996 | -2.9% | -- | -- |
| España | 1998-1999 | -2.8% | -3.0% | -0.4% |
| Reino Unido | 1990-1997 | -8.8% | -- | -23.2% |

Fuente: National Economic Research Associates (1999). International Restructuring Experience.

*Cabe hacer notar la variabilidad en la disminución de los precios en cada país, e incluso al interior de los países para distintos sectores; de manera que si bien es posible afirmar que la liberalización de los mercados eléctricos coadyuva a que los precios bajen, no es correcto señalar que esto se logra en un monto preciso, pues en la determinación de los precios de la energía intervienen múltiples factores, desde la disponibilidad de recursos naturales, precios internacionales de combustibles y acceso a tecnologías de generación."*

Por lo anterior, la COFEMER toma nota de la información incluida y considera que la SENER especifica con claridad que si bien los mecanismos utilizados en el ámbito internacional han contribuido al aumento de la oferta de energía eléctrica o reducción de tarifas eléctricas, los beneficios del mercado eléctrico dependen de diversos factores, como lo son; disponibilidad de recursos naturales, precios internacionales de combustibles y acceso a tecnologías de generación.

4) Señalar qué elementos se retomaron de la regulación internacional en la elaboración de la propuesta regulatoria.

Sobre el particular, esa Secretaría refirió lo siguiente:

*"Como se mencionó anteriormente, el análisis de los distintos ordenamientos que regulan el funcionamiento de los mercados eléctricos implicó el estudio de una cantidad masiva de documentos. Para cada segmento de las Bases del Mercado se consultaron reglas del mercado, códigos, manuales de prácticas del mercado, guías operativas y reportes,*

*de los cuales se retomaron, las que a juicio de esta Secretaría, se consideran como las mejores prácticas en cada rubro y se realizaron diversas adaptaciones para implementarlas en el contexto de la industria eléctrica mexicana. En este sentido, no es posible indicar qué aspectos específicos provienen de cada documento consultado, ya que como se indicó en el inciso B, cada segmento de las Bases incluye aspectos de la regulación del sector eléctrico de varios países; además, la consulta abarcó toda la cadena de servicio eléctrico."*

Al respecto, esta Comisión considera atendida su recomendación debido a que la SENER argumentó, que para la elaboración del anteproyecto, se consideraron prácticas regulatorias de diversos países abarcando toda la cadena productiva del sector eléctrico.

5) Considerar aspectos como el tipo de información que el sector eléctrico pone a disposición de los diferentes usuarios en cada uno de los países, a fin de generar certidumbre referente a expansión de la red, así como claridad en los costos, capacidad y estándares de interconexión establecidos. Asimismo, es importante mencionar mejores prácticas en cuanto al capital humano, es decir, las nuevas capacidades técnicas necesarias para el diseño, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los esquemas de generación distribuida. Y, finalmente, los incentivos utilizados tanto para generar nuevos modelos de negocios bien diseñados y esquemas de financiamiento ad hoc, como incentivos que permitan promover la generación distribuida en los diferentes ámbitos del gobierno.

Con base en lo anterior, la SENER respondió de la siguiente manera:

*"Respecto a los costos, capacidad y estándares de interconexión, no corresponde a este ordenamiento regular dichos aspectos, ya que éstos fueron cubiertos 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, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 2 de junio del 2015, documento que se presentó ante la COFEMER con su MIR respectiva.*

*Asimismo, el 30 de junio la Secretaría presentó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, documento de referencia y consulta en materia de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el cual brindará certidumbre sobre la expansión de la red eléctrica.*

*Por último, si bien la generación distribuida forma parte importante de la política energética, las Bases del Mercado no son el instrumento para la promoción de generación distribuida. Conforme a la Ley de la Industria Eléctrica, en las Reglas de Mercado se definen los criterios para acreditar la potencia de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, por lo que lo único el contenido de las Bases en esta materia se centra en procedimientos aplicables a estas centrales para el acreditamiento de potencia."*

Al respecto, la COFEMER toma nota de los argumentos de la SENER, en los cuales señala que los temas sugeridos por esta Comisión en el Dictamen Total (No Final) no forman parte de la naturaleza y los objetivos regulatorios que se pretenden lograr con las BME.

## IV. Impacto de la Regulación

### *A. Trámites*

En la nueva versión del anteproyecto, la SENER identificó 21 trámites que encuadran en la definición de trámite prevista en la LFPA[21]. Estos trámites son:

1) Solicitud de modificación a las Disposiciones Operativas del mercado
2) Registro y certificación de participantes del mercado
3) Entrega de Información de límites de seguridad
4) Presentar ofertas de compra en las subastas de derechos financieros de transmisión
5) Registro de las Entidades Responsables de Carga y Generadores de electricidad de las subastas de servicio básico
6) Presentar ofertas de compra en las subastas de servicios básicos

[21] Artículo 69-B, tercer párrafo de la LFPA.
*"69-B [...]*
*[...]*
*Para efectos de esta Ley, por trámite se entiende cualquier solicitud o entrega de información que las personas físicas o morales del sector privado hagan ante una dependencia u organismo descentralizado, ya sea para cumplir una obligación, obtener un beneficio o servicio o, en general, a fin de que se emita una resolución, así como cualquier documento que dichas personas estén obligadas a conservar, no comprendiéndose aquella documentación o información que sólo tenga que presentarse en caso de un requerimiento de una dependencia u organismo descentralizado."*

7) Presentar ofertas de venta en las subastas de servicios básicos
8) Aviso de paro forzado inmediato
9) Registro de parámetros de costos y capacidad
10) Envío de pronósticos de carga y demanda de energía eléctrica
11) Envío de pronósticos de generación
12) Garantía de crédito de institución financiera
13) Procedimiento de controversia entre el CENACE y los participantes del mercado
14) Reporte de contratos bilaterales de potencia
15) Envío de pronósticos de disponibilidad
16) Verificación del sistema de medición
17) Notificación al CENACE de los retiros programados de las Centrales Eléctricas
18) Autorización para realizar aumento o reducción en la capacidad total de una unidad de Central Eléctrica
19) Aviso de cambio de estudios de instalaciones o equipos conectados al SEN
20) Solicitud de licencia de emergencia
21) Solicitud de licencia de salida programada

1) En el Dictamen Total (No Final) esta Comisión planteó diversas sugerencias en apego a lo previsto en el artículo 69-M de la LFPA[22], dirigidas a lo siguiente:

- El nombre de todos los trámites deber ser autocontenido, es decir, que refleje de manera clara la gestión que deberán llevar a cabo los sujetos regulados ante la autoridad;

- Para los trámites en los que se requiera un formato, éste deberá estar publicado en el DOF;

- Los documentos y requisitos que no estén incluidos en el cuerpo del anteproyecto, deberán estar previstos en un acto administrativo de carácter general expedido por las Dependencias u Organismos Descentralizados de la Administración Pública Federal, y

[22] Casos en los que debe o puede realizarse el trámite; medios de presentación (escrito libre, formato, u otro); el formato correspondiente, en su caso, y su fecha de publicación en el DOF; datos y documentos específicos que debe contener o se deben adjuntar al trámite; plazo máximo que tiene la dependencia u organismo descentralizado para resolver el trámite y si se aplica la afirmativa o negativa ficta, y la vigencia de los permisos, licencias, autorizaciones, registros y demás resoluciones que se emitan.

- Especificar los plazos máximos de respuesta y de prevención de información faltante, a fin de brindar transparencia al procedimiento de gestión del trámite en beneficio de los particulares interesados.

Para atender lo anterior, la SENER respondió en el documento de la siguiente manera:

> *"Se toman en cuenta todas y cada una de estas sugerencias. Sin embargo, se aclara que no es posible incorporarlos en las Bases del Mercado, ya que el detalle de los trámites será incluido en las Disposiciones Operativas, a fin de tener unas Bases del Mercado que incluyan los principios generales de procedimientos, y que sea lo mínimo indispensable para brindar certeza a los participantes del mercado frente al CENACE. Esta es la práctica común que se sigue en los mercados eléctricos alrededor del mundo; las disposiciones operativas serán las que incluyan los formatos y procedimientos específicos para la interacción entre los participantes y el operador del sistema. Es por ello, que se ha considerado que no es en las Bases del Mercado donde se deban especificar las características de los trámites conforme a lo que señala el artículo 69-M de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo."*

En virtud de lo anterior, esta Comisión toma nota de la respuesta brindada por la SENER, en cuanto a que los plazos y demás elementos mínimos que requieren los particulares para presentar sus trámites estarán incluidos en las Disposiciobnes Operativas que la SENER emita. Por ello, esta Comisión observa que hay trámitres como la Presentación de ofertas de compra en las Subastas de Servicios Básicos; la Presentación de ofertas de venta en las Subastas de Servicios Básicos, o el Registro y Certificación de Participante del Mercado, por mencionar algunos, que deberían contener los elementos solicitados al momento de la emisión del anteproyecto, o en su caso, que la primera emisión de las Disposiciones Operativas mencionadas por la SENER se encuentren sometidas al proceso de mejora regulatoria y publicadas en el DOF, antes de la implementación de las Bases del Mercado, con la finalidad de brindar certidumbre jurídica.

2) Esta Comisión recomendó justificar los objetivos que se persiguen con diversos trámites puntualizados en el Dictamen Total (No Final) y, en su caso, valorar si son la mejor opción en términos de costos administrativos. En la siguiente tabla se presentan las recomendaciones

realidas por la COFEMER (primera columna) y la justificación a cada una de las observaciones realizada por la SENER (segunda columna).

Tabla 2. Justificación de trámites proporcionada por SENER

| *Trámites* | *Justificación SENER* |
|---|---|
| *En el Capítulo II, apartado 5.6, regla 1) se establece que: "Los Generadores que representen Centrales Eléctricas interconectadas al SEN deberán notificar al CENACE los retiros programados de sus Centrales Eléctricas. Dicha notificación deberá ocurrir cuando menos 90 días antes de la fecha programada de retiro".* | *Esta acción ya había sido debidamente justificada en el capítulo 6.2 Programación de Mantenimiento, Modificaciones, Ampliaciones y Otras Actividades, por lo que no era necesario justificarla en esta sección, toda vez que solamente es una compilación de las obligaciones contenidas en otra sección.* |
| *En el Capítulo II, apartado 5.3, regla 15, inciso a) fracción iv se establece que: "Cuando parte de la capacidad de una Central Eléctrica está incluida en el Contrato de Interconexión Legado y parte de la capacidad está registrada con un generador, se requerirá la autorización previa de la Unidad de Vigilancia del Mercado para realizar, en un periodo de 2 meses, un aumento y una reducción en la capacidad total de una Unidad de Central Eléctrica".* | *Esta disposición se establece a fin de evitar comportamientos estratégicos de los participantes del mercado para manipular precios en el mercado eléctrico.* |
| *En el Capítulo III, apartado 3, Regla 6, fracción ii, se establece lo siguiente para los participantes del mercado: "Informar a la brevedad al CENACE de cualquier cambio del estado de cualquier instalación o equipo conectado al Sistema Eléctrico Nacional, como se describe en estas Reglas del Mercado o de cualquier otro cambio o cambio programado en sus instalaciones o equipos que podría tener un efecto sobre la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional".* | *Se ha eliminado esta redacción de la nueva versión de las Bases.* |
| *En el Capítulo VI, apartado 2, regla 2) inciso l), se establece el trámite de Solicitud de Licencia de Emergencia y la Solicitud de Licencia de Salida Programada:*<br>*"l) Prórroga de Licencias de Salidas Programadas.*<br>*Al amparo de la Licencia de Salida Programada original; no se otorgarán extensiones o ampliaciones del plazo autorizado inicialmente. Si un Generador, representante de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportista o Distribuidor requiere continuar con su Salida por Mantenimiento después de la fecha autorizada en la Licencia de Salida* | *Se prohíbe la prórroga de licencias de salidas programadas para asegurar que los Generadores, representantes de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas o Distribuidores realicen la planeación de sus salidas de forma eficiente. Adicionalmente, de esta forma se limita el comportamiento estratégico que éstos pudieran tener para afectar los precios del mercado.*<br>*En caso de requerir una prórroga en el corto plazo, la opción que existe es la de aplicar por una Salida Forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia, con las implicaciones que éstas conllevan.* |

| Trámites | Justificación SENER |
|---|---|
| *Programada, deberá notificarlo anticipadamente al CENACE, en consecuencia deberá considerarse como una salida forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia. El CENACE establecerá los tiempos y los medios para las notificaciones."* | *Sin embargo, se prevé la opción de que los Generadores, representantes de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas o Distribuidores puedan realizar ajustes a los programas trimestrales de salidas, ya que los incentivos para comportamientos estratégicos son menores.* |

Con base en lo anterior, esta Comisión considera cabalmente atendidas sus recomendaciones, debido a que la SENER justificó cada uno de los trámites señalados en el Dictamen Total (No Final).

3) Con relación al trámite "Entrega de información relacionada con la confiabilidad", en el Capítulo III, apartado 3, Regla 4, de la primera versión del anteproyecto, en el que se establecía que: "*El CENACE debe publicar una lista de los requerimientos de información relacionada con la confiabilidad, así como los plazos en que dicha información será proporcionada*", la COFEMER sugirió especificar los requisitos mínimos que deberán entregar los participantes del mercado al CENACE, con la finalidad de establecer el fundamento jurídico de los mismos y señaló que en caso de que esta obligación para el CENACE se realice posterior a la entrada en vigor de las BME, los requerimientos de información deberán someterse al proceso de mejora regulatoria establecido en el Título Tercero A de la LFPA.

Al respecto, esa Dependencia respondió en el documento anexo lo siguiente:

*"La estructura y contenido del capítulo de Confiabilidad se ha actualizado a fin de eliminar el contenido relativo a las atribuciones con las que cuenta la CRE para establecer criterios y procedimientos en materia de Confiabilidad. Por lo que esta disposición se ha eliminado.*

*Sin embargo, se ha introducido un nuevo capítulo denominado "Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía y Servicios Conexos de un Día en Adelanto y de Tiempo Real", en él se prevé que: "El CENACE puede solicitar información a los Participantes de Mercado sobre sus actividades antes, durante o después de la suspensión de operaciones, en los términos que se establezcan en el Manual de Prácticas de Mercado*

*correspondiente." En este sentido, es conveniente mencionar que aunque en las Disposiciones Operativas, se establecerán procedimientos generales, dada la incertidumbre sobre las causales que pueden llevar a una suspensión del servicio, no se hará una lista exhaustiva sobre la información o requisitos mínimos que deberán entregar los participantes del mercado, ya que la información requerida cambiará caso por caso, al igual que el alcance de las solicitudes que se hagan. Esta facultad ya está prevista por el artículo 158 de la LIE, en el que se otorga a la Secretaría, a la CRE y al CENACE la atribución para requerir a los integrantes de la industria eléctrica toda la información que dichas dependencias requieran para el cumplimiento de sus funciones."*

Por lo anterior, este Órgano Desconcentrado toma nota de la respuesta, y considera importante que dentro del instrumento regulatorio que se pretenda emitir, se precisen los requisitos generales mínimos de cumplimiento, independientemente que se generen casos particulares con requisitos específicos, con la finalidad de brindar certeza jurídica a los sujetos regulados inherentes.

Sin perjuicio 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 diez 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. Acciones regulatorias*

En el formulario de la MIR, como parte de los anexos, la SENER identificó diversas acciones regulatorias que se establecen en la propuesta regulatoria. Tales acciones representan obligaciones, sanciones, restricciones, entre otras, que deberán cumplir los participantes del mercado para operar en el mercado eléctrico mayorista.

1. Por lo anterior, este Órgano Desconcentrado presentó en el Dictamen Total (No final) una lista con las acciones regulatorias que requieren mayor precisión en su justificación, y solicitó aclarar de qué manera esas acciones contribuirán a lograr los objetivos que se pretenden alcanzar con la emisión de la regulación, como es la apertura del mercado y el acceso no discriminatorio. En virtud de lo anterior, la SENER incluyó una tabla con los siguientes argumentos.

| ***Recomendaciones de COFEMER*** | ***Justificación SENER*** |
|---|---|
| *5.2 Requisitos para los Participantes del Mercado*<br>*Abundar sobre el contenido y justificación de los Anexos mencionados, ello con la finalidad de conocer si tales Anexos no implicarán trámites o acciones regulatorias adicionales, además de transparentar el contenido de los contrato que deberán atender los Participantes del Mercado.* | *Se especifica que tanto el contrato de Participante del Mercado, como sus anexos son propuestos por el CENACE y aprobados por la CRE, por lo que no es competencia de la SENER especificar el contenido de los mismos.* |
| *5.3 Requisitos de Infraestructura Física*<br>*Incluir la definición de ese tipo de Centrales a fin de precisar a qué grupo de particulares le corresponderá cumplir a futuro con esa acción regulatoria.* | *Las Bases ya aclaran que: "Las Unidades de las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW serán Indirectamente Modeladas en el Modelo de la Red Física."* |

*Capítulo III. Confiabilidad del Sistema*

| | |
|---|---|
| *7) Obligaciones de los Generadores. Inciso a) fracción i.*<br>*Establecer dentro del anteproyecto requisitos mínimos para el mantenimiento de equipos e instalaciones de las Centrales Eléctrica, en específico para que los Generadores cuenten con elementos que les permita distinguir que sus operaciones están siendo consistentes y confiables con el funcionamiento del SEN o que les permitan asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicaciones confiables.* | *Los requisitos de mantenimiento de equipos e instalaciones se establecerán en el Código de Red, el cual será publicado por la CRE.* |
| *5. Seguridad del Sistema*<br>*5) Restauración del Sistema.*<br>*Inciso e)*<br>*Incluir los procedimientos mínimos operativos que Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deberán contar, con la finalidad de dar cumplimiento a la disposición señalada.* | *Los procedimientos en cuestión se establecerán en el Código de Red, el cual será publicado por la CRE.* |

*Capítulo V. Operaciones del mercado*

| *Acción Regulatoria* | *Justificación SENER* |
|---|---|
| *1. Modelo Comercial y de la Red*<br>*11) Modelado de carga.*<br>*g) Al terminar el día de operación, los Transportistas, Distribuidores y Entidades Responsables de Carga reportarán el consumo de los Centros de Carga que les corresponda medir. Si la medición por hora no está disponible, el CENACE utilizará perfiles de carga para estimar la medición por hora de los retiros de cada Entidad Responsable de Carga.*<br>*Se sugiere incluir la justificación correspondiente.* | Las justificación se han incluido en el documento anexo de respuesta de comentarios, dentro de la Respuesta 5.5<br>*Es importante que los Transportistas, Distribuidores y Entidades Responsables de Carga reporten el consumo de los Centros de Carga que les corresponde medir debido a que en el Mercado Eléctrico Mayorista inicial, todos los cargos estarán basados en los datos de mediciones por hora.*<br>*Cuando no se tengan datos de las mediciones por hora, éstas serán estimadas por el CENACE a través de los perfiles de carga, usando el conjunto de datos que representan el retiro de potencia activa y potencia reactiva de forma horaria que tiene una carga representada en el Modelo de la Red Física.* |
| *3.5 Mercado en Tiempo Real.*<br>*4) Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho en tiempo real:*<br>*i. La banda de tolerancia será de 5 MW o 10% de la instrucción de despacho, la que resulte menor.*<br>*Se sugiere justificar si una banda de tolerancia de 5MW o 10% de la instrucción del despacho es un parámetro adecuado para evitar las penalizaciones correspondientes.* | Las justificación se han incluido en el documento anexo de respuesta de comentarios, dentro de la Respuesta 5.6<br>*La Secretaría de Energía está de acuerdo en que una banda de tolerancia general puede no ser el mejor parámetro para penalizar por incumplimientos en las instrucciones de despacho, es por eso, que los temas de este comentario serán regulados a nivel de Disposiciones Operativas con mayor detalle.* |

*Capítulo IX. Administración del Crédito*

| *Acción Regulatoria* | *Justificación SENER* |
|---|---|
| *1. Requisitos de Crédito*<br>*1) En las transacciones del Mercado del Día en Adelanto, Mercado de Tiempo Real, mercado de Potencia y Derechos Financieros de Transmisión, el CENACE aplicará requisitos de crédito en relación con las posiciones abiertas de los Participantes del Mercado y con las ofertas de los Participantes del Mercado para abrir nuevas posiciones.*<br>*Con la finalidad cumplir con la garantía y certidumbre que prevé la SENER, se recomienda incluir en el anteproyecto los requisitos que aplicará el CENACE, para determinar los requisitos de* | Las justificación se han incluido en el documento anexo de respuesta de comentarios, dentro de la Respuesta 9.3<br>*Se modificó la redacción en las Bases del Mercado. En la nueva versión se considera una Garantía de Cumplimiento Básica (La garantía de cumplimiento que deberán presentar los interesados en celebrar un contrato de Participante del Mercado en los términos del artículo 98 de la Ley de la Industria Eléctrica) y una garantía adicional para cubrir sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista. El valor de la Garantía de Cumplimiento Básica de cada* |

| Acción Regulatoria | Justificación SENER |
|---|---|
| *crédito.* | *Participante del Mercado formará parte de su Monto Garantizado de Pago.*<br>*Al respecto:*<br>***Monto Garantizado de Pago** (MGP): El valor total de las garantías otorgadas al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones que asuma cada Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la Garantía de Cumplimiento Básica.*<br>***Responsabilidad Estimada** Agregada (REA): La Responsabilidad Estimada Agregada de cada Participante del Mercado corresponderá a la suma de sus pasivos conocidos y sus pasivos potenciales estimados* |

*Capítulo X. Facturación y pagos*

| Acción Regulatoria | Justificación SENER |
|---|---|
| *1. Medición*<br>*1) Medición de Facturación*<br>*f) …*<br>*iv. Toda lectura o comparaciones necesarias para asegurar que la información de medición es válida y consistente, debe llevarse a cabo antes del ciclo de facturación y liquidación descrito en el Manual de Prácticas de Mercado correspondientes a la conciliación de mediciones establecido por el CENACE.*<br>*La COFEMER recomendó en el dictamen total (No Final) considerar la publicación del Manual de Prácticas de Mercado de manera coordinada a que entré en vigor las Bases de Mercado.* | *Se tiene planeado que los instrumentos regulatorios como Bases y Manuales estarán disponibles antes de la entrada en operación del mercado.* |
| *1. Medición*<br>*1) Medición de Facturación*<br>*f) …*<br>*v. …*<br>*…*<br>*Cada sistema de medición local ubicado en el punto de entrega utilizado para la facturación y liquidación, será verificado a costo del propietario del equipo a intervalo anual, y los registros de su exactitud mantenidos de acuerdo con las buenas* | Las justificación se han incluido en el documento anexo de respuesta de comentarios, dentro de la Respuesta 10.2<br>*En las Bases del Mercado Eléctrico, se establecen las responsabilidades de los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado con relación a la medición de la energía eléctrica. Capítulo 10:*<br>*10.1 "Medición para liquidaciones".*<br>*(7) Responsabilidades*<br>*(a) Las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores y Usuarios Calificados en el ámbito de sus* |

| Acción Regulatoria | Justificación SENER |
|---|---|
| *prácticas. ...*<br>*Se sugiere incluir la justificación correspondiente y estimar el costo que representa esta obligación para los particulares en el análisis de Costo-Beneficio.* | *respectivas competencias serán los responsables de los sistemas de medición de conformidad con lo siguiente:*<br><br>*(i) Las Centrales Eléctricas y los Usuarios Calificados son los responsables de cubrir el monto de la instalación inicial de los sistemas de medición, los cuales podrán optar por realizarlas a su costa o hacer aportaciones a los Transportistas o Distribuidores para su realización, bajo los términos y condiciones que fije la CRE.*<br>*(ii) Los Transportistas y Distribuidores son los responsables de la operación, mantenimiento y sustitución de los sistemas de medición de las Centrales Eléctricas y los Usuarios Calificados, estos últimos deberán cubrir el costo bajo los términos y condiciones que fije la CRE.*<br>*(iii) Los Transportistas y Distribuidores, son los responsables de cubrir el costo de la instalación, operación, mantenimiento y reemplazo de los sistemas de medición en el ámbito de su competencia de acuerdo a los términos y condiciones que fije la CRE.*<br>*(b) Los Transportistas y Distribuidores son las únicas entidades facultadas para el envío de registros de medición para liquidación al CENACE.*<br>*La Ley de la Industria Eléctrica, en sus artículos 3 y 12 establecen facultades para que la CRE expida tarifas reguladas.:*<br>*Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:*<br>*...*<br>*LIII. Tarifas Reguladas: Las contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista;*<br>*Artículo 12.- La CRE está facultada para:*<br>*...*<br>*II. Determinar las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos y Usuarios de Suministro Básico con Demanda Controlable cuando vendan su producción o reducción de demanda a un Suministrador de Servicios Básicos;* |

| Acción Regulatoria | Justificación SENER |
|---|---|
| | *III. Establecer las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico, y resolver sobre su modificación;*<br>*IV. Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión, la distribución, la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del Suministro Básico en términos de lo dispuesto en el artículo 138 y 139 de la presente Ley;*<br>*V. Expedir y aplicar las metodologías para determinar y ajustar las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y los precios máximos del Suministro de Último Recurso, y determinar las demás condiciones para dicho Suministro;* |

Al respecto, la COFEMER considera que la SENER atendió cabalmente cada una de las sugerencias señaladas por esta Comisión en el Dictamen Total (No final).

2. Aunado a lo anterior, este Órgano Desconcentrado consideró conveniente que la SENER justificará y explicará los objetivos de otras acciones regulatorias identificadas en el anteproyecto, relativas a lo siguiente:

1) En relación con lo señalado en el Capítulo I, párrafo 14 y Capítulo VII del anteproyecto, se observó que los generadores que intervengan en las subastas para cobertura de energía en Potencia, CEL, energía limpia y Derechos Financieros de Transmisión, deberán celebrar contratos de largo plazo, con una vigencia de 10 años. Al respecto, la COFEMER recomendó a la SENER justificar cómo se determinó este plazo y señalar si éste es suficiente para que los generadores recuperen la inversión. En caso de que la SENER opte por ampliar el plazo sería recomendable que expliqué cómo determino tal plazo con la finalidad de brindar certidumbre jurídica a los interesados.

En relación a este punto, la SENER en el documento anexo denominado *"20150827124519_38526_Comentarios Particulares Compilado.docx"* mencionó que aplicará el plazo a 15 años para energía y Potencia, y 20 años para CEL, para brindar mayor certidumbre a los proyectos de inversión.

En relación con lo anterior, la COFEMER observa que la SENER amplió la vigencia de los contrato de largo plazo, con lo cual se opina que los particulares tendrán mayores incentivos para adquirir energía, potencia y CEL, no obstante se observa que la SENER no justificó cómo se determinó este plazo, ni mencionó si éste es suficiente para que los generadores recuperen la inversión correspondiente, por lo que sería recomendable que dichas vigencias se encuentren debidamente sustentadas para así garantizar la adecuada implementación del anteproyecto y con ello garantizar la cobertura de energía en el largo plazo.

2) Respecto al Capítulo I, numeral 3, inciso a), fracción viii, esta Comisión observó que una de las características para implementar la primera etapa en el mercado en tiempo real para energía y servicios conexos es la siguiente:

> *"Las instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado en Tiempo Real se emitirán solo en casos notorios y con base en cálculos simplificados realizados por el CENACE."*

Al respecto, se sugirió definir dentro del cuerpo del anteproyecto, cuáles podrían ser esos "casos notorios" o en su caso, establecer los criterios para determinarlos. Lo anterior, con la finalidad de brindar certidumbre en la operación de las Unidades de Centros de Carga.

En razón de lo anterior la SENER en el documento anexo a la MIR denominado, *"20150827124519_38526_Comentarios Particulares Compilado.docx"* señaló que modificó el inciso correspondiente para quedar de la siguiente forma:

*"(vii) No se emitirán instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado de Tiempo Real"*

Por lo anteriormente descrito por esa Secretaría, la COFEMER concuerda con la modificación hecha por la SENER, toda vez que aclara que no se emitirán instrucciones de arranque por motivos económicos en el mercado de tiempo real.

3) Para las disposiciones contenidas en el Capítulo VII, apartado 4.1, regla 4, inciso a), en el que se prevé la estructura de subastas, este Órgano Desconcentrado recomendó a la SENER aclarar si se llevarán a cabo subastas *ad hoc*, para cada caso o mercado contemplado en las BME con base en objetivos y variables específicas a maximizar, o si se tiene previsto llevar a cabo algún tipo de subasta en particular, tales como subastas inglesas, holandesas, en sobre cerrado, en reversa, etc. Dicha precisión es importante para prevenir colusión entre los participantes y con ello evitar que los participantes en las subastas pudieran incidir en los precios, disponibilidad y cantidad ofrecida del servicio.

En síntesis, se recomendó a la SENER considerar alguno de los esquemas de subastas mencionados anteriormente y, a su vez, que el diseño específico de la subasta minimice la información disponible entre los participantes de la licitación, evite barreras a la entrada en el establecimiento de los requisitos de la licitación, y maximice el número de participantes en la misma, ya que todos estos elementos dificultan que los participantes encuentren oportunidad para la coordinación y no tengan la posibilidad de castigar desviaciones, en dado caso de que se realice un acuerdo.

Aunado a lo anterior, es muy importante asegurar que los requisitos para entrar en las subastas no se transformen en mecanismos que estén disuadiendo la entrada de participantes o impongan barreras a la entrada a participantes de menor tamaño. Concretamente, se debe revisar el Capítulo VII, numeral 4.2, inciso 1. d), en el cual se establecen "cantidades mínimas

de ofertas en las subastas", con el objetivo de "evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido".

Finalmente, se recomendó diseñar las subastas de tal manera que aseguren la capacidad del mercado eléctrico en el futuro, y así evitar la posible falta de generación eléctrica derivada de un aumento en la demanda futura. A manera de ejemplo, la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) en Reino Unido ha implementado "subastas obligatorias", las cuales condicionan las licencias de grandes generadores integrados verticalmente para que pongan a disposición del mercado entre 10 y 20% de su electricidad; asegurando así que el suministro eléctrico sea suficiente para satisfacer su demanda proyectada a finales de la década.

La SENER mencionó que:

> *"Los temas de este comentario serán considerados para la elaboración de una versión final de las Bases, las cuales incorporan un nuevo diseño de subastas.*
>
> *Este diseño busca minimizar los costos de adquisición de los distintos productos para el suministro básico".*

Al respecto la COFEMER toma nota de la respuesta proporcionada por la SENER y observa que en el anteproyecto se realizarán las subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como las Subastas de Mediano y Largo Plazo, con los que se busca minimizar los costos de adquisición de los distintos productos para el suministro básico.

4) En el Capítulo VII, apartado 4.2, regla 4, inciso c), fracción ii, se establece que los productos ofrecidos por los generadores en las subastas de largo plazo para potencia, energía limpia y CEL son:

> *"i. Una cantidad fija de Potencia en un Sistema Eléctrico específico para cada año del periodo del contrato; ii. Una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del contrato, entregada en el Mercado del*

9

*Día en Adelanto, vía Transacciones Bilaterales Financieras al NodoP distribuido que representa la distribución promedio de carga en el año anterior a la subasta, y iii. Una cantidad fija de Certificados de Energías Limpias en cada año durante la vigencia del contrato."*

Al respecto, recomendó justificar si es factible que los participantes del mercado cumplan con la obligación de comprometer una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del contrato para el mercado del día en adelanto, toda vez que esto podría establecer una restricción para que los Generadores participen en el mercado eléctrico mayorista, al tener que cumplir con una cantidad fija a través de un contrato de cobertura para cada hora durante un periodo de 10 años.

En su respuesta, la SENER, comentó lo siguiente:

*"Los temas de este comentario serán considerados para la elaboración de una versión final de las Bases, las cuales incorporan un nuevo diseño de subastas."*

Asimismo, se observa que el anteproyecto establece lo siguiente:

*"14.3.6 Los Generadores podrán presentar diversas ofertas independientes. Los Generadores podrán presentar sus ofertas como paquetes de uno o más de los tres productos incluidos en la subasta: Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energías Limpias, a fin de establecer una proporción fija de los productos que se venderán. Por lo anterior, en cada oferta el Generador deberá definir las siguientes cantidades de productos que desea incluir en cada paquete de productos ofrecido:*

*(a) Una cantidad fija de Potencia en una zona de Potencia específica o un sistema interconectado específico expresada en MW, durante cada año de los primeros 15 años del contrato; y/o*

*(b) Una cantidad de Energía Eléctrica Acumulable en una zona de generación específica, expresada en MWh por año, durante cada año de los primeros 15 años del contrato; y/o*

*(c) Una cantidad fija de Certificados de Energías Limpias, expresada en CEL por año, durante cada año de los 20 años correspondientes del contrato."*

En razón de lo anterior, la COFEMER toma nota de la respuesta proporcionada y observa que en la nueva versión del anteproyecto, los generadores deberán presentar sus ofertas comprometiendo cantidades fijas de potencia, energía eléctrica acumulable o CELs, durante cada año, hasta el vencimiento de la vigencia del contrato, por lo cual esta Comisión observa que esta modificación podría ser más viable para los generadores que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista.

5) En el Capítulo I, apartado *Etapas de Implementación*, punto 3, recomendó precisar las fechas exactas de entrada en vigor de las etapas de implementación que correspondan a las BME, por ejemplo, en el caso de los mercados del día en adelanto y en tiempo real, se observa que la entrada en operación del mercado en segunda etapa es en 2018, sin precisar el día y el mes de implementación, por lo que sería recomendable establecer fechas precisas para brindar certidumbre a los particulares.

En relación con la opinión de la COFEMER, la SENER mencionó que:

*"Se toma en cuenta el comentario"*

No obstante, en la revisión realiza por la COFEMER se observa que los plazos establecidos serán los siguientes:

Tabla 3. Etapas de implementación de las BME

| Mercado / Subasta | Pruebas (1ª etapa) | Operación (1ª etapa) | Operación (2ª etapa) |
|---|---|---|---|
| Mercado del día en adelanto y mercado en tiempo real | Septiembre de 2015 | 31 de diciembre de 2015 (Operación del mercado del día en adelanto: 1 de enero de 2016) | Entre 2017 y 2018, de acuerdo con el componente específico. |
| Subastas de largo plazo para Potencia, energía limpia y CEL | Publicación de bases de licitación: A partir de octubre de 2015 (para contratos que inician en 2018). | (Adjudicación de contratos: primer trimestre de 2016.) | |
| Subastas d Derechos Financieros de | A partir de septiembre de 2016. | A partir de noviembre de 2016. | Enero 2017 |

| Mercado / Subasta | Pruebas (1ª etapa) | Operación (1ª etapa) | Operación (2ª etapa) |
|---|---|---|---|
| Transmisión[a] | | | |
| Mercado de potencia | Octubre de 2016 | Febrero de 2017 | |
| Subastas de mediano plazo para energía | Octubre de 2016. | | |
| Mercado de CEL | 2018 | 2018 ó 2019, en función del periodo de obligación establecido por la Secretaría y lo determinado en Disposiciones Operativas del Mercado. | |

Sobre el punto en comento, la COFEMER toma nota de la respuesta proporcionada por la SENER, ello, considerando que únicamente postergo las fechas de implementación sin establecer una fecha precisa para la implementación de dichos mercados, como recomendó esta Comisión en el Dictamen Total (No Final).

6) En el Capítulo II, apartado 5.4, regla 5) se establece que *"un Usuario Calificado Participante del Mercado podrá, a su elección, informar al CENACE que otro Participante del Mercado tiene el derecho de ordenar la desconexión del servicio de dicho Usuario Calificado. Este derecho solo puede ser revocado por el Participante del Mercado que lo obtuvo".*

Al respecto, esta Comisión sugirió a la SENER que dentro del anteproyecto se establezca la manera en que la autoridad va a comprobar que dicha acción se cumpla.

Sobre la petición que nos ocupa, la COFEMER, observa que esa Secretaría no incluyo ninguna justificación, por lo que se recomienda que la SENER considere la recomendación que nos ocupa, previo a la publicación de las BME.

7) La COFEMER recomendó definir en el Capítulo II, el concepto "Regiones de Reserva", a que se refiere el Capítulo III, apartado 4, regla 2), inciso f), fracción i, como se muestra a continuación:

*"El CENACE se debe asegurar que la reserva está distribuida a lo largo de todo el Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de que haya suficiente reserva en todas las regiones delimitadas por restricciones de transmisión así como para mantener el balance carga-generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera. Para tal efecto:*
*i. Se establecerán regiones de reservas de acuerdo con la topología de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional."*

En la respuesta de la SENER mencionó que la definición de las "Regiones de Reserva", se establecerán en las Disposiciones Operativas.

Por lo anteriormente expresado, la COFEMER reitera la sugerencia vertida en el Dictamen Total (No Final), toda vez que en el presente instrumento hace referencia a ese término, lo cual puede repercutir en una mala interpretación del mismo, lo que ocasionará incertidumbre a los sujetos obligados a cumplir con dicha regulación.

8) Con relación al Capítulo VI, apartado 2, regla 2) inciso l), la COFEMER observó que las prórrogas están prohibidas para ampliaciones de los plazos autorizados bajo la Licencia de Salida Programada, sin embargo se recomendó señalar bajo qué casos se pueden otorgar prorrogas de licencias.

*"l) Prórroga de Licencias de Salidas Programadas.*
*Al amparo de la Licencia de Salida Programada original; no se otorgarán extensiones o ampliaciones del plazo autorizado inicialmente. Si un Generador, representante de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportista o Distribuidor requiere continuar con su Salida por Mantenimiento después de la fecha autorizada en la Licencia de Salida Programada, deberá notificarlo anticipadamente al CENACE, en consecuencia deberá considerarse como una salida forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia. El CENACE establecerá los tiempos y los medios para las notificaciones."*

Para todo lo anterior, la SENER respondió de la siguiente manera:

*"Se prohíbe la prórroga de licencias de salidas programadas para asegurar que los Generadores, representantes de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas o Distribuidores realicen la planeación de sus salidas de forma eficiente. Adicionalmente, de esta forma se limita el comportamiento estratégico que éstos pudieran tener para afectar los precios del mercado.*

*En caso de requerir una prorroga en el corto plazo, la opción que existe es la de aplicar por una Salida Forzada, otorgándosele una Licencia de Emergencia, con las implicaciones que éstas conllevan.*

*Sin embargo, se prevé la opción de que los Generadores, representantes de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas o Distribuidores puedan realizar ajustes a los programas trimestrales de salidas, ya que los incentivos para comportamientos estratégicos son menores".*

Con base en lo anterior, la COFEMER concuerda con la información proporcionada por la SENER.

Adicionalmente, la SENER identificó nuevas acciones regulatorias derivadas de la modificación del anteproyecto, tanto en la versión enviada el 27 de agosto como en la del 3 de septiembre, mismas que se presentan en la siguiente tabla proporcionada por la SENER:

Tabla 4. Acciones regulatorias adicionales identificadas por la SENER.

| Artículos Aplicables | Acción regulatoria | Justificación |
|---|---|---|
| 4.1 Causas de suspensión de las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista | Restricción | El CENACE puede suspender las operaciones del Mercado de Energía y Servicios Conexos de un Día en Adelanto y de Tiempo Real, parcial o totalmente, cuando se presente alguna de las siguientes contingencias:<br>(a) Se presente alguna de las condiciones que definen al Estado Operativo de Emergencia listadas en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE, y no sea posible realizar las operaciones del Mercado;<br>(b) Ocurra una afectación en el servicio de magnitud relevante;<br>(c) Las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista no puedan realizarse de manera normal debido a fallas en el hardware, software o sistemas de comunicaciones que el CENACE utiliza para realizar dichas operaciones, o<br>(d) Se presente alguna situación de emergencia que inhabilite el uso del control de operación del CENACE, y no pueda recurrirse al uso inmediato de la infraestructura, |

| Artículos Aplicables | Acción regulatoria | Justificación |
|---|---|---|
| | | personal y equipo en alguna sede alterna.<br>Estas medidas son necesarias en virtud de que ante la ocurrencia de la contingencia a y b, el CENACE pudiera tener que adoptar medidas que salen de la operación eficiente del mercado para garantizar la confiabilidad del Sistema eléctrico Nacional y el suministro a la población.<br>En caso de dichas ocurrencias pudiera recurrir al despacho fuera de mérito (basado en costos) para atraer al sistema aquellos recursos que sean necesarios para la continuidad del servicio.<br>De la misma forma, en caso de presentarse las contingencias c y d, el CENACE no tendría forma de continuar con la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Sin embargo, el prever dichas situaciones genera mayor certidumbre entre los participantes ya que se especifica la forma en que el CENACE tendría que compensar a los Participantes en caso de dichas ocurrencias.<br>Adicionalmente, se contempla que la suspensión de operaciones del mercado se podrá declarar en todo el Sistema Eléctrico Nacional o solo en las regiones del sistema que requieren dicha suspensión, a fin de que promover que las operaciones del Mercado continúen en las regiones donde esto sea factible. |
| 4.4 Restauración de operaciones del Mercado de Energía y Servicios Conexos de un Día en Adelanto y de Tiempo Real | Obligación | El CENACE puede solicitar información a los Participantes de Mercado sobre sus actividades antes, durante o después de la suspensión de operaciones, en los términos que se establezcan en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.<br>Esto se estipula a fin de realizar el proceso de detección de causas y eventos que dieron origen a que se suspendiera el mercado. En virtud de que la suspensión afecta el suministro es necesario que los PM brinden la información necesaria al CENACE para que éste haga sus diagnósticos y establezca las medidas correctivas necesarias. |
| 4.5 Precios del mercado de Energía y Servicios Conexos de un Día en Adelanto y de Tiempo Real | Obligación | A fin de cubrir los costos en casos de emergencia o suspensión del mercado, estos se repartirán entre las Entidades Responsables de Carga en proporción de la energía demanda, esto asegura equidad en la contribución de que hacen los usuarios para garantizar la continuidad del servicio. |
| 4.5 Precios del mercado de Energía y Servicios Conexos de un | Beneficio | Los Participantes del Mercado que hayan atendido las instrucciones emitidas por el CENACE durante la |

| Artículos Aplicables | Acción regulatoria | Justificación |
|---|---|---|
| Día en Adelanto y de Tiempo Real | | suspensión del Mercado pueden recibir compensaciones adicionales cuando se demuestre que los precios calculados por el CENACE conforme a este apartado no son suficientes para cubrir con sus costos de combustibles, operación y mantenimiento.<br>Se especifica la opción de recibir esta compensación en reconocimiento de que los precios calculados conforme a la sección en comento no sean suficientes para atender los costos marginales de quienes hayan atendido las instrucciones. Es importante reconocer estos costos para generar los incentivos correctos a fin de que se atiendan las instrucciones del CENACE en casos de emergencia o suspensión del mercado.<br>En el manual de prácticas se especificará el procedimiento para solicitar este beneficio. |
| 6.6.1 (d), 14.3.5 (d)(i)(B) y 18.1.6 | | Se adecuan la redacción para que exista congruencia en las referencias. |
| 14.3.5 (f) (i) | | El numeral se modificó como sigue:<br><br>*"El CENACE, con base en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas" emitido por la Secretaría,* ***publicará mediante el Sistema de Información del Mercado*** ~~***estimará***~~ *la diferencia esperada entre el Precio Marginal Local de energía eléctrica (incluyendo los componentes de congestión y pérdidas) en cada zona de generación y en el Sistema Eléctrico Nacional, ambos en valor nivelado durante el plazo considerado en la subasta. La publicación inicial se realizará a más tardar en el día de emisión de las bases de licitación o su equivalente, y en caso de requerir actualizaciones, los valores finales se publicarán antes de la fecha de recepción de las ofertas correspondientes, en los términos del Manual de Prácticas del Mercado."*<br><br>La SENER señaló que realizó esta modificación porque había una incongruencia en la redacción debido a que el inciso (i) decía que el CENACE hace la estimación de diferencias esperadas de precios, mientras el inciso (iii) decía que la Secretaría la calcula. Por lo tanto, había un conflicto obvio entre los dos incisos. |
| 14.3.5 (f)(iii) | | El numeral se modificó como sigue:<br><br>"Para realizar la evaluación de ofertas en cada subasta, el |

| Artículos Aplicables | Acción regulatoria | Justificación |
|---|---|---|
| | | CENACE ajustará el precio ofertado por el Generador, sumando a ello el valor esperado de la diferencia de los precios **pronosticados** ~~calculado~~ por la Secretaría para la zona de generación en la cual se hace la oferta. Esta oferta ajustada será la que se utilice en la evaluación de cada oferta.<br><br>Se aclara este sub-inciso, para especificar que la SENER calcula los pronósticos de precios, sin que la SENER necesariamente calcule las diferencias. Esto también permite guardar congruencia con el 14.3.5 (d) (i). |

Por lo anteriormente expuesto, esta Comisión considera adecuadas las obligaciones identificadas por la SENER, y las justificaciones vertidas en el documento anexo[23] donde responde los comentarios de la COFEMER sobre acciones regulatorias.

*C. Impacto en la Competencia*

De conformidad con lo previsto en el artículo 9 del *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*[24], el anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), desde el día en que ingresó a la COFEMER, a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia.

En atención a lo anterior, la COFEMER señaló en el Dictamen Total (No final) que recibió el 15 abril de 2015, el oficio emitido por la COFECE, identificado con el número de oficio B00150023, el cual contiene su opinión en relación con los siguientes temas:

[23] Véase el archivo denominado 20150827124519_38526_Comentarios Particulares Compilado.docx

[24] Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA.

1. Certidumbre con respecto a la entrada y operación de los Participantes del Mercado

   a. Requisitos para ser Participante del Mercado.

   - Problemática. El capítulo II, numeral 5.2, inciso 6) del anteproyecto señala que se establecerán requisitos para cada modalidad de participación en el mercado; sin embargo, el anteproyecto establece rubros temáticos de los cuales se podrían desprender muchos requerimientos.
   - Recomendación. En conformidad con el artículo 96 de la LIE y con el artículo 80, fracción I, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE), el anteproyecto deberá precisar los requisitos específicos aplicables para cada modalidad.

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

> *"En la nueva versión de las Bases del Mercado se han modificado los requisitos para ser elegible a la firma de un contrato de Participante del Mercado:*
> *a) Capacidad Legal; se ajusta a Capacidad y representación legal.*
> *b) Calificación crediticia. Se ha eliminado este requisito, toda vez que las garantías que presentará un Participante del Mercado cubren sus pasivos conocidos y estimados.*
> *c) Capitalización. Se ajusta a Requisitos mínimos de capital.*
> *d) cumplimiento de requisitos financieros y crediticios. Se ajusta a Establecer la garantía financiera mínima con CENACE*
> *e) capacidad de las Centrales Eléctricas o el consumo de los Centros de Carga que serán representados en el mercado. Se ha eliminado este requisito.*
> *Asimismo se ha aclarado que los requisitos específicos se desarrollarán en el manual de prácticas del mercado."*

Al respecto, la COFEMER considera atendida la sugerencia de la COFECE, debido a que esa Dependencia ha incluido los requisitos que deberán ser considerados al momento de dela firma de un contrato de Participante del Mercado.

b. Requisitos de Crédito.

- Problemática. El Capítulo IX, numeral 1, inciso 5 establece los montos mínimos para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, pero a la vez, estos pueden ser definidos de maneras diferentes en los Manuales de prácticas de mercado, lo cual podría desincentivar la entrada o afectar proyectos en curso.
- Recomendación. La Comisión recomienda que los montos mínimos para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista se definan en las Bases, sin que exista la posibilidad de modificarlos a través de un instrumento distinto y posterior.

Al respecto, esa Secretaría respondió lo siguiente:

> *"Se modificó la redacción en las Bases del Mercado. En la nueva versión se considera una Garantía de Cumplimiento Básica (La garantía de cumplimiento que deberán presentar los interesados en celebrar un contrato de Participante del Mercado en los términos del artículo 98 de la Ley de la Industria Eléctrica) y una garantía adicional para cubrir sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista. El valor de la Garantía de Cumplimiento Básica de cada Participante del Mercado formará parte de su Monto Garantizado de Pago.*
> *Al respecto:*
> ***Monto Garantizado de Pago (MGP):** El valor total de las garantías otorgadas al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones que asuma cada Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la Garantía de Cumplimiento Básica.*
> ***Responsabilidad Estimada Agregada (REA):** La Responsabilidad Estimada Agregada de cada Participante del Mercado corresponderá a la suma de sus pasivos conocidos y sus pasivos potenciales estimados.*
> *Por lo anterior, se solicitarán las garantías requeridas para que el Participante del mercado cubra sus obligaciones de pago (REA)*, es decir MGP deberá ser siempre mayor o igual a la REA y así se evita que se exijan garantías de más o de *menos.*"

Con base en lo anterior, esta Comisión considera atendida la recomendación de la COFECE, debido a que con la modificación al numeral sobre la determinación de los montos de pago dentro de las BME se otorga certidumbre a los posibles participantes interesados.

c. Unidad de Vigilancia de Mercado.

- Problemática. El capítulo II, numeral 1) define a la Unidad de Vigilancia de Mercado como aquella unidad de la SENER o la CRE, o bien un ente contratado por las anteriores. En otras palabras, el anteproyecto no delimita con precisión las funciones de esta Unidad.
- Recomendación. La Comisión sugiere que el anteproyecto delimite con precisión las actividades y/o funciones que pudiera llevar a cabo, en su caso, el ente contratado por la SENER o la CRE para apoyar sus labores respecto a la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, se debe establecer con claridad que los actos de autoridad derivados de las funciones de vigilancia se ejercerán únicamente por la SENER o la CRE.

La justificación de la SENER a la sugerencia anterior fue la siguiente:

> *"El apartado correspondiente a la Vigilancia del Mercado se modificó con el fin de darle mayor claridad y coherencia con la LIE y demás legislación relacionada. Se diferencian las funciones de autoridad que llevará a cabo la Unidad de Vigilancia y las funciones de análisis que llevaría a cabo el ente externo, en caso que se decida contratarlo. Se establece asimismo que los actos de autoridad los llevará a cabo SENER durante el primer año de operación del mercado eléctrico, y la CRE una vez que transcurra dicho periodo."*

Por lo anterior, esta Comisión opina que la SENER atiende la recomendación de la COFECE, al precisar las funciones que le competen a la Unidad de Vigilancia, entre las cuales se destacan: el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las BME.

d. Solicitudes de Análisis.

- Problemática. El capítulo II, numeral 2.6, incisos b) iv, c) iv y d) iv, establecen que, de las solicitudes de análisis que todo participante de mercado puede hacer ante el Comité Consultivo, sólo en el caso de los criterios y procedimientos de operación es que las solicitudes serán públicas y enviadas al director del CENACE.
- Recomendación. La Comisión recomienda establecer que se hagan públicas todas las solicitudes de análisis presentadas por los Participantes del Mercado, así como las respuestas de los Comités Consultivos.

Al respecto, esa Dependencia planteó lo siguiente:

> *"Se contempla que el CENACE tenga un sitio de internet para la recepción de solicitudes de modificación y todas ella sean públicas. Se ha realizado actualización a la redacción del capíuulo para brindar mayor claridad."*

La COFEMER considera positivo que el CENACE publique en su página electrónica las solicitudes de análisis.

e. Solución de controversias.

- Problemática. El capítulo II, numeral 8 de las Bases, que trata sobre la resolución de controversias, no especifica, para el inciso 1), la manera en que procedería una indemnización derivada de una controversia resuelta en favor de un Participante del Mercado.
- Recomendación. Se debe especificar dicho procedimiento de resolución.

Para justificar la recomendación de la COFECE, esa Secretaría responde lo siguiente:

*"...Cuando la resolución dictada por el CENACE sea en favor del Participante del Mercado, la misma deberá especificar con suficiente claridad la forma en que operará la rectificación correspondiente y, en su caso, los cálculos realizados..."*

*"...En lo no previsto en estas bases o en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, aplicará supletoriamente la Ley Federal de Procedimiento Administrativo..."*

*El Manual de Prácticas del Mercado describirá el detalle del procedimiento, que incluye, entre otras cosas, determinar, en su caso, el pago de gastos y costas."*

De la respuesta vertida, esta Comisión toma nota, sin embargo hubiese resultado conveniente que las BME describiera el procedimiento de controversias referido por la COFECE, por lo que se recomienda a la SENER su establecimiento en las propias Bases o en algún instrumento subsecuente.

f. Incumplimiento.

- Problemática. El apartado 6, numeral 3), inciso g) del capítulo II, señala las sanciones que la CRE aplicará por incumplimiento a las responsabilidades de los participantes del mercado, sin embargo, la sanción iii) es ambigua.
- Recomendación. Se debe precisar el alcance de la sanción relativa a la restricción de participación en el Mercado. Asimismo, toda sanción debe encontrar un fundamento originario en ley.

Para la recomendación anterior, la SENER respondió lo siguiente:

*"Para atender esta petición se desarrolló el capítulo 2.9 "Procedimiento para restringir o suspender la participación de quienes incurran en incumplimientos graves a las Reglas del Mercado". El apartado detalla las causas por las cuales el CENACE podrá restringir la operación del Participante del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista.*

*El fundamento legal se ubica en la Ley de la Industria Eléctrica*

*Artículo 102.- El CENACE deberá restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista a quienes incurran en incumplimientos graves a las Reglas del Mercado, sin requerir la intervención previa de autoridad alguna, en tanto no regularicen su situación y no cubran las obligaciones derivadas de sus incumplimientos."*

La COFEMER considera cabalmente atendida la sugerencia de la COFECE, toda vez que la SENER precisa el fundamento jurídico mediante el cual estará basado la restricción que aplicará la autoridad en caso de incumplimiento.

2. Barreras de acceso al Mercado Eléctrico Mayorista

a. Falta de Capacidad Financiera.

- Problemática. El artículo 55 de la LIE menciona que la SENER podrá intervenir al Suministrador de Servicios Básicos que incumpla con sus obligaciones de pago o de garantía frente al CENACE. Al respecto, el Capítulo IX, numeral 2, inciso 4) del anteproyecto establece que los Suministradores Básicos están obligados a mantener su Responsabilidad Estimada Agregada en un valor menor al 50%; de no cumplir con esto se considera un incumplimiento en las obligaciones de pago frente al CENACE. Derivado de esto, el inciso 6) del numeral en comento menciona que los Participantes del Mercado deberán restablecer su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los tres días naturales posteriores a la notificación del inciso 4), bajo amenaza de que el CENACE suspenda temporalmente la línea de crédito del participante involucrado.
- Recomendación. La Comisión considera que el plazo de tres días para que los Participantes del Mercado cumplan con sus obligaciones ante el CENACE es muy reducido; por lo que se recomienda ampliar dicho plazo.

Sobre el particular, esa Dependencia responde en el numeral 9.2 del documento anexo, lo siguiente:

> *"La redacción de todo el capítulo 2.7 se modificó para redactarlo como "Terminación del contratos de Participante del Mercado" y se agregó el capítulo 2.9 " Procedimiento para restringir o suspender la participación de quienes incurran en incumplimientos graves a las Reglas del Mercado". Asimismo se eliminó el capítulo 9.2 "Restricción, Suspensión y Terminación de Contratos por Falta de Capacidad Financiera"*
> *La nueva redacción elimina lo comentado, el único requisito es que el Monto Garantizado de Pago sea igual o mayor que la Responsabilidad Agregada.*
> *Al respecto:*
> ***Monto Garantizado de Pago (MGP):** El valor total de las garantías otorgadas al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones que asuma cada Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la Garantía de Cumplimiento Básica.*
> ***Responsabilidad Estimada Agregada (REA):** La Responsabilidad Estimada Agregada de cada Participante del Mercado corresponderá a la suma de sus pasivos conocidos y sus pasivos potenciales estimados.*

Al respecto, la COFEMER toma nota de la justificación de esa Secretaría, en el sentido de que modificó el capítulo 2.7 del anteproyecto y considera que la recomendación no es procedente.

b. Contratos de Largo Plazo para Potencia.

- Problemática. El Capítulo II, numeral 1, contempla Subastas de Largo Plazo para Potencia, en las cuales los Suministradores Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores para Potencia con vigencia de 10 años.
- Recomendación. Se recomienda valorar la posibilidad de aumentar la vigencia de los contratos de largo plazo para favorecer las condiciones de entrada respecto a aquellos participantes interesados en invertir en proyectos de infraestructura que requieran periodos de recuperación de inversiones mayores al plazo señalado.

9

Al respecto, la SENER indicó lo siguiente:

*"La vigencia de los contratos se ampliará a 15 años en el caso de energía y potencia y a 20 años en el caso de energía limpia."*

Por lo anterior, la COFEMER considera atendida la sugerencia de la COFECE.

c. Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables.

- Problemática. Para determinar los Derechos Financieros de Transmisión de CFE —como único Suministrador Básico hasta esta fecha—, se considera el consumo de todos los usuarios existentes hasta antes de la entrada en vigor de la LIE.
- Recomendación. Se sugiere precisar si los Centros de Carga podrán llevarse consigo los Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL); es decir, si estos serán portables. En caso contrario, debe considerarse que si los usuarios que actualmente cuentan con DFTL desean cambiar de suministrador, incurrirían en costos de cambio (switching costs), lo que podría otorgar una ventaja indebida en favor de la CFE.

Sobre la sugerencia vertida, esa Secretaría respondió lo siguiente:

*"La representación de los Contratos de Interconexión Legados en el mercado no reportará perjuicio o beneficio alguno a sus titulares. Dichos contratos serán liquidados de conformidad con establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.*

*El generador de intermediación que represente en el mercado a las centrales eléctricas y centros de carga incluidos en los contratos de interconexión legados reportará el balance neto de sus operaciones (liquidaciones a los titulares bajo la LSPEE y liquidaciones en el mercado bajo la LIE) al CENACE, quien distribuirá la insuficiencia o excedente financiero entre todos los participantes del mercado.*

*Por otro lado, si el titular de un contrato de interconexión legado decide llevar a mercado a parte o toda la capacidad incluida en su contrato, podrá libremente elegir entre celebrar un contrato de Participante del Mercado o ser representado por otro Participante del Mercado, según convenga a sus intereses."*

Con base en lo anterior, la COFEMER considera que los argumentos de la SENER validan las disposiciones planteadas en las BME, ya que precisa las condiciones las que el titular de un contrato de interconexión podrá elegir su rol de participación en el mercado eléctrico.

3. Condiciones que podrían propiciar la salida injustificada de los Participantes del Mercado.

a. Deterioro de Capacidad Financiera.

- Problemática. El Capítulo II, numeral 5.1, inciso 3) del anteproyecto establece que la suscripción del contrato de Participante del Mercado implica que estos se sujetarán a las condiciones de restricción, suspensión o cancelación de los derechos derivados de dicho contrato en casos específicos, entre los que destaca el inciso v). "deterioro de su capacidad financiera o de crédito", el cual resulta sumamente ambiguo.
- Recomendación. Se debe precisar el inciso mencionado.

De la sugerencia, expuesta por la COFECE, esa Secretaría responde lo siguiente:

*Aceptado para incorporación en Disposiciones Operativas*
*Los comentarios de estos temas serán regulados a nivel Disposiciones Operativas de Mercado.*

La COFEMER toma nota de la justificación expuesta, en el sentido de que el comentario anterior será atendido en las Disposiciones Operativas que diseñará la SENER.

b. Procedimientos de cancelación.

- Problemática. Existe ambigüedad con respecto al término "violación grave", el cual aparece en el Capítulo II, numeral 7, inciso 1), h), en referencia a que el CENACE podrá

ejecutar procedimientos de cancelación de un contrato sin aplicar los periodos de espera cuando el Participante incurra en "violaciones graves" al Código de Conducta.

- Recomendación. Hace falta definir las características que constituirían una violación grave del Código de Conducta.

Al respecto, esa Secretaría responde de la siguiente manera:

> *"Las responsabilidades de los Participantes del Mercado, de las cuales se derivarán las violaciones respecto al Código de Conducta, serán establecidas en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente que al efecto emita el CENACE.*
> *La CRE será facultada para interpretar el Código de Conducta. Dicha institución:*
> - *Notificará al presunto responsable la violación que se le imputa, el cual tendrá la oportunidad de presentar alegatos y evidencias que considere pertinentes.*
>
> *Hará la valoración de las pruebas y alegatos del presunto responsable para determinar la existencia de cualquier violación al Código de Conducta."*

En virtud de lo anterior, la COFEMER toma nota de la respuesta de la SENER, sin embargo considera importante que se establezca con claridad el código de conducta que pudiera violar el participante, con la finalidad de que cuente con certeza jurídica al respecto.

c. Reglas de despacho.

- Problemática. No se definen criterios para "comprobar la capacidad de seguir instrucciones", mencionada en el Capítulo V, numeral 3.5, inciso 3) b), el cual se refiere a que aquellas Unidades de Central Eléctrica que no hayan seguido las instrucciones de despacho en tres intervalos previos, recibirán el tratamiento de "no despachables" hasta comprobar su capacidad de seguir instrucciones.
- Recomendación. Se deben establecer criterios para comprobar la capacidad de seguir instrucciones.

Al respecto, esta Comisión observa que la SENER no se pronunció sobre la recomendación realizada por la COFECE, motivo por el cual se recomienda valorar la pertinencia de establecer criterios para comprobar la capacidad de seguir instrucciones, antes de la emisión del anteproyecto.

d. Recolección de datos e información para el Modelo de la Red Física.

- Problemática. El Capítulo V, numeral 1, inciso 16) del anteproyecto menciona que los Participantes del Mercado que no proporcionen la información requerida 60 días antes para la fecha de transición al nuevo Modelo de la Red Física serán excluidos de la posibilidad de interconectar sus instalaciones a la red o representar esas instalaciones en el mercado hasta la siguiente actualización del Modelo de la Red Física, la cual es – al menos – cada seis meses.
- Recomendación. Se sugiere evaluar la posibilidad de que los Participantes del Mercado interconecten nuevamente sus instalaciones en el menor tiempo posible, una vez que regularicen su situación, pues las sanciones contempladas en el anteproyecto para aquellos participantes que no entreguen la información requerida por el CENACE, podría resultar excesiva.

Al respecto, la SENER respondió de la siguiente manera:

*"El Modelo de la Red Física consiste en una base de datos donde se concentran los parámetros eléctricos y la representación de los equipos de conexión, incluyendo todas las restricciones operativas. Dicho modelo será utilizado para el despacho y la asignación acorde a la oferta y la demanda, mismas que varían en el tiempo. Lo anterior, hace necesario que el Modelo de la Red Física sea actualizado y que cuente con la información que garantice el despacho y la asignación óptima. El CENACE actualizará el modelo y los Participantes del Mercado proporcionarán la información a través de datos técnicos.*

*Es importante que los Participantes del Mercado entreguen la información requerida 60 días antes de la fecha de transición (fecha en la cual se comenzará a utilizar un nuevo Modelo de la Red Física), debido a que el CENACE actualizará el Modelo y comenzará pruebas 45 días antes de la fecha de transición.*

*El que los participantes no proporcionen información en ese tiempo estipulado, provocará que el Modelo no considere las condiciones reales, afectando la Operación y Confiabilidad del Mercado. Es por ello, que se considera que los Participantes en incumplimiento serán excluidos de la posibilidad de interconectar sus instalaciones a la red o de representar esas instalaciones en el mercado, hasta la siguiente actualización del Modelo de la Red Física,"*

Al respecto, esta Comisión opina que los planteamientos de la SENER validan la información contenida en el anteproyecto, toda vez que la entrega oportuna de la información técnica de parte del participante, es fundamental para que el que el Modelo de la Red Física sea actualizado con la finalidad de garantizar el despacho y la asignación óptima.

e. Generador de Intermediación.

- Problemática. El Capítulo X, numeral 3, inciso 2), a), señala que la administración de los Contratos de Interconexión Legados estará a cargo del Generador de Intermediación que la SENER determine (pudiendo ser una subsidiaria o filial de la CFE u otro organismo que celebre el convenio con CFE); este continuará calculando las liquidaciones de los Titulares de Contratos de Interconexión Legados con sustento en las disposiciones de los contratos existentes antes de la vigencia de la LIE.

- Recomendación. Se considera que la medida limita la posibilidad de que estos participantes elijan libremente al Generador que más favorezca a sus intereses. Asimismo, se recomienda considerar la posibilidad de que un tercero ajeno a CFE funja como Generador de Intermediación.

*"La representación de los Contratos de Interconexión Legados en el mercado no reportará perjuicio o beneficio alguno a sus titulares. Dichos contratos serán liquidados de conformidad con establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.*

*El generador de intermediación que represente en el mercado a las centrales eléctricas y centros de carga incluidos en los contratos de interconexión legados reportará el balance neto de sus operaciones (liquidaciones a los titulares bajo la LSPEE y liquidaciones en el mercado bajo la LIE) al CENACE, quien distribuirá la insuficiencia o excedente financiero entre todos los participantes del mercado.*

*Por otro lado, si el titular de un contrato de interconexión legado decide llevar a mercado a parte o toda la capacidad incluida en su contrato, podrá libremente elegir entre celebrar un contrato de Participante del Mercado o ser representado por otro Participante del Mercado, según convenga a sus intereses."*

Sobre la justificación vertida, esta Comisión toma nota de la respuesta de la SENER, no obstante hubiese resultado conveniente que la SENER respondiera respecto a la posibilidad de que un tercero ajeno a CFE funja como Generador de Intermediación, planteada por la COFECE.

4. Subastas

- Problemática. El anteproyecto contempla la implementación de subastas en diferentes momentos de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, existen aspectos del diseño e implementación de dichas subastas que aún no han sido definidos.
- Recomendación. Se sugiere que la COFECE colabore con las autoridades correspondientes para diseñar que las subastas previstas por las Bases promuevan una mayor competencia y libre concurrencia. Asimismo, se debe revisar que el requisito de "evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido (...), mediante el establecimiento de cantidades mínimas de ofertas en las subastas en los Manuales de Prácticas del Mercado" (Capítulo VII, numeral 4.2, inciso 1) d), no se traduzca en una barrera que afecte a los participantes de menor tamaño.

Al respecto, esta Comisión observa que la SENER no se pronunció sobre si tomaría en cuenta a la COFECE para el diseño de las subastas correspondientes, asimismo se

observa que la disposición "evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido", no se encuentra en la última versión del anteproyecto.

5. Comités Consultivos de Análisis de Reglas de Mercado

- Problemática. Las Bases establecen que los cambios a las Reglas del Mercado se oficializarán a través de la autorización de diversas entidades, entre las que destacan los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado.
- Recomendación. Es importante que las Bases establezcan con claridad que los Comités ejercen funciones meramente consultivas, pues la función normativa debe recaer únicamente en las autoridades reguladoras del sector. Asimismo, se recomienda evaluar la pertinencia de integrar a la SENER, la CRE, la Procuraduría Federal del Consumidor y a la COFECE (con poder de voz y voto) en aquellos Comités Consultivos que tengan a su cargo temas relevantes para sus áreas de competencia.

Sobre la sugerencia de la COFECE, esa Secretaría responde de la siguiente manera:

*Se está de acuerdo con el comentario de que la función normativa debe recaer única y exclusivamente en las autoridades reguladoras del sector, se ha realizado actualización a la redacción del Capítulo.*

En virtud de lo anterior, se da por atendida la sugerencia de la COFECE.

Además, es importante se señaló en el Dictamen Total (No Final) que la COFECE destacó diversas limitantes que en su opinión, debían ser tomados en cuenta, referente a lo siguiente:

*"a. [...] Es importante señalar que al momento de la elaboración de la presente opinión no se han emitido ni propuesto las Disposiciones operativas del mercado, las cuales complementan de manera*

*importante el contenido y alcance de las Bases. En este sentido, no fue factible analizar las Disposiciones y las Bases en su conjunto.*

*b. Las Bases establecen conceptos, esquemas y procedimientos inéditos y de alta complejidad técnica, que son difíciles de evaluar desde una perspectiva de competencia, pues su operación depende de factores múltiples, incluyendo aspectos de implementación y la propia de maduración del Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual es difícil de analizar en una fase embrionaria.*

*Por lo anterior, la COFECE se pronuncia únicamente sobre aspectos del anteproyecto que podrían promover de mejor manera el proceso de competencia y libre concurrencia [...] sin que ello signifique que los aspectos no abordados hayan sido evaluados..."*

Sin perjuicio de lo anterior, la COFEMER incluyó la liga electrónica[25] con la opinión completa de la COFECE, ello con la finalidad de que la SENER se pronunciara respecto de cada una de las sugerencias vertidas, y de resultar procedentes, se efectúen las adecuaciones necesarias al anteproyecto para evitar o minimizar los efectos identificados en la competencia y libre concurrencia por dicha autoridad.

Al respecto, la SENER indicó lo siguiente:

*"...Se han tomado en cuenta los comentarios que ha emitido la COFECE y el nuevo anteproyecto de Bases es el resultado de incorporar diversas de ellas. La respuesta puntual a cada uno se encuentra incluida en el archivo anexo de respuesta de comentarios."*

Por lo anteriormente expuesto, la COFEMER toma nota de los argumentos incluidos a las observaciones hechas por la COFECE y de las justificaciones vertidas al respecto dentro del documento anexo a la MIR.

[25] http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/14362

*D. Costos y Beneficios*

En relación con los costos y beneficios que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares o industria, en el Dictamen Total No Final, la COFEMER recomendó lo siguiente:

Costos:

1) Estimar el costo de los siguientes trámites:

- Entrega de información relacionada con la confiabilidad;
- Reporte de contratos bilaterales de potencia;
- Envío de pronósticos de disponibilidad;
- Verificación del sistema de medición;
- Notificación al CENACE de los retiros programados de las Centrales Eléctricas;
- Autorización para realizar aumento o reducción en la capacidad total de una Unidad de Central Eléctrica;
- Aviso de cambio de estudios de instalaciones o equipos conectados al SEN;
- Solicitud de licencia de emergencia, y
- Solicitud de licencia de salida programada.

2) Estimar el costo de oportunidad[26] de los trámites, a fin de evitar que la información reportada no se encuentre subestimada, y

3) Estimar el número de sujetos regulados que tendrán que cumplir con cada uno de los trámites y multiplicarlo por su costo unitario, con la finalidad de calcular su costo total.

[26] La pérdida de capital debido al tiempo que tarda en resolver la autoridad pertinente el trámite en cuestión.

Al respecto se observa que la SENER estimó los trámites anteriores con excepción del trámite "Entrega de información relacionada con la confiabilidad", debido a que éste fue eliminado del anteproyecto. A continuación se presenta el costo unitario de los trámites que crea el anteproyecto, junto con el costo de oportunidad y el número de sujetos regulados. Esta información en conjunto con la información reportada en la Tabla 3 del Dictamen Total (No Final) es la siguiente:

Tabla 4. Costos de los trámites en respuesta al Dictamen Total (No Final)

| Nombre del trámite | Costo de oportunidad | Costo Total Unitario (pesos) |
|---|---|---|
| Reporte de contratos bilaterales de potencia | 12.41 | 559.28 |
| Envío de pronósticos de disponibilidad | 0.41 | 656.66 |
| Verificación del sistema de medición | 6.20 | 779.64 |
| Notificación al CENACE de los retiros programados de las Centrales Eléctricas | 6.20 | 724.95 |
| Autorización para realizar aumento o reducción en la capacidad total de una unidad de Central Eléctrica | 12.41 | 887.41 |
| Aviso de cambio de estudios de instalaciones o equipos conectados al SEN | 8.27 | 289.52 |
| Solicitud de licencia de emergencia | 0.83 | 688.33 |
| Solicitud de licencia de salida programada | 12.41 | 574.91 |

Tabla 5. Costos de los trámites reputados en el Dictamen Total (No Final)

| Nombre del Trámite | Costo Total Unitario (pesos) |
|---|---|
| Solicitud de modificación a las Disposiciones Operativas del mercado | 1,250.00 |
| Registro y certificación de participantes del mercado | 3,187.50 |
| Entrega de Información de límites de seguridad | 703.13 |
| Presentar ofertas de compra en las subastas de derechos financieros de transmisión | 375.00 |
| Registro de las Entidades Responsables de Carga y Generadores de electricidad de las subastas de servicio básico | 210.94 |
| Presentar ofertas de compra en las subastas de servicios básicos | 257.81 |
| Presentar ofertas de venta en las subastas de servicios básicos | 257.81 |
| Aviso de paro forzado inmediato | 859.38 |

| Nombre del Trámite | Costo Total Unitario (pesos) |
|---|---|
| Registro de parámetros de costos y capacidad | 1,031.25 |
| Envío de pronósticos de carga y demanda de energía eléctrica | 687.50 |
| Envío de pronósticos de generación | 687.50 |
| Garantía de crédito de institución financiera | 1562.50 |
| Procedimiento de controversia entre el CENACE y los participantes del mercado | 1328.13 |
| Total | 12,398.45 |

Si se suman las cantidades totales de las tablas 4 y 5, se obtiene un costo total de $17,559.15 pesos, información que contrasta con la reportada por la SENER de $18,069.58 pesos, no obstante, de la información presentada, se puede deducir que esa Secretaría consideró un número aproximado de 30 solicitudes por tipo de trámite, lo cual multiplicados por el costo unitario de $17,559.15 pesos, se obtiene un costo de $526,774.57 pesos, por la carga administrativa que realicen los particulares.

Por lo anterior esta Comisión considera atendida la solicitud realizada a la SENER, en tanto que la información proporcionada permite estimar el costo de todos los trámites previstos en el anteproyecto, con un valor aproximado de $526, 774 pesos.

4) En cuanto a las obligaciones reportadas en Dictamen Total (No Final), estimar el número de sujetos regulados que deberán cumplir con cada una de las obligaciones y multiplicarlos por el monto reportado por la SENER, con la finalidad de estimar el costo general de la carga administrativa.

Tabla 6. Costos de obligaciones

| Concepto | Monto | Costo de Oportunidad del capital | Base |
|---|---|---|---|
| Penalización por no cumplir las instrucciones del despacho en tiempo | 1,000.00 | 141.81 | Pesos por MWh de incumplimiento o dos veces el Precio Marginal Local del |

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

| Concepto | Monto | Costo de Oportunidad del capital | Base |
|---|---|---|---|
| real | | | Mercado de Tiempo Real |
| Monto que las Entidades Responsables de Carga deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 10,000.00 | 1,418.10 | Pesos por MW de demanda representada en el Mercado Eléctrico Mayorista |
| Monto que los generadores deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 2,500.00 | 354.53 | Pesos por MW de capacidad representada en el Mercado Eléctrico Mayorista |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 50,000.00 | 7,090.50 | Pesos por MW-año de Potencia a ofrecerse en las Subastas de Largo Plazo para Potencia y Energías Limpias |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 100.00 | 14.18 | Pesos por Certificado de Energías Limpias a ofrecerse en las Subastas de Largo Plazo para Potencia y Energías Limpias |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 250.00 | 35.45 | Pesos por cada MWh de posiciones a ofrecerse en las Subastas de Mediano Plazo para una participación de carga |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 100.00 | 14.18 | Pesos por cada MWh de Derechos Financieros de Transmisión a ofrecerse en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 100.00 | 14.18 | Pesos por cada MWh de transacciones virtuales o transacciones de importación y exportación a ofrecerse en el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real |
| Monto que todos los Participantes de Mercado deben de presentar para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista | 50,000.00 | 7,090.50 | Pesos por MW-año de Potencia a ofrecerse en el mercado de Potencia |
| Costo Unitario | 114,050.00 | 16,173.43 | |

Al respecto, esta Comisión observa que el costo de la carga administrativa por cumplir con las actividades contenidas en el anteproyecto podría ser de $114,050 pesos en términos unitarios, mientras que si se considera una aproximación de 30 participantes identificados por la SENER, que tendrían que cumplir con dichas obligaciones o estar sujetos a las sanciones previas por el incumplimiento de las disposiciones establecidas en las bases del Mercado, el costo total de estas obligaciones podría ascender a $3,421,500.

En virtud de lo anterior, la COFEMER observa que los costos de las obligaciones y de los trámites contenidos en el anteproyecto podrían ascender a $3, 948,274 pesos, aproximadamente.

Beneficios:

En relación con los beneficios reportados por la SENER, recomendó proporcionar la siguiente información:

1) Estimar, el número de permisionarios y las ventas en MW y pesos, que los generadores de energía con fuentes convencionales y limpias realizaban a la CFE, con la finalidad de determinar el *status quo*, antes de la implementación de la reforma energética.

   Al respecto, la SENER respondió de la siguiente manera:

   *"En 2014, las centrales eléctricas destinadas al servicio público produjeron 258,256 GWh, mientras que las centrales eléctricas privadas en sus diferentes esquemas de generación generaron 43,206 GWh. Del total de energía para el servicio público, 66.8% corresponde a centrales propiedad de CFE, el 33.2% restante corresponde a a centrales de Productores Independientes de Energía.*
   *En ese mismo año, la capacidad total ascendió a 65,452 MW, de los cuales 16,921 MW corresponde a tecnologías limpias de generación y los 48,530 restantes corresponden a tecnologías convencionales de generación. Asimismo, se generaron 301,462 GWh de los cuales 61,526 corresponden a generación limpia (20.4%), mientras que 239,936 GWh se generaron a partir de tecnologías convencionales.*

*La generación para el servicio público se corresponde con un monto de 328,197.6 millones de pesos por concepto de productos por la venta de energía; cabe mencionar que esta cifra no incluye la parte correspondiente los esquemas de participación de agentes privados en el régimen anterior."*

Al respecto, esta Comisión considera parcialmente atendida la solicitud realizada en tanto que la SENER proporcionó información en MW sobre la capacidad de energía que se vendió en 2014, así como de la energía generada en GWh, sin embargo, hubiese sido conveniente desglosar la cantidad de energía vendida en pesos por tipo de tecnología por parte del sector privado.

2) Estimar el incremento esperado en el número de generadores y las ventas que podrían realizar por la entrada en el mercado eléctrico mayorista por la generación de electricidad con fuentes convencionales y fuentes limpias en MW, y en pesos.

*"De 2015 a 2029 se espera un incremento en la capacidad de generación de 59,986 MW de capacidad adicional, de los cuales se espera que 54.3% corresponda a tecnologías limpias y el restante 45.7% a tecnologías convencionales. No es posible dar una estimación del nivel de precios en virtud de que los precios provendrán de los nodos de generación, en los que el precio lo determina la unidad marginal de generación, la cual depende de los precios de los combustibles y de cuestiones climatológicas. Sin embargo, durante dicho periodo se espera una inversión de 653,739 millones de pesos. Tampoco es posible estimar el incremento en el número de generadores, toda vez que no se cuenta con información o prospectiva sobre distribuciones de participantes del sector."*

Sobre este punto, la COFEMER considera parcialmente atendida la solicitud realizada, debido a que se mencionó el incremento en la capacidad y generación de energía que se espera obtener por la implementación del mercado eléctrico mayorista, así como un incremento en la inversión del sector eléctrico para generar energía eléctrica estimada en $653,739 millones de pesos, sin embargo, hubiese sido conveniente que esa Secretaría proporcionara una estimación en pesos de las ventas de energía que se espera generar en los próximos años.

3) Explicar y estimar los beneficios que podría implicar la implementación de un mercado de CEL.

> *"Con el mercado de CEL se busca promover la inversión en tecnologías limpias de generación eléctrica. Específicamente, con este instrumento se espera contribuir a alcanzar los 32,552 MW de capacidad adicional limpia hacia el 2029 ya que este instrumento brindará un ingreso adicional a la venta de energía eléctrica para los generadores limpios, quienes recibirán un CEL por MWh de energía limpia generada. Los generadores limpios podrán vender estos Certificados a los participantes obligados, quienes deberán mostrar cada año que cuentan con la cantidad de CEL suficiente para cubrir su obligación, la cual se establece como un porcentaje del consumo energético. En su momento, se justificó ante COFEMER el impacto esperado de la operación de un Mercado de CEL, mismo que puede ser consultado en: http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/33325. No se incluye esa información en esta MIR a fin de no duplicar beneficios anteriormente reportados."*

Al respecto, la COFEMER considera atendida la solicitud realizada a la SENER, toda vez que explico que los beneficios por la implementación de un mercado de CEL se esperan un incremento en la capacidad de energía limpia de 32,552 MW.

4) Estimar en términos monetarios la reducción en las tarifas eléctricas durante un periodo determinado por la creación de un mercado eléctrico mayorista.

> *"Con la implementación del mercado eléctrico se espera que las tarifas de electricidad pudieran bajarán de forma sostenida debido a que:*
> *Gracias al nuevo papel del CENACE, organismo independiente encargado de la operación del sistema y del acceso abierto a las redes de transmisión y distribución, será posible despachar la energía de plantas que la generen al menor costo hasta el punto en que se satisfaga la demanda. Esto incentivará la construcción de plantas de generación más eficientes y que utilicen combustibles menos costosos. Por ejemplo, la competencia en el segmento de generación de electricidad hará posible sustituir la generación a partir de combustóleo por gas natural, lo que reducirá el costo de generación. Cabe destacar que, a pesar de las reducciones en el precio del combustóleo, éste es casi tres veces más caro que el gas natural.*
> *Así, en este mercado, cada una de las plantas ofrecerá la energía a su costo, y las ofertas serán vigiladas por un monitor de mercado con el fin de evitar prácticas anticompetitivas o de poder de mercado.*

*De esta forma, se espera que con la implementación del mercado eléctrico, el sistema se vuelva más eficiente y que esto contribuya a lograr una disminución permanente de los precios de la electricidad.*

*En este sentido, el Fondo Monetario Internacional ha realizado las siguientes estimaciones de reducción de tarifas e impacto en la economía, resultado de la Reforma Eléctrica:*

**Impacto Económico de la Reducción en los Precios de la Electricidad***

| (Percentaje) | Más bajo | Más alto |
|---|---|---|
| Elasticidades | -0.11 | -0.28 |
| Escenario 1: Sustitución de combustóleo por gas natural | | |
| Aumento en la producción manufacturera | 1.4 | 3.6 |
| Aumento general del PIB | 0.2 | 0.6 |
| Escenario 2: Convergencia con los niveles de Estados Unidos | | |
| Aumento en la producción manufacturera | 5.5 | 14.0 |
| Aumento general del PIB | 0.9 | 2.2 |

Nota: el escenario 1 adopta una reducción a los precios de la electricidad de 13 por ciento, consistente con la sustitución del combustóleo por gas natural. El escenario 2 adopta una convergencia con los precios de la electricidad para usuarios industriales y comerciales con los niveles de los Estados Unidos.
Fuente: Autoridades nacionales y cálculos del *staff* del FMI.
*Traducido de: Alvarez, Jorge and Fabián Valencia, Made in Mexico: *Energy Reform and Manufacturing Growth. IMF Working Paper* WP/15/45, p. 17.

*No obstante lo anterior, cabe recordar que conforme a lo establecido en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica corresponde a la Comisión Reguladora de Energía (CRE o Comisión) aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico. Si bien, a la fecha dicha Comisión no ha emitido estas metodologías, por lo que continúan vigentes los acuerdos tarifarios emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con anterioridad a la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica, en un futuro el reflejo en las tarifas, proveniente de la reducción de costos en la generación y suministro de electricidad, será dado por la atribución de la CRE. Adicionalmente, se hace notar que la LIE (artículo 139, segundo párrafo) faculta al Ejecutivo Federal para establecer un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinado por la CRE, para ciertos grupos de Usuarios del Suministro Básico."*

Sobre este punto, la COFEMER toma nota de la respuesta realizada por la SENER, debido a que si bien planteó un escenario de reducción del 13% en las tarifas eléctricas y otro escenario en el cual las tarifas eléctricas del país convergen a aquéllas de los sectores industriales y comerciales de Estados Unidos, no se proporcionan cifras sobre los valores que tomarían esas tarifas ni tampoco del ahorro que podrían implicar tarifas más baratas para los usuarios finales del mercado eléctrico mayorista.

5) Una vez estimado lo anterior, la COFEMER recomendó comparar los beneficios y costos, con la finalidad de determinar el impacto de la propuesta regulatoria.

Al respecto, se observa con base en la información proporcionada por la SENER en los puntos anteriores, relacionados con los costos y beneficios lo siguiente:

Tabla 7. Resumen de costos y beneficios

| Concepto | Costos | Concepto | Beneficios |
|---|---|---|---|
| Trámites | 526,774.57 | Incremento en las inversiones | 653,739,000,000 |
| Obligaciones | 3,421,500.00 | | |
| Total | 3,948,274.75 | Total | 653,739,000,000 |
| Beneficios Netos | | | 653,735,051,725 |

Finalmente, esta Comisión observa que los beneficios que generaría la regulación propuesta podrían ser notoriamente superiores a sus costos, debido a que podrían generarse beneficios netos de alrededor de $653,735,051,725 pesos, por el incremento en las inversiones en el sector eléctrico, ello sin perjuicio de que hubiese sido conveniente estimar los beneficios por la reducción de tarifas eléctricas o por el incremento en las ventas de electricidad.

## V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

1. Respecto al numeral 16 de la MIR, en el que se solicita describir la forma y los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la SENER señaló que:

> *"...Los nuevos procedimientos de registro, certificación, administración del crédito, e interconexión, serán implementados por el CENACE y se aplicarán a todos aquellos interesados en convertirse en participante del mercado bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica. El CENACE implementará también los nuevos procedimientos de coordinación con el mercado de gas natural, instrumentos del mercado eléctrico, operación del mercado, programación de importación y exportación, pronósticos, modelo comercial y de la red, Derechos Financieros de Transmisión, Mercado de Potencia, Mercado de Certificados de Energías Limpias,*

*Subastas de Servicios Básicos y Monitoreo. Estos se empezarán a aplicar por el CENACE con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, la cual se prevé en diciembre de 2015. Algunos procedimientos como la programación del mantenimiento, los servicios conexos y todo lo relacionado a pequeños sistemas, confiabilidad, facturación y pagos, se basan en procedimientos que el CENACE utiliza actualmente. Las nuevas disposiciones se limitan a ajustar los procedimientos actuales a los esquemas y tecnologías que serán utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de la planeación de la red de transmisión y de las redes de distribución, los procedimientos de planeación serán instituidos en conjunto por el CENACE, quien propondrá la expansión de las redes y la Secretaría de Energía, quien las autorizará. Los planes de expansión son obligatorios e implican erogación de recursos para la construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución de energía. Estos recursos podrán provenir del erario público, de asociaciones público privadas o de contribuciones realizadas por participantes del mercado. En este contexto, con el fin de que el CENACE pueda realizar sus funciones y para dar cumplimiento al Artículo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica, el pasado 28 de noviembre, la Comisión Federal de Electricidad cedió al CENACE los recursos humanos, materiales y financieros que destinaba para el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, para la definición de especificaciones técnicas y características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y centros de carga y para la planificación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. Por lo que, una vez que esta transferencia se ha concretado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista que realizará el CENACE a partir de estas Bases de Mercado, no implica la erogación de recursos públicos adicionales. Sin embargo, se menciona que la Ley de la Industria Eléctrica prevé que el CENACE podrá cobrar determinados costos operativos a los Participantes del Mercado, de acuerdo con las Tarifas Reguladas expedidas por la CRE." (sic).*

Al respecto, la COFEMER reitera la opinión vertida para el presente numeral, debido a que la SENER atendió la solicitud del numeral de la MIR en comento, ello debido a que refirió en su respuesta, que la CFE cedió al CENACE los recursos humanos, materiales y financieros que destinaba para el Control Operativo del SEN para contar con los recursos públicos para poder realizar las funciones encomendadas, de modo que el CENACE implementará los procedimientos de coordinación con el mercado de gas natural, instrumentos del mercado eléctrico, operación del mercado, programación de importación y exportación, pronósticos, modelo comercial y de la red, Derechos Financieros de Transmisión, Mercado de Potencia, Mercado de Certificados de Energías Limpias, Subastas de Servicios Básicos y Monitoreo.

2. En relación con el numeral 17 del formulario de la MIR, el cual solicita describir los esquemas de verificación y vigilancia, así como las sanciones que asegurarán el cumplimiento de la regulación, la SENER mencionó lo siguiente:

> *"El CENACE y la Unidad de Vigilancia del Mercado (CRE), serán los entes encargados de verificar y vigilar que se cumpla lo estipulado por la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado. En el artículo 104 de la Ley de la Industria* Eléctrica *se prevé que la CRE vigilará la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado. Asimismo, la CRE vigilará que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley. Adicionalmente, el propio artículo 104 señala que integrantes del sector eléctrico tienen prohibido realizar cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados. En caso de identificar dichas prácticas, la CRE instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo, a fin de revertir la consecuencia monetaria de las transacciones identificadas, y que en casos graves, la CRE instruirá al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones a que haya lugar; el artículo 162 de la Ley señala que la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) estarán facultadas para sancionar a los contratistas, permisionarios, servidores públicos, así como toda persona física o moral, pública o privada, nacional o extranjera que participe en el sector eléctrico, además el artículo 165 de la LIE, se señalan las sanciones monetarias aplicables a la industria eléctrica por contravenir lo señalado en la propia ley, y específicamente por no observar las Reglas del Mercado. Por otro lado, en el artículo 166 de la LIE se señala qué autoridad (CRE o SENER) estará encargada de imponer cada sanción y como se llevará a cabo el proceso de cobro."*

Con base en la información proporcionada por la SENER, esta Comisión consideró atendido el numeral de referencia, toda vez que esa Secretaría señaló que el instrumento regulatorio propuesto conlleva a la obligación de que el CENACE y la Unidad de Vigilancia del Mercado (CRE), serán los entes encargados de verificar y vigilar que se cumpla lo estipulado por la LIE, su Reglamento, las BME y las Disposiciones Operativas del Mercado para la aplicación intrínseca del cumplimiento de la normatividad en mención.

Además se observa que las BME, cuentan con un capítulo destinado al monitoreo, en el que se describe la interacción entre las Unidades de Vigilancia del Mercado, el CENACE y los participantes del mercado, con la finalidad de evitar que reduzcan ofertas injustificadas por parte de las Centrales Eléctricas o en general incumplimiento con las BME.

## VI. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

Respecto al numeral 18 de la MIR en el cual la Dependencia debe describir la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la SENER señaló que la CRE está facultada para emitir informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo cual puede exigir la información necesaria para el monitoreo de dicho mercado a los participantes del mercado así mismo el CENACE deberá publicar informes sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista conforme a las modalidades y la información mínima que establezca la CRE. De igual forma es de mencionarse que la Secretaría está facultada para constituir, en coordinación con la CRE, un comité de evaluación para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista, con la finalidad de establecer bases de nivel de competencia en el sector, las tarifas eléctricas y de satisfacer la demanda por energía eléctrica en el largo plazo.

Al respecto, la COFEMER consideró atendida la solicitud del numeral de la MIR en comento, ello debido a que como lo refiere en su respuesta, será mediante la emisión de informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, así mismo se publicará informes sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista conforme a las modalidades y la información mínima que establezca la CRE, así mismo se faculta a la Secretaría para constituir, en coordinación con la CRE, un comité de evaluación para revisar el desempeño del CENACE y del

Mercado Eléctrico Mayorista y se vigilará que las medidas de las tarifas eléctricas y de satisfacer la demanda por energía eléctrica en el largo plazo.

## VII. CONSULTA PÚBLICA

En el Dictamen Total (No Final) se informó a la SENER que desde el día en que se recibió el anteproyecto en análisis 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 tal motivo se informó a esa Dependencia que se recibieron comentarios de particulares, los que podía consultar en la dirección electrónica del expediente del anteproyecto, mismos que en su caso, debían considerarse para la modificación de la propuesta regulatoria, o bien, manifestar por escrito las razones por las cuales no resultaban procedentes, ello a efecto de cumplir con el artículo 69-J de la LFPA, mismos que se han incluido en el portal electrónico de la COFEMER para su consulta.

Para atender este punto la SENER proporcionó el siguiente documento como parte de la información contenida en el Anexo de la MIR, en el cual da respuesta a los comentarios vertidos por los particulares 20150827124519_38526_Comentarios_Particulares_Compilado.docx

Asimismo, se informa que posterior a la emisión del Dictamen Total (No Final), esta Comisión recibió comentarios de particulares, mismos que pueden consultarse en la siguiente dirección electrónica para valoración de la SENER:

http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/14362

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Asimismo, a petición de la SENER, se expide la constancia de publicidad a la que aluden los artículos 10 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, así como 24 y 25, primer párrafo, de su Reglamento, con relación al anteproyecto en comento, toda vez que el mismo ha estado disponible para consulta pública en el portal de Internet de la COFEMER por más de 20 días hábiles hasta el día de hoy.

Por lo expresado con antelación, la COFEMER resuelve emitir el presente Dictamen Final, respecto a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA y de conformidad con lo establecido en el Anexo Único, numeral 5, del Procedimiento de MIR de impacto moderado y de alto impacto, inciso d) del Acuerdo por el que se fijan los plazos para la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre los anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

El presente oficio se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos invocados; así como en los artículos 7, fracción IV; 9, fracción XI y último párrafo; 10, fracciones VI y XX1 del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

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

Atentamente,

EDUARDO ESTEBAN ROMERO FONG
Coordinador General